



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



RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2016

VOLUME I Stato dei servizi



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



RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2016

Volume I Stato dei Servizi

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

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

* in carica fino all'11 gennaio 2016

Capitolo 1. Contesto internazionale e nazionale	pag.	2
Mercati internazionali dei prodotti energetici	pag.	3
Mercato internazionale del petrolio	pag.	4
Mercato internazionale del gas naturale	pag.	9
Mercato internazionale del GNL	pag.	14
Mercato internazionale del carbone	pag.	17
Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione	pag.	18
Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea	pag.	21
Prezzi dell'energia elettrica	pag.	22
Prezzi del gas	pag.	28
Domanda e offerta di energia in Italia	pag.	32
Capitolo 2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico	pag.	36
Domanda e offerta di energia elettrica nel 2015	pag.	37
Mercato e concorrenza	pag.	40
Struttura dell'offerta di energia elettrica	pag.	40
Infrastrutture elettriche	pag.	49
Mercato all'ingrosso	pag.	59
Mercati per l'ambiente	pag.	66
Mercato finale della vendita	pag.	68
Prezzi e tariffe	pag.	93
Tariffe per l'uso delle infrastrutture	pag.	93
Prezzi del mercato al dettaglio	pag.	94
Qualità del servizio	pag.	102
Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica	pag.	102
Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	pag.	104
Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	pag.	112

Capitolo 3. Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale pag. 121

Mercato e concorrenza pag. 124

Struttura dell'offerta di gas pag. 124

Infrastrutture del gas pag. 130

Mercato all'ingrosso del gas pag. 148

Mercato finale al dettaglio pag. 158

Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali pag. 171

Prezzi e tariffe pag. 176

Tariffe per l'uso delle infrastrutture pag. 176

Prezzi del mercato al dettaglio pag. 182

Condizioni economiche di riferimento pag. 183

Qualità del servizio pag. 191

Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale pag. 191

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas pag. 194

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale pag. 202

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas pag. 206

Capitolo 4. Struttura del servizio di teleriscaldamento

Struttura del servizio di teleriscaldamento pag. 209

Prezzi dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento pag. 215

Capitolo 5. Stato dei servizi idrici

Investimenti e tariffe pag. 219

Stato delle approvazioni tariffarie per il primo periodo regolatorio 2012-2015 pag. 219

Effetti della regolazione per schemi regolatori pag. 224

Variazioni tariffarie e investimenti programmati pag. 233

Prime approvazioni tariffarie per il secondo periodo regolatorio 2016-2019 pag. 237

Aspetti tecnici e infrastrutturali del servizio pag. 238

Acquedotto pag. 239

Fognatura pag. 243

Depurazione pag. 244

Qualità contrattuale del SII pag. 248

Indice delle tavole

Tav. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale	pag.	3
Tav. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2011 al 2015 e previsione per il 2016	pag.	5
Tav. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2011 al 2015 e previsione per il 2016	pag.	6
Tav. 1.4	Produzione trimestrale di greggio OPEC	pag.	7
Tav. 1.5	Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno	pag.	7
Tav. 1.6	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo	pag.	9
Tav. 1.7	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE	pag.	10
Tav. 1.8	Consumi di gas naturale nell'Unione europea	pag.	11
Tav. 1.9	Importazioni lorde dei Paesi OCSE per area di provenienza	pag.	11
Tav. 1.10	Paesi produttori e quantità esportate di GNL	pag.	15
Tav. 1.11	Commercio globale di GNL nel 2015	pag.	16
Tav. 1.12	Andamento dei prezzi di aggiudicazione delle quote EUA A messe all'asta sulla t-CAP nel 2015	pag.	20
Tav. 1.13	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2015	pag.	24
Tav. 1.14	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2015	pag.	25
Tav. 1.15	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2015	pag.	29
Tav. 1.16	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2015	pag.	31
Tav. 1.17	Bilancio energetico nazionale nel 2014 e nel 2015	pag.	33
Tav. 2.1	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2014 e nel 2015	pag.	37
Tav. 2.2	Bilancio dell'energia elettrica nel 2015	pag.	38
Tav. 2.3	Produzione lorda per fonte 2011-2015	pag.	40
Tav. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti	pag.	41
Tav. 2.5	Produttori, impianti e generazione nel 2015 per fonte	pag.	41
Tav. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2015	pag.	44
Tav. 2.7	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2015	pag.	44
Tav. 2.8	Presenza territoriale degli operatori nel 2015	pag.	45
Tav. 2.9	Asset della Rete di trasmissione nazionale	pag.	49
Tav. 2.10	Capacità di interconnessione con l'estero	pag.	50
Tav. 2.11	Attività dei distributori elettrici dal 2009	pag.	51
Tav. 2.12	Composizione societaria dei distributori nel 2015	pag.	52
Tav. 2.13	Ripartizione delle imprese che distribuiscono energia elettrica per classi di addetti	pag.	53
Tav. 2.14	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2015	pag.	53
Tav. 2.15	Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2015	pag.	54
Tav. 2.16	Distribuzione di energia elettrica per settore di consumo nel 2015	pag.	55
Tav. 2.17	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2015 per classe di potenza e di consumo	pag.	56
Tav. 2.18	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2015 per livello di tensione e di potenza	pag.	57
Tav. 2.19	Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2015	pag.	59
Tav. 2.20	Confronto statistiche mensili alle frontiere nord all'introduzione del Market Coupling (MC)	pag.	64
Tav. 2.21	Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2015	pag.	65
Tav. 2.22	Volumi di prodotti future del PUN scambiati nel corso del 2015	pag.	65
Tav. 2.23	Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2015	pag.	67
Tav. 2.24	Esiti della contrattazione del mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2015	pag.	68
Tav. 2.25	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2015	pag.	69
Tav. 2.26	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente	pag.	69
Tav. 2.27	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione	pag.	70
Tav. 2.28	Primi venti gruppi per vendite di energia elettrica al mercato finale nel 2015	pag.	73
Tav. 2.29	Tassi di switching dei clienti finali nel 2014 e nel 2015	pag.	73
Tav. 2.30	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente	pag.	74

Tav. 2.31	Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2015	pag. 75
Tav. 2.32	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2015	pag. 75
Tav. 2.33	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2015	pag. 76
Tav. 2.34	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2015	pag. 77
Tav. 2.35	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2015	pag. 78
Tav. 2.36	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2015	pag. 79
Tav. 2.37	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2015	pag. 80
Tav. 2.38	Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2015	pag. 81
Tav. 2.39	Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2015	pag. 82
Tav. 2.40	Attività dei venditori nel periodo 2009-2015 per classe di vendita	pag. 84
Tav. 2.41	Mercato libero per tipologia di cliente e tensione	pag. 84
Tav. 2.42	Mercato libero domestico nel 2015 per classe di consumo	pag. 85
Tav. 2.43	Mercato libero domestico nel 2015 per condizione contrattuale applicata	pag. 86
Tav. 2.44	Mercato libero non domestico nel 2015 per classe di consumo	pag. 86
Tav. 2.45	Mercato libero non domestico nel 2015 per livello di tensione	pag. 86
Tav. 2.46	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero	pag. 87
Tav. 2.47	Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2015	pag. 88
Tav. 2.48	Ripartizione delle imprese che vendono energia elettrica per classi di addetti	pag. 90
Tav. 2.49	Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente nel 2014 e nel 2015	pag. 90
Tav. 2.50	Servizio di salvaguardia nel 2014 e nel 2015 per regione	pag. 91
Tav. 2.51	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura	pag. 93
Tav. 2.52	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente	pag. 93
Tav. 2.53	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente	pag. 93
Tav. 2.54	Prezzi medi finali a clienti domestici per classe di consumo nel 2015	pag. 94
Tav. 2.55	Percentuale di prezzi applicati ai clienti domestici per fascia di prezzo nel 2015	pag. 95
Tav. 2.56	Prezzi medi finali ai clienti non domestici per livello di tensione nel 2015	pag. 95
Tav. 2.57	Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2015	pag. 96
Tav. 2.58	Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2015	pag. 96
Tav. 2.59	Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali (baseload) nel 2016	pag. 96
Tav. 2.60	Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2016	pag. 97
Tav. 2.61	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica	pag. 98
Tav. 2.62	Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2015	pag. 101
Tav. 2.63	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti	pag. 102
Tav. 2.64	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti	pag. 102
Tav. 2.65	Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici	pag. 102
Tav. 2.66	Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN	pag. 103
Tav. 2.67	Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione	pag. 108
Tav. 2.68	Durata media annuale delle interruzioni per utente in bassa tensione dovute a furti registrate da Enel Distribuzione	pag. 108
Tav. 2.69	Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione	pag. 109
Tav. 2.70	Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati	pag. 109
Tav. 2.71	Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati	pag. 110
Tav. 2.72	Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	pag. 111

Tav. 2.73	Indicatori relativi ai buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	pag. 111
Tav. 2.74	Standard in vigore sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e media tensione	pag. 112
Tav. 2.75	Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni	pag. 112
Tav. 2.76	Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici	pag. 112
Tav. 2.77	Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2015	pag. 113
Tav. 2.78	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in bassa tensione nel 2015	pag. 114
Tav. 2.79	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2015	pag. 114
Tav. 2.80	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in media tensione nel 2015	pag. 115
Tav. 2.81	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in bassa tensione nel 2015	pag. 115
Tav. 2.82	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in media tensione nel 2015	pag. 115
Tav. 2.83	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2015	pag. 118
Tav. 3.1	Bilancio del gas naturale 2015	pag. 123
Tav. 3.2	Produzione di gas naturale in Italia nel 2015	pag. 126
Tav. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2015	pag. 128
Tav. 3.4	Reti delle società di trasporto nel 2015	pag. 130
Tav. 3.5	Attività di trasporto per regione nel 2015	pag. 131
Tav. 3.6	Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2015-2016	pag. 132
Tav. 3.7	Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2016-2017 al 2021-2022	pag. 134
Tav. 3.8	Concessioni di stoccaggio in Italia	pag. 135
Tav. 3.9	Distribuzione dello spazio di stoccaggio in conferimento negli anni termici 2015-2016 e 2016-2017	pag. 136
Tav. 3.10	Attività dei distributori nel periodo 2009-2015	pag. 138
Tav. 3.11	Attività di distribuzione per regione nel 2015	pag. 139
Tav. 3.12	Livelli di concentrazione nella distribuzione	pag. 140
Tav. 3.13	Composizione societaria dei distributori	pag. 141
Tav. 3.14	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2015	pag. 141
Tav. 3.15	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2015	pag. 142
Tav. 3.16	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo	pag. 143
Tav. 3.17	Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2015	pag. 144
Tav. 3.18	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2014 e 2015 per classe di misuratore	pag. 145
Tav. 3.19	Dimensione delle imprese che hanno distribuito gas naturale per classi di addetti	pag. 146
Tav. 3.20	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2015	pag. 146
Tav. 3.21	Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2014 e nel 2015	pag. 147
Tav. 3.22	Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2014 e nel 2015	pag. 147
Tav. 3.23	Numero di operatori e vendite nel 2015	pag. 148
Tav. 3.24	Mercato all'ingrosso nel periodo 2011-2015	pag. 149
Tav. 3.25	Approvvigionamento dei grossisti nel 2015	pag. 150
Tav. 3.26	Impieghi di gas dei grossisti nel 2015	pag. 150
Tav. 3.27	Vendite dei principali grossisti nel 2015	pag. 151
Tav. 3.28	Consumi finali di gas naturale nel 2014 e nel 2015	pag. 159
Tav. 3.29	Attività dei venditori nel periodo 2011-2015	pag. 159
Tav. 3.30	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2015	pag. 161
Tav. 3.31	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2015	pag. 162
Tav. 3.32	Consumi finali di gas naturale per settore di consumo	pag. 163
Tav. 3.33	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2015	pag. 164

Tav. 3.34	Tassi di switching dei clienti finali nel 2014 e nel 2015	pag. 165
Tav. 3.35	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2015	pag. 166
Tav. 3.36	Tassi di switching per regione e per tipologia di clienti nel 2015	pag. 169
Tav. 3.37	Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2015	pag. 170
Tav. 3.38	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 172
Tav. 3.39	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 173
Tav. 3.40	Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2015	pag. 174
Tav. 3.41	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2015	pag. 175
Tav. 3.42	Tariffe di trasporto, dispacciamento e relativa misura per l'anno 2016	pag. 177
	Corrispettivi unitari di capacità sulla Rete nazionale	pag. 177
	Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale	pag. 177
	Corrispettivo transitorio per il servizio di misura	pag. 178
	Quota percentuale a copertura del gas di autoconsumo (applicata all'energia immessa in rete)	pag. 178
	Quote percentuali a copertura delle perdite di rete e del gas non contabilizzato applicate all'energia immessa in rete	pag. 178
Tav. 3.43	Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2016 e relativi corrispettivi di misura	pag. 179
Tav. 3.44	Corrispettivi tariffari Stogit per il servizio di stoccaggio per l'anno 2015	pag. 179
Tav. 3.45	Aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione effettuate da Stogit per l'anno termico 2016-2017	pag. 180
Tav. 3.46	Articolazione della quota fissa τ_1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2016	pag. 181
Tav. 3.47	Articolazione della quota variabile τ_3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2016	pag. 181
Tav. 3.48	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale	pag. 182
Tav. 3.49	Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2015	pag. 183
Tav. 3.50	Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"	pag. 184
Tav. 3.51	Imposte sul gas	pag. 188
Tav. 3.52	Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2015	pag. 191
Tav. 3.53	Protezione catodica delle reti nel 2015	pag. 191
Tav. 3.54	Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2015	pag. 191
Tav. 3.55	Impianti di odorizzazione nel 2015	pag. 191
Tav. 3.56	Emergenze di servizio nel 2015	pag. 192
Tav. 3.57	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2015, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto in caso di emergenza di servizio	pag. 192
Tav. 3.58	Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2015	pag. 192
Tav. 3.59	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2015, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto nei casi diversi dalle emergenze di servizio	pag. 192
Tav. 3.60	Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2015	pag. 192
Tav. 3.61	Casi di mancato rispetto nel 2015 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna	pag. 193
Tav. 3.62	Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2015	pag. 193
Tav. 3.63	Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate	pag. 195
Tav. 3.64	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi	pag. 196
Tav. 3.65	Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2015	pag. 198
Tav. 3.66	Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2015	pag. 199
Tav. 3.67	Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2015	pag. 200
Tav. 3.68	Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2015	pag. 201
Tav. 3.69	Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale	pag. 203
Tav. 3.70	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6	pag. 204
Tav. 3.71	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori	pag. 205

Tav. 3.72	Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	pag. 206
Tav. 3.73	Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	pag. 207
Tav. 3.74	Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributrice	pag. 207
Tav. 3.75	Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributrice	pag. 207
Tav. 3.76	Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	pag. 207
Tav. 3.77	Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	pag. 207
Tav. 4.1	Evoluzione della volumetria allacciata nel periodo 2000-2014	pag. 210
Tav. 4.2	Evoluzione dell'estensione delle reti nel periodo 2000-2014	pag. 211
Tav. 4.3	Distribuzione geografica degli impianti di teleriscaldamento nell'anno 2014	pag. 211
Tav. 4.4	Evoluzione della volumetria allacciata nel periodo 2000-2014	pag. 212
Tav. 4.5	Distribuzione geografica degli impianti di teleriscaldamento nell'anno 2014	pag. 212
Tav. 4.6	Evoluzione della volumetria allacciata nel periodo 2000-2014	pag. 213
Tav. 4.7	Principali operatori del servizio di teleriscaldamento al 31/12/2014	pag. 214
Tav. 5.1	Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per gli anni 2012 e 2013	pag. 221
Tav. 5.2	Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per gli anni 2014 e 2015	pag. 222
Tav. 5.3	Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie per il 2014 e il 2015, in relazione al fabbisogno di investimenti	pag. 225
Tav. 5.4	Oneri locali esplicitati come ERC ²⁰¹⁵ dai soggetti competenti	pag. 229
Tav. 5.5	Altri costi operativi esplicitabili come ERC ²⁰¹⁵	pag. 230
Tav. 5.6	Distribuzione delle gestioni con i più elevati valori pro capite di investimenti programmati per il biennio 2014-2015	pag. 235
Tav. 5.7	Distribuzione delle gestioni che hanno raddoppiato il valore degli investimenti in infrastrutture idriche tra il 2012 e il 2015	pag. 235
Tav. 5.8	Numero di bacini tariffari per gestore	pag. 236
Tav. 5.9	Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2015	pag. 236
Tav. 5.10	Matrice di schemi regolatori per il secondo periodo regolatorio 2016-2019	pag. 237
Tav. 5.11	Proposte tariffarie ex MTI-2 approvate dall'Autorità	pag. 238
Tav. 5.12	Dinamica dei consumi domestici per area geografica	pag. 242
Tav. 5.13	Rispetto degli standard garantiti per il 2014	pag. 251

Indice delle figure

Fig. 1.1	Produzione di petrolio nei primi tre Paesi	pag. 6
Fig. 1.2	Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2013	pag. 8
Fig. 1.3	Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio	pag. 8
Fig. 1.4	Confronto internazionale dei prezzi del gas	pag. 12
Fig. 1.5	Prezzi del GNL nell'area asiatica	pag. 12
Fig. 1.6	Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento	pag. 13
Fig. 1.7	Prezzo alla frontiera per Paese importatore	pag. 13
Fig. 1.8	Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere	pag. 13
Fig. 1.9	Prezzo del gas naturale negli hub europei	pag. 14
Fig. 1.10	Prezzi del GNL per aree	pag. 16
Fig. 1.11	Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali	pag. 18
Fig. 1.12	Quote messe all'asta per Paese nel 2015	pag. 19
Fig. 1.13	Ripartizione percentuale delle quote messe all'asta sulle singole piattaforme	pag. 20
Fig. 1.14	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali Paesi europei	pag. 22
Fig. 1.15	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici	pag. 23
Fig. 1.16	Composizione dei prezzi per i consumatori domestici in Europa	pag. 23
Fig. 1.17	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali Paesi europei	pag. 26
Fig. 1.18	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali	pag. 26
Fig. 1.19	Composizione dei prezzi per i consumatori industriali in Europa	pag. 27
Fig. 1.20	Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali Paesi europei	pag. 29
Fig. 1.21	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici	pag. 30
Fig. 1.22	Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali Paesi europei	pag. 31
Fig. 1.23	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali	pag. 32
Fig. 1.24	Intensità energetica del PIL dal 1995	pag. 34
Fig. 1.25	Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995	pag. 35
Fig. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	pag. 42
Fig. 2.2	Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2015	pag. 43
Fig. 2.3	Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2015	pag. 43
Fig. 2.4	Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	pag. 46
Fig. 2.5	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante	pag. 47
Fig. 2.6	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte	pag. 47
Fig. 2.7	Importazioni nette di energia elettrica per frontiera dal 2013	pag. 48
Fig. 2.8	Composizione della domanda di energia elettrica nel 2015	pag. 61
Fig. 2.9	Composizione dell'offerta di energia elettrica nel 2015	pag. 62
Fig. 2.10	Andamento del PUN e volumi scambiati nel 2014 e nel 2015	pag. 63
Fig. 2.11	Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2015	pag. 63
Fig. 2.12	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2015	pag. 64
Fig. 2.13	Andamento dei prodotti forward sul PUN scambiati su EEX nel 2015	pag. 65
Fig. 2.14	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione	pag. 71
Fig. 2.15	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione e tipologia di mercato	pag. 72
Fig. 2.16	Consumi e clienti serviti in maggior tutela nel 2015	pag. 74
Fig. 2.17	Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2015	pag. 78
Fig. 2.18	Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2015	pag. 81
Fig. 2.19	Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione	pag. 82
Fig. 2.20	Venditori del servizio di salvaguardia	pag. 92
Fig. 2.21	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi anni	pag. 98
Fig. 2.22	Livello dei prezzi nell'ultimo triennio	pag. 99
Fig. 2.23	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali Paesi europei	pag. 99

Fig. 2.24	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	pag. 100
Fig. 2.25	Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	pag. 100
Fig. 2.26	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione	pag. 104
Fig. 2.27	Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione	pag. 105
Fig. 2.28	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 105
Fig. 2.29	Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	pag. 106
Fig. 2.30	Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione	pag. 106
Fig. 2.31	Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 107
Fig. 2.32	Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2015	pag. 109
Fig. 2.33	Utenti in media tensione con impianti adeguati	pag. 110
Fig. 2.34	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in bassa tensione nel 2015	pag. 116
Fig. 2.35	Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2015	pag. 116
Fig. 2.36	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in media tensione nel 2015	pag. 117
Fig. 2.37	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in bassa tensione nel 2015	pag. 117
Fig. 2.38	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in media tensione nel 2015	pag. 117
Fig. 3.1	Consumi di gas naturale per settore	pag. 122
Fig. 3.2	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980	pag. 125
Fig. 3.3	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2015	pag. 125
Fig. 3.4	Immissioni in rete negli ultimi due anni	pag. 127
Fig. 3.5	Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza	pag. 127
Fig. 3.6	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2015, secondo la durata intera	pag. 129
Fig. 3.7	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2015, secondo la durata residua	pag. 129
Fig. 3.8	Attività di trasporto dal 2006	pag. 132
Fig. 3.9	Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici	pag. 135
Fig. 3.10	Gruppi di misura elettronici e tradizionali nel 2013, nel 2014 e nel 2015 per tipologia di cliente	pag. 145
Fig. 3.11	Sottoscrittori del PSV dal 2008	pag. 153
Fig. 3.12	Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale	pag. 153
Fig. 3.13	Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale	pag. 154
Fig. 3.14	Prezzi e volumi sul MI-GAS	pag. 156
Fig. 3.15	Prezzi e volumi su PB-GAS (G-1)	pag. 157
Fig. 3.16	Volumi scambiati da Snam Rete Gas su PB-GAS (G+1)	pag. 157
Fig. 3.17	Prezzi e volumi complessivi scambiati su PB-GAS (G+1)	pag. 157
Fig. 3.18	Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009	pag. 165
Fig. 3.19	Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2015	pag. 168
Fig. 3.20	Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2015	pag. 168
Fig. 3.21	Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi quattro anni	pag. 184
Fig. 3.22	Livello dei prezzi del gas negli ultimi quattro anni	pag. 185
Fig. 3.23	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei	pag. 185
Fig. 3.24	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	pag. 186
Fig. 3.25	Composizione percentuale all'1 aprile 2016 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	pag. 187
Fig. 3.26	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	pag. 189
Fig. 3.27	Composizione percentuale all'1 aprile 2016 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	pag. 190
Fig. 3.28	Percentuale di rete ispezionata dal 2002	pag. 194

Fig. 3.29	Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2015	pag. 195
Fig. 3.30	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti	pag. 197
Fig. 3.31	Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti	pag. 197
Fig. 3.32	Percentuale di rete di ghisa con giunto di canapa e piombo risanata o sostituita e di rete di acciaio messa in protezione catodica efficace	pag. 197
Fig. 3.33	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi)	pag. 203
Fig. 3.34	Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6	pag. 204
Fig. 4.1	Energia termica erogata distinta per tipologia di utenza nel 2014	pag. 213
Fig. 5.1	Copertura per macroarea geografica della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie e dalle determinazioni d'ufficio dell'Autorità	pag. 223
Fig. 5.2	Copertura a livello nazionale della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie e dalle determinazioni d'ufficio dell'Autorità	pag. 224
Fig. 5.3	Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti	pag. 226
Fig. 5.4	Investimenti programmati per Quadrante della matrice di schemi regolatori	pag. 227
Fig. 5.5	Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2015	pag. 228
Fig. 5.6	Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per macroarea geografica nel 2015	pag. 228
Fig. 5.7	Capex pro capite per macroarea nel 2015	pag. 231
Fig. 5.8	RAB pro capite per macroarea	pag. 231
Fig. 5.9	Opex per volumi erogati nel 2015	pag. 232
Fig. 5.10	Incidenza dei costi operativi endogeni sugli Opex nel 2015	pag. 232
Fig. 5.11	Incidenza dei costi operativi aggiornabili sugli Opex	pag. 233
Fig. 5.12	Variazione media per macroarea dei corrispettivi applicati all'utenza	pag. 234
Fig. 5.13	Investimenti pro capite per macroarea pianificati per il quadriennio 2014-2017 rispetto alla RAB esistente	pag. 234
Fig. 5.14	Tipologie di materiali delle condotte della rete acquedottistica principale	pag. 240
Fig. 5.15	Età di posa della rete acquedottistica principale	pag. 240
Fig. 5.16	Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per macroarea geografica nel 2014	pag. 241
Fig. 5.17	Percentuale di campioni di acqua destinata al consumo umano non conformi al decreto legislativo n. 31/01	pag. 241
Fig. 5.18	Misuratori di utenza per classi di età	pag. 242
Fig. 5.19	Tipologia di rete fognaria per area geografica	pag. 243
Fig. 5.20	Età di posa della rete fognaria	pag. 244
Fig. 5.21	Ripartizione degli impianti di depurazione per tipologia di trattamento	pag. 245
Fig. 5.22	Ripartizione del carico depurato per tipologia di trattamento	pag. 245
Fig. 5.23	Ripartizione per tipologia di trattamento distinta per classe di età degli impianti	pag. 246
Fig. 5.24	Consumo di energia elettrica per volume unitario di reflu trattato	pag. 247
Fig. 5.25	Interventi di manutenzione sugli impianti di depurazione programmati e non programmati per area geografica	pag. 247
Fig. 5.26	Campione 2014 - Composizione e copertura della popolazione per area geografica	pag. 249
Fig. 5.27	Rispetto degli standard garantiti - Livello effettivo pari e migliore del garantito per il triennio 2012-2014	pag. 250
Fig. 5.28	Rispetto degli standard garantiti - Livello effettivo pari e migliore del garantito nel 2014 per area geografica - Avvio e cessazione del rapporto contrattuale	pag. 252
Fig. 5.29	Rispetto degli standard garantiti - Livello effettivo pari e migliore del garantito nel 2014 per area geografica - Gestione del rapporto contrattuale	pag. 252
Fig. 5.30	Tempo di risposta alla richiesta di preventivo per allacciamento idrico - Livelli effettivi per il triennio 2012-2014	pag. 253
Fig. 5.31	Tempo di risposta alla richiesta di preventivo per allacciamento fognario - Livelli effettivi per il triennio 2012-2014	pag. 254
Fig. 5.32	Tempo di esecuzione dell'allacciamento idrico - Livelli effettivi per il triennio 2012-2014	pag. 255

Fig. 5.33	Tempo di esecuzione dell'allacciamento fognario – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014	pag. 255
Fig. 5.34	Tempo di attivazione della fornitura – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014	pag. 256
Fig. 5.35	Tempo di cessazione della fornitura – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014	pag. 256
Fig. 5.36	Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014	pag. 257
Fig. 5.37	Ritardo agli appuntamenti concordati – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014	pag. 257
Fig. 5.38	Frequenza di fatturazione – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014	pag. 258
Fig. 5.39	Frequenza di fatturazione – Livelli effettivi per il 2014 per area	pag. 259
Fig. 5.40	Tempo di attesa per rettifica di fatturazione – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014	pag. 260
Fig. 5.41	Tempo di attesa per verifica del misuratore – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014	pag. 261
Fig. 5.42	Tempo di attesa per la risposta alle richieste degli utenti – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014	pag. 261
Fig. 5.43	Tempo di attesa per la risposta ai reclami – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014	pag. 262
Fig. 5.44	Tempo di attesa per la risposta ai reclami – Livelli effettivi nel 2014 per area	pag. 262

1.

Contesto internazionale e nazionale

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Nel 2015 l'economia mondiale si è dimostrata più debole che nel 2014, facendo segnare un tasso di crescita del 3,1%, contro il 3,4% dell'anno precedente (Tav. 1.1). Questo risultato discende, da un lato, dal rallentamento delle economie emergenti, che prosegue ormai da alcuni anni, e, dall'altro, da una ripresa molto modesta delle economie dei Paesi avanzati. Hanno inciso il rallentamento dell'economia cinese, la caduta dei prezzi del petrolio e delle altre *commodity*, nonché la graduale stretta della politica monetaria degli Stati Uniti.

Tra i Paesi emergenti la Cina sta attraversando una fase di transizione, con il passaggio da un'economia basata su investimenti e manifattura a un'economia basata su consumi e servizi. Il rallentamento della crescita cinese, in atto ormai da un quinquennio, ha portato per la prima volta nel 2015 a registrare un tasso di sviluppo inferiore al 7%. Il Brasile, dopo anni di crescita e poi una brusca frenata, è entrato in una fase di recessione, analogamente alla Federazione Russa; quest'ultima, dopo anni di rallentamento dell'economia, nel 2015 ha visto una caduta del PIL del 2,8%, a causa del crollo delle quotazioni di gas e petrolio di cui è importante

AGGREGATO MONDIALE						PREVISIONE APRILE 2016	
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Mondo	4,2	3,5	3,3	3,4	3,1	3,2	3,5
Economie avanzate	1,7	1,2	1,2	1,8	1,9	1,9	2,0
Stati Uniti	1,6	2,2	1,5	2,4	2,4	2,4	2,5
Unione europea	1,8	-0,4	0,3	1,4	2,0	1,8	1,9
Area euro	1,6	-0,9	-0,3	0,9	1,6	1,5	1,6
Giappone	-0,5	1,7	1,4	0,0	0,5	0,5	-0,1
Comunità Stati indipendenti	4,8	3,5	2,1	1,1	-2,8	-1,1	1,3
Paesi asiatici in via di sviluppo	7,8	6,9	6,9	6,8	6,6	6,4	6,3
Cina	9,5	7,7	7,7	7,3	6,9	6,5	6,2
India	6,6	5,6	6,6	7,2	7,3	7,5	7,5
Asean-5	4,7	6,2	5,1	4,6	4,8	4,8	5,1
America Latina e Caraibi	4,9	3,2	3,0	1,3	-0,1	-0,5	1,5
Medio Oriente e Nord Africa	4,6	5,1	2,1	2,6	2,3	2,9	3,3
Africa sub-sahariana	5,0	4,3	5,2	5,1	3,4	3,0	4,0

Fonte: FMI, *World Economic Outlook Database*, aprile 2016.

TAV. 1.1

Tassi di crescita
dell'economia mondiale
Valori percentuali

esportatrice. Tra i Paesi BRIC¹, per anni traino dell'economia globale, solo l'India è riuscita a rafforzare il proprio ciclo economico.

Negli Stati Uniti hanno pesato, invece, la stretta nella politica monetaria, che ha indebolito la domanda interna, e il rafforzamento del dollaro, che ha sfavorito le esportazioni; di conseguenza l'economia nel 2015 non è andata oltre lo stesso tasso di crescita dell'anno precedente (2,4%). In Europa la politica monetaria accomodante e i bassi prezzi del petrolio hanno sostenuto la domanda interna. La crescita nel 2015 è stata positiva e superiore ai risultati del 2014 sia per l'Area euro (1,6%) sia per l'Unione europea nel suo complesso (2%). Tuttavia, la ripresa è stata frenata dal rallentamento delle esportazioni, in particolare verso i Paesi emergenti, e dal rischio di deflazione. In Giappone la dinamica economica del 2015 (0,5%) ha deluso le aspettative, soprattutto a causa della caduta dei consumi privati.

Alla luce di questi dati, le prospettive di crescita dell'economia globale per il 2016 sono state progressivamente riviste al ribasso

nel corso dell'ultimo anno (fino al 3,2%) e dovrebbero sostanzialmente collocarsi in linea con il risultato del 2015.

L'accelerazione del tasso di crescita dovrebbe, quindi, essere rimandata al 2017, quando il PIL mondiale dovrebbe far segnare un 3,5%.

La debolezza dell'economia nell'anno in corso rimane riconducibile al rallentamento delle attività nei Paesi avanzati, come conseguenza dell'indebolimento delle esportazioni, all'incertezza sul trend di sviluppo delle economie emergenti (in particolare della Cina), che potrebbero registrare tassi di crescita anche inferiori alle attese, e, da ultimo, ai bassi prezzi del petrolio che, se da un lato sostengono la domanda dei Paesi importatori, dall'altro rischiano di influire negativamente sull'economia dei Paesi produttori, inclusi gli Stati Uniti. Inoltre, ulteriori fattori di rischio potrebbero derivare da elementi di natura geopolitica, quali un aggravamento dei conflitti in Medio Oriente e in Africa.

Mercato internazionale del petrolio

Il 2015 è stato segnato da importanti evoluzioni sul piano delle relazioni internazionali, molte delle quali hanno riguardato Paesi con un ruolo primario nello scenario energetico internazionale.

Il raggiungimento, a luglio 2015, dell'accordo sul nucleare iraniano ha portato con sé concrete possibilità di un aumento considerevole delle esportazioni da parte dell'Iran, contribuendo quindi all'ampliamento dell'offerta mondiale.

D'altra parte, il radicamento di gruppi terroristici in Iraq (oltre che in Siria e in Libia) ha ostacolato l'attività produttiva in questo Paese, senza tuttavia frenare le ambizioni relative a un prossimo aumento della produzione e dell'esportazione di greggio. In un mercato già caratterizzato da un eccesso dell'offerta rispetto alla domanda, la possibilità di un'ulteriore crescita della produzione da parte di Paesi come l'Iran e l'Iraq ha rafforzato il

ciclo ribassista sui prezzi, che hanno continuato a scendere per tutto il 2015.

Domanda e offerta

La domanda mondiale di petrolio ha raggiunto nel 2015 i 94,7 milioni di b/g, in moderata ripresa (+1,8 milioni di b/g) rispetto all'anno precedente, sostenuta dalla diminuzione progressiva dei prezzi che ha reso il petrolio più conveniente (Tav. 1.2).

Nel 2014, per la prima volta, la domanda dei Paesi non appartenenti all'OCSE aveva superato quella dei Paesi OCSE del 3,1%. Nel corso del 2015 questa tendenza si è accentuata, raggiungendo un divario del 5%. Mentre nei Paesi OCSE la domanda è stata pari a 46,2 milioni di b/g, in crescita rispetto ai 45,7 dell'anno precedente, nei

¹ BRIC è un acronimo utilizzato per riferirsi congiuntamente a Brasile, Russia, India e Cina. Questi Paesi condividono una situazione economica in via di sviluppo, una grande popolazione, un immenso territorio, abbondanti risorse naturali strategiche e sono stati caratterizzati da una forte crescita del PIL e della quota nel commercio mondiale, soprattutto nella fase iniziale del XXI secolo.

TAV. 1.2

Domanda mondiale di petrolio dal 2011 al 2015 e previsione per il 2016
Milioni di barili/giorno

	2011	2012	2013	2014	2015	PREVISIONE 2016
Paesi OCSE	46,1	45,9	46	45,7	46,2	46,1
America ^(A)	24	23,6	24,1	24,1	24,4	24,4
Europa ^(B)	14,3	13,8	13,6	13,5	13,7	13,6
Asia-Oceania ^(C)	8,2	8,5	8,3	8,1	8,1	8,1
Paesi non OCSE	43,1	44,6	45,8	47,1	48,5	49,7
Russia e altri Paesi ex URSS	4,6	4,6	4,7	4,9	4,9	4,9
Europa	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
Cina	9,4	9,8	10,3	10,6	11,3	11,6
Altri Asia	11,2	11,6	11,8	12,1	12,6	13,1
America Latina	6,2	6,4	4,7	6,8	6,8	6,8
Medio Oriente	7,5	7,8	7,9	8	8,2	8,3
Africa	3,6	3,8	3,9	4	4,1	4,3
Totale mondo	89,5	90,6	91,9	92,9	94,7	95,9

(A) Canada, Cile, Messico e Stati Uniti.

(B) Austria, Belgio, Cechia, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Ungheria, Islanda, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Norvegia, Polonia, Portogallo, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia e Regno Unito.

(C) Australia, Giappone, Corea e Nuova Zelanda; dal 2012 anche Israele.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2016.

Paesi non OCSE la domanda è stata di 48,5 milioni di b/g, contro i 47,1 dell'anno precedente. L'area asiatica è quella che ha registrato un maggiore incremento (1,2 milioni di b/g), con la Cina che da sola ha aumentato la domanda di 0,7 milioni di b/g.

La drastica riduzione dei prezzi ha spinto i Paesi produttori a tentare di compensare le perdite attraverso un aumento della produzione, che nel 2015 si è attestata a 96,4 milioni di b/g, il 2,9% in più rispetto al 2014 (Tav. 1.3). L'area americana, in cui si è assistito a un forte sviluppo delle tecniche di estrazione non convenzionali, si conferma quella con il maggiore tasso di crescita della produzione, seppure in riduzione rispetto al 2014 (4,4% contro 11%). Gli Stati Uniti in particolare hanno raggiunto un livello di produzione pari quasi a 13 milioni di b/g, confermandosi per il secondo anno come il primo produttore mondiale di greggio. L'industria petrolifera statunitense, caratterizzata da costi di produzione relativamente elevati legati alla tecnologia di estrazione utilizzata, si è dimostrata quindi più resiliente di quanto suggerito dalle aspettative di mercato, continuando a produrre anche in condizioni di prezzi molto bassi, sebbene alcune aziende di *shale oil* si siano trovate costrette a terminare la propria attività nel corso del 2015.

Nonostante il modesto incremento registrato nel 2015 rispetto all'anno precedente, di soli 0,15 milioni di b/g, la Russia rimane il secondo produttore mondiale di petrolio, con 11 milioni di b/g prodotti nel 2015. L'Arabia Saudita, che nel 2015 ha incrementato

la propria produzione di 0,59 milioni di b/g superando i 10 milioni di b/g, si è confermata il primo esportatore e il terzo produttore di greggio al mondo (Fig. 1.1). Tra i Paesi OPEC, l'Iraq, che sta riavviando l'attività estrattiva dopo anni di conflitto, ha mostrato il tasso di crescita più elevato (+19,7%), accelerando rispetto all'8% del 2014, mentre la Libia, che già nel 2014 aveva dimezzato la produzione a causa degli squilibri politici interni, ha mostrato il calo più consistente (-10,9%). Nel complesso la produzione OPEC è cresciuta del 3,5%, pari in volume a 1,2 milioni di b/g (Tav. 1.4). La capacità di riserva, nonostante una leggera riduzione rispetto all'anno precedente, rimane comunque alta, attestandosi a 3,4 milioni di b/g e rafforzando così il ciclo ribassista dei prezzi (Tav. 1.5).

Prezzi dei greggi

Dal punto di vista dell'andamento dei prezzi, il 2015 ha continuato a risentire dell'eccesso di offerta, non compensato da un aumento significativo della domanda. Nella seconda metà del 2014 i prezzi dei greggi erano scesi del 42% e nel 2015, dopo una lieve risalita (41,2 \$/barile a gennaio 2015) fino al mese di maggio (57,6 \$/barile), sono crollati nuovamente nel secondo semestre (-40%); a gennaio 2016 le quotazioni hanno raggiunto il punto di minimo (30 \$/b), per poi risalire e stabilizzarsi su un livello di circa 37 \$/b a marzo 2016 (Figg. 1.2 e 1.3).

TAV. 1.3

Produzione mondiale di petrolio dal 2011 al 2015 e previsione per il 2016
Milioni di barili/giorno

	2011	2012	2013	2014	2015	PREVISIONE 2016
Paesi OCSE	18,9	19,8	20,9	22,9	23,9	23,3
Americhe	14,6	15,8	17,2	19,1	19,9	19,5
Europa	3,8	3,5	3,3	3,3	3,5	3,4
Asia-Oceania	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
Paesi non OCSE e non OPEC	29,9	28,7	28,6	28,9	29,3	29
Russia e altri Paesi ex URSS	13,6	13,7	13,9	13,9	14	14
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	4,1	4,2	4,2	4,2	4,3	4,2
Resto Asia	2,6	2,6	2,7	2,6	2,7	2,7
America Latina	4,1	4,2	4,2	4,4	4,6	4,5
Medio Oriente	1,7	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2
Africa	2,5	2,2	2,3	2,3	2,3	2,2
Altro non OPEC						
Miglioramenti di raffinazione	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,3
Biocarburanti ^(A)	1,9	1,9	2	2,2	2,3	2,4
Totale non OPEC	52,8	53,3	54,6	56,3	57,7	57
Totale OPEC ^(B)	35,8	37,5	36,7	37,5	38,7	39,3
Greggio	28,9	31,3	31,2	31	32,1	32,6
Gas liquidi	5,9	6,2	6,3	6,5	6,7	6,8
Totale mondo	88,6	90,8	91,3	93,7	96,4	96,4
Variazione scorte ^(C)	-0,9	0,2	-0,6	0,9	1,7	1,5

(A) Biocarburanti prodotti in Paesi diversi dal Brasile e dagli Stati Uniti.

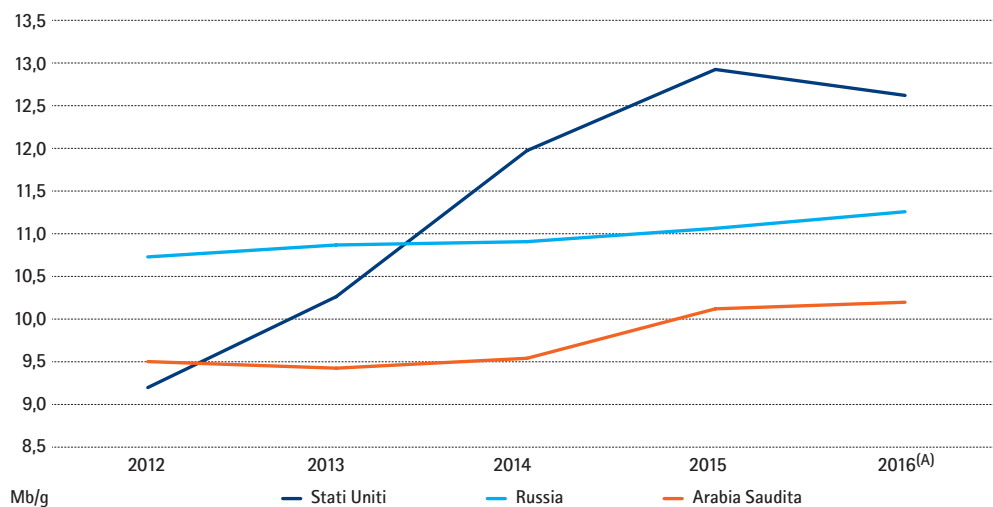
(B) Riferito ai Paesi appartenenti all'OPEC all'1 gennaio 2009. Il dato del 2013 è calcolato come differenza tra fabbisogno mondiale e produzione non OPEC nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.

(C) Calcolata come differenza tra fabbisogno e offerta, include le scorte industriali e strategiche di greggio e derivati del petrolio, petrolio in transito o stoccato sulle petroliere e differenze statistiche.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2016.

FIG. 1.1

Produzione di petrolio nei primi tre Paesi
Milioni di barili al giorno



(A) Per il 2016 media della produzione del primo trimestre.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dell'AIE.

TAV. 1.4

Produzione trimestrale di greggio OPEC
Milioni di barili/giorno

	2014					2015					2016 ^(A)
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA	
Algeria	1,07	1,14	1,15	1,13	1,12	1,12	1,11	1,12	1,11	1,12	1,10
Angola	1,57	1,63	1,71	1,72	1,66	1,79	1,76	1,77	1,76	1,77	1,77
Ecuador	0,55	0,55	0,56	0,55	0,55	0,56	0,55	0,53	0,54	0,55	0,54
Indonesia											0,71
Iran	2,81	2,84	2,79	2,80	2,81	2,82	2,84	2,87	2,89	2,86	3,17
Iraq	3,29	3,32	3,22	3,49	3,33	3,48	3,92	4,26	4,28	3,99	4,28
Kuwait	2,53	2,56	2,65	2,67	2,61	2,8	2,77	2,78	2,75	2,78	2,81
Libia	0,37	0,23	0,57	0,67	0,46	0,37	0,46	0,38	0,43	0,41	0,36
Nigeria	1,93	1,91	1,89	1,88	1,90	1,83	1,80	1,78	1,82	1,81	1,77
Qatar	0,72	0,71	0,72	0,68	0,71	0,67	0,66	0,63	0,68	0,66	0,66
Arabia Saudita	9,46	9,48	9,62	9,53	9,53	9,83	10,28	10,29	10,18	10,15	10,19
Emirati Arabi Uniti	2,73	2,74	2,81	2,75	2,76	2,84	2,88	2,92	2,89	2,88	2,81
Venezuela	2,45	2,48	2,48	2,44	2,46	2,39	2,44	2,4	2,38	2,40	2,36
TOTALE	29,99	30,06	30,53	30,52	30,28	30,50	31,47	31,73	31,71	31,35	32,53

(A) Media primo trimestre.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, varie edizioni.

TAV. 1.5

Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno
Milioni di barili/giorno

	PRODUZIONE SOSTENIBILE					CAPACITÀ DI RISERVA				
	2012	2013	2014	2015	2016 ^(A)	2012	2013	2014	2015	2016 ^(A)
Algeria	1,19	1,20	1,17	1,14	1,12	0,01	0,05	0,05	0,03	0,01
Angola	1,89	1,80	1,80	1,80	1,81	0,16	0,18	0,08	0,01	0,01
Ecuador	0,52	0,53	0,57	0,57	0,55	0,02	0,00	0,02	0,03	0,01
Iran	3,03	2,90	2,90	3,60	3,60	0,33	0,15	0,06	0,80	0,30
Iraq	3,30	3,20	3,60	4,04	4,35	0,33	0,13	0,00	0,06	0,16
Kuwait	2,86	3,00	2,85	2,82	2,83	0,08	0,19	0,09	0,04	0,00
Libia	1,58	1,40	0,85	0,49	0,40	0,18	1,17	0,41	0,08	0,06
Nigeria	2,49	2,00	2,00	1,89	1,90	0,39	0,08	0,13	0,09	0,20
Qatar	0,74	0,75	0,73	0,70	0,67	0,00	0,03	0,06	0,04	0,00
Arabia Saudita	11,80	12,40	12,40	12,29	12,26	2,44	2,58	2,78	2,10	2,07
Emirati Arabi Uniti	2,80	2,90	2,90	2,93	2,93	0,12	0,14	0,14	0,04	0,20
Venezuela	2,60	2,60	2,60	2,50	2,46	0,10	0,16	0,18	0,08	0,11
TOTALE	34,80	34,68	34,37	34,77	34,88	4,16	4,86	3,39	3,40	3,13

(A) Riferite al periodo gennaio-marzo 2016.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2016.

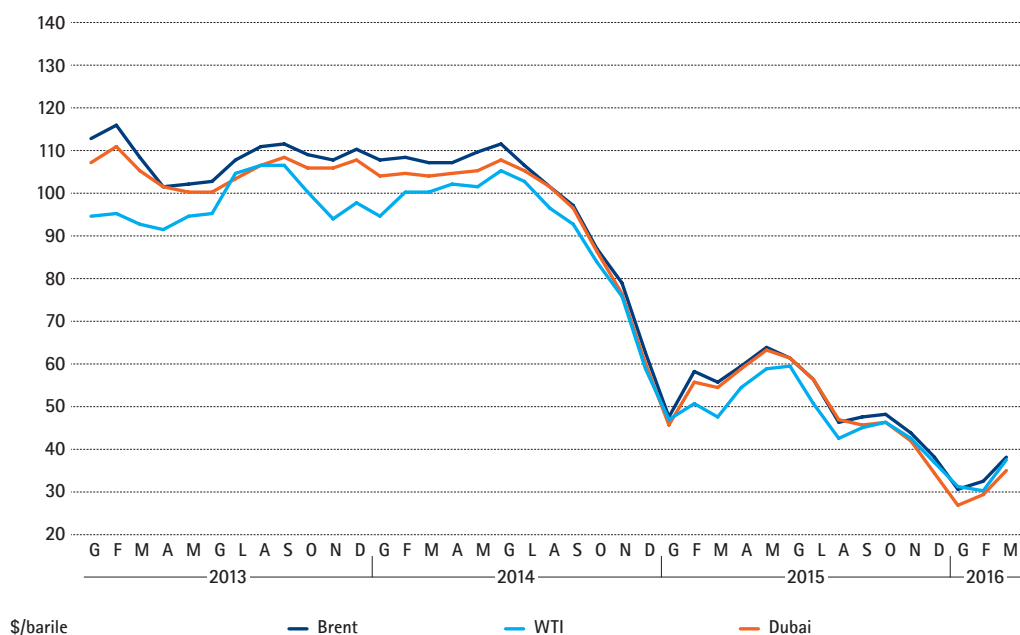
La diminuzione registrata nel corso del 2015 è da ricollegarsi all'aumento dell'offerta causato, da una parte, dall'incremento nella produzione dell'industria petrolifera statunitense e, dall'altra, dalla decisione dell'OPEC di non diminuire la produzione. La scelta di quasi tutti i Paesi membri di produrre quasi al massimo della capacità è spiegabile con la volontà di ostacolare la competizione proveniente dalla produzione non convenzionale – principalmente

negli Stati Uniti, ma anche in Canada, Brasile e Africa occidentale – e di difendere le proprie quote di mercato.

Alla pressione sui prezzi legata alle strategie volte a escludere dal mercato i produttori di *shale oil*, si è aggiunta quella proveniente dai nuovi equilibri geopolitici in Medio Oriente. Dopo la fine delle sanzioni internazionali a seguito dell'accordo sul nucleare raggiunto nel luglio 2015, ci si attende che l'Iran aumenti le esportazioni di

FIG. 1.2

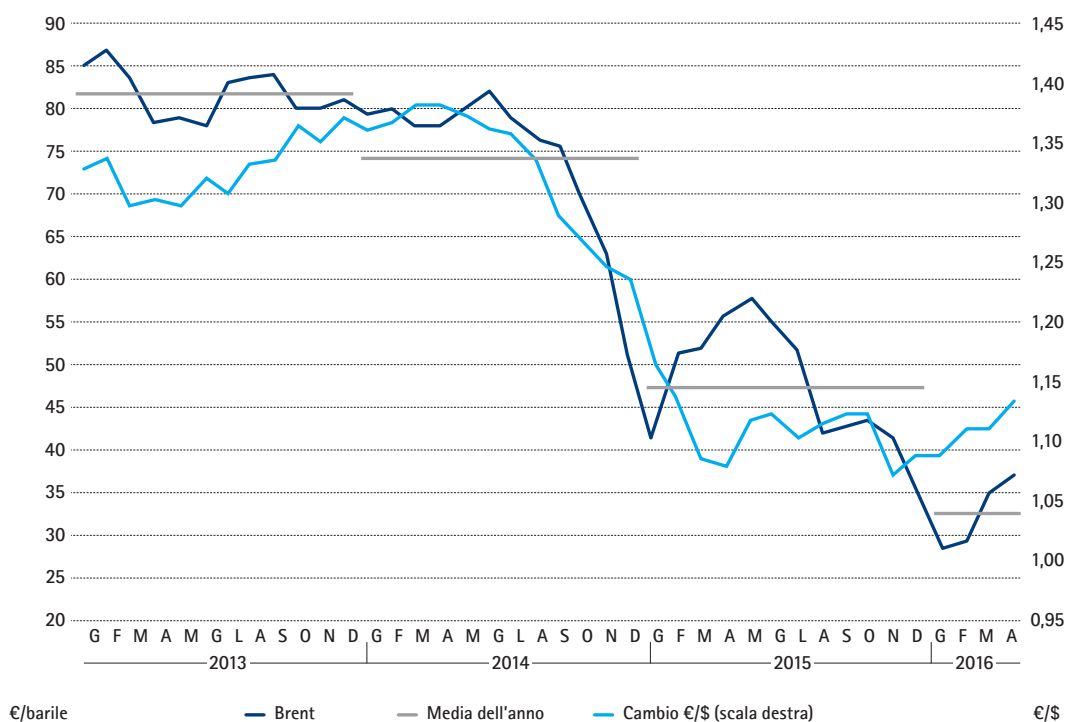
Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2013
\$/barile



Fonte: Platts, Bloomberg.

FIG. 1.3

Prezzo del greggio Brent e
andamento del cambio
€/barile, €/€



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Platts e Banca centrale europea.

greggio. Anche l'Iraq, dopo anni di conflitto, mira ad accrescere la produzione petrolifera e di conseguenza le esportazioni. Entrambi i Paesi dovranno affrontare importanti ostacoli per raggiungere i propri obiettivi. Tuttavia, l'intenzione annunciata con forza di

aumentare la produzione di greggio ha contribuito a esercitare una pressione al ribasso sui prezzi, consolidando la convinzione del mercato che l'abbondanza dell'offerta sarà mantenuta nel lungo periodo. In queste condizioni, anche l'accordo raggiunto a febbraio

scorso tra Arabia Saudita, Venezuela, Russia e Qatar, che prevede di congelare la produzione ai livelli di gennaio 2016, non sembra

fornire da solo uno stimolo sufficiente a una ripresa significativa e persistente dei prezzi del petrolio.

Mercato internazionale del gas naturale

Domanda di gas naturale

La domanda mondiale di gas naturale ha registrato nel 2015 un aumento dello 0,2%, dovuto in particolare alla crescita osservata nell'area OCSE America (2,9%), che rimane la zona di maggior consumo, seguita a una certa distanza da quella OCSE Europa, che registra anch'essa un incremento nei consumi (3,8%) a seguito di un maggiore utilizzo di gas per la produzione elettrica. La zona di minor consumo rimane quella OCSE Asia-Oceania, che nel 2015 ha mostrato una diminuzione nei consumi del 5,2% (Tavv. 1.6 e 1.7).

Dopo anni di calo, i consumi dell'Unione europea nel 2015 sono tornati a salire, con un incremento del 4,4% rispetto all'anno precedente, in seguito al miglioramento della congiuntura economica e all'aumentare della richiesta per la climatizzazione degli edifici legata alle temperature. Tuttavia, in Europa il livello della domanda gas è rimasto ben al di sotto del livello pre-crisi e fortemente dipendente dalle condizioni meteorologiche. Tra i Paesi dell'Unione che hanno visto crescere i propri consumi di gas naturale, quelli che hanno fatto registrare gli incrementi più rilevanti sono stati Slovacchia (21,1%), Portogallo (15%), Croazia (13%), Finlandia (12,9%) e Svezia (11,1%).

Italia e Germania, che nel 2014 avevano registrato flessioni a due cifre rispetto all'anno precedente, legate in particolare alle condizioni di inverno mite ed estate fresca, hanno aumentato i consumi rispettivamente del 9% e del 4,4%. Come negli anni precedenti la Germania si conferma il primo consumatore in Europa di gas naturale, rappresentando il 19% del totale dell'Unione, seguita da Regno Unito e Italia (rispettivamente 17% e 16%), Francia e Paesi Bassi, che hanno consumato il 9% del totale dell'Unione europea nel 2015 (Tav. 1.8).

Nel corso del 2015 l'incremento dei consumi di gas naturale a livello mondiale è stato in linea con le aspettative di crescita per i prossimi anni. Dato il suo minore impatto ambientale, il gas dovrebbe mostrare il maggiore tasso di crescita tra le fonti fossili, tenuto conto degli accordi di contenimento delle emissioni assunti dagli Stati a Parigi nell'ambito della COP 21. La fonte principale di tale aumento dovrebbe essere rappresentata dai mercati di Cina e Medio Oriente, che dovrebbero superare l'Unione europea nel consumo di gas. La Cina, in particolare, sembra intenzionata a sviluppare impianti alimentati a gas naturale, oltre che impianti *zero emission* (alimentati a fonti rinnovabili o nucleari) a discapito di quelli più inquinanti a carbone.

	2011	2012	2013	2014	2015
Paesi OCSE	1.572	1.603	1.618	1.602	1.624
Paesi ex URSS	597	586	571	569	590
Altri Paesi	1.096	1.157	1.192	1.222	1.185
TOTALE MONDO	3.265	3.346	3.381	3.393	3.400
di cui Unione europea	483	476	471	415	434

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati AIE, BP e *Jodi Gas World Database*.

TAV. 1.6

Consumo di gas naturale
nelle principali aree del
mondo
G(m³)

TAV. 1.7

Bilancio del gas naturale
nell'area OCSE
G(m³)

AREA DI CONSUMO	2011	2012	2013	2014	2015
OCSE Americhe					
Produzione interna	867	894	900	943	980
Saldo import/export	16	12	4	1	-9
Disponibilità	883	906	904	944	971
Variazione scorte	7	-3	-19	9	16
Consumo apparente	876	908	922	935	955
Consumo effettivo	866	894	906	926	953
OCSE Asia-Oceania					
Produzione interna	57	61	67	72	70
Saldo import/export	140	145	149	147	136
Disponibilità	197	206	216	219	206
Variazione scorte	1	-2	1	1	0
Consumo apparente	196	208	215	218	206
Consumo effettivo	195	206	210	213	202
OCSE Europa					
Produzione interna	272	274	269	252	246
Saldo import/export	251	228	230	208	224
Disponibilità	523	502	499	460	470
Variazione scorte	9	0	-3	7	-3
Consumo apparente	515	502	503	454	473
Consumo effettivo	511	503	503	452	469
Totale OCSE					
Produzione interna	1.196	1.230	1.236	1.267	1.296
Saldo import/export	408	385	383	357	352
Disponibilità	1.604	1.614	1.619	1.624	1.648
Variazione scorte	18	-4	-21	18	13
Consumo apparente	1.586	1.619	1.640	1.606	1.635
Consumo effettivo	1.572	1.603	1.618	1.602	1.624

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, gennaio 2016.

TAV. 1.8

Consumi di gas naturale
nell'Unione europea
G(m³)

	2011	2012	2013	2014	2015	DIFFERENZA 2015-2011
Austria	9,5	9,0	8,5	7,8	8,3	-1,2
Belgio	17,7	17,9	17,7	15,6	16,7	-1,0
Bulgaria	2,9	2,8	2,9	2,9	3,2	0,3
Cechia	7,9	8,2	8,4	7,5	7,8	-0,1
Croazia	3,2	2,7	2,5	2,3	2,6	-0,6
Danimarca	4,2	3,9	3,7	3,2	3,2	-1,0
Estonia	0,6	0,7	0,7	0,5	0,5	-0,1
Finlandia	4,1	3,7	3,5	3,1	2,7	-1,4
Francia	42,1	42,6	43,3	36,3	38,8	-3,3
Germania	85,9	82,3	90,9	77,9	81,3	-4,6
Grecia	4,7	4,3	3,8	2,9	3,1	-1,6
Irlanda	4,8	4,9	4,7	4,3	4,4	-0,4
Italia	77,9	74,9	70,1	61,9	67,5	-10,4
Lettonia	1,6	1,5	0,6	0,6	0,6	-1,0
Lituania	3,2	3,3	2,7	2,6	2,6	-0,6
Lussemburgo	1,2	1,2	1,0	1,0	0,9	-0,3
Paesi Bassi	39,2	45,8	46,5	40,6	40,1	0,9
Polonia	15,4	18,1	18,3	17,8	18,2	2,8
Portogallo	5,4	4,6	4,3	4,0	4,6	-0,8
Regno Unito	83,8	78,1	77,4	70,4	72,2	-11,6
Romania	14,0	13,6	12,6	11,5	11,5	-2,5
Slovacchia	5,4	6,5	5,8	3,2	4,6	-0,8
Slovenia	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	-0,1
Spagna	34,5	32,5	29,9	27,1	27,9	-6,6
Svezia	1,4	1,1	1,1	0,9	0,8	-0,6
Ungheria	11,5	10,4	9,3	8,5	9,0	-2,5
Unione europea	483,0	475,5	471,3	415,1	433,9	-49,1

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics Information* e *Jodi Gas World Database*.

TAV. 1.9

Importazioni lorde dei
Paesi OCSE per area di
provenienza
G(m³)

AREA DI PROVENIENZA	2011	2012	2013	2014	2015
America del Nord	128,2	130,1	116,8	109,1	107,0
Asia ^(A)	0,4	0,3	0,6	3,1	2,9
Europa	10,4	5,1	4,0	0,5	0,5
Altre aree	12,7	10,3	9,3	8,9	9,7
Totale import area: OCSE Americhe	151,8	145,8	130,7	121,6	120,0
Oceania	20,5	23,3	26,0	26,9	27,6
Asia ^(A)	91,3	99,7	103,3	101,0	95,1
Europa e Russia	14,6	15,3	15,4	15,5	14,5
Altre aree	39,2	37,0	38,0	36,3	34,6
Totale import area: OCSE Asia-Oceania	165,6	175,2	182,6	179,7	173,3
Europa	325,6	320,2	348,5	346,8	350,5
Russia	49,3	49,7	57,4	51,3	56,0
Asia ^(A)	51,0	36,3	30,0	28,4	35,5
Altre aree	218,5	205,1	196,3	222,3	221,0
Totale import area: OCSE Europa	644,3	611,3	632,2	648,8	663,0

(A) Comprende le importazioni dalla penisola arabica.

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, gennaio 2016.

Offerta di gas naturale

Nel 2015 nell'area OCSE la produzione di gas è aumentata a ritmi superiori al 2%, come nel corso del 2014, e i livelli di scorte sono cresciuti in tutte le zone. L'area OCSE Americhe si conferma quella di principale produzione, rappresentando il 76% del totale OCSE e registrando un incremento del 4% rispetto all'anno precedente (+5,3% se si considerano i soli Stati Uniti). È invece diminuita del 2% la produzione dell'area OCSE Europa, che costituisce il 19% del totale OCSE. Segue infine la produzione nell'area OCSE Asia-Oceania che, a fronte di un calo del 3% rispetto al 2014, ha prodotto il 5% del gas naturale prodotto nell'intera area OCSE nel 2015.

Per quanto riguarda gli approvvigionamenti da Paesi esterni all'area OCSE, nel 2015 i principali Paesi fornitori sono stati, ancora una volta, l'Algeria, la Nigeria (entrambi con esportazioni in lieve calo), il Qatar,

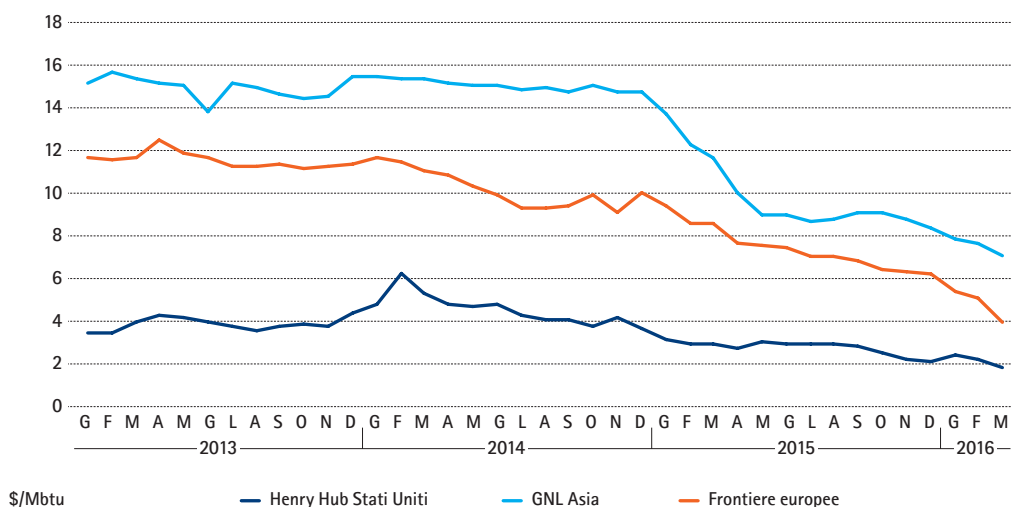
la Malesia (che invece hanno aumentato le proprie esportazioni di gas) e la Russia che, dopo il significativo calo dell'anno scorso, dovuto alle tensioni con l'Ucraina, ha visto aumentare del 6,3% le esportazioni totali verso i Paesi OCSE. Tale crescita rispecchia principalmente quella delle esportazioni russe verso l'Europa, che sono salite del 9% rispetto al 2014. Aumentano notevolmente anche le importazioni dal Qatar, raggiungendo un incremento di oltre il 20% (Tav. 1.9).

Prezzo del gas

L'andamento dei prezzi al ribasso, già in corso nel 2014, nel 2015 è stato notevolmente accentuato. In tutte le tre aree di mercato – Stati Uniti, Estremo Oriente, Europa – i prezzi sono diminuiti di almeno il 40% (Fig. 1.4). Un calo della stessa ampiezza può essere osservato guardando i prezzi del GNL nell'area asiatica (Fig. 1.5). La diminuzione dei prezzi del gas

FIG. 1.4

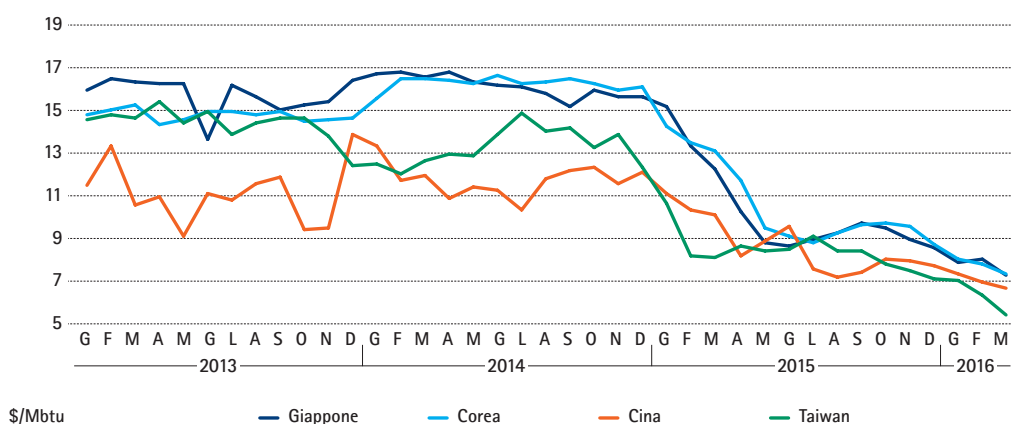
Confronto internazionale dei
prezzi del gas
\$/Mbtu



Fonte: Bloomberg e World Gas Intelligence.

FIG. 1.5

Prezzi del GNL nell'area
asiatica
\$/Mbtu



Fonte: World Gas Intelligence.

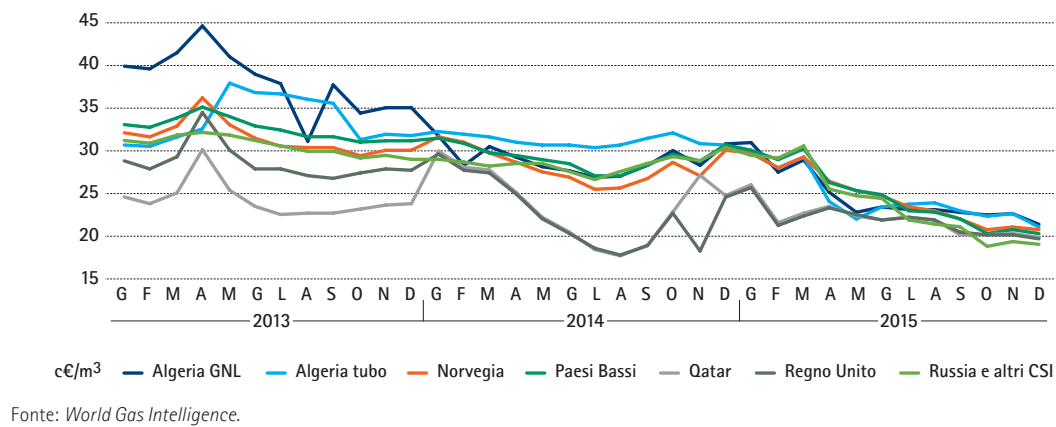


FIG. 1.6

Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento
c€/m³

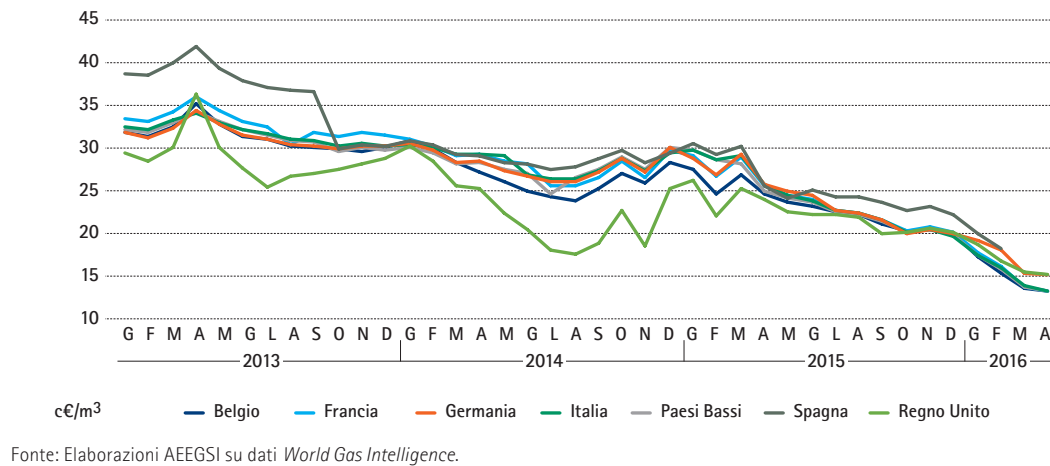


FIG. 1.7

Prezzo alla frontiera per Paese importatore
c€/m³

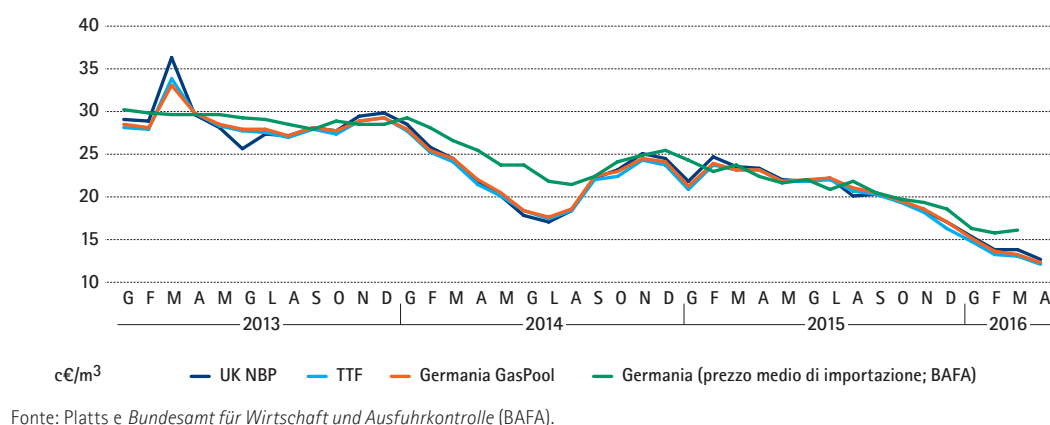


FIG. 1.8

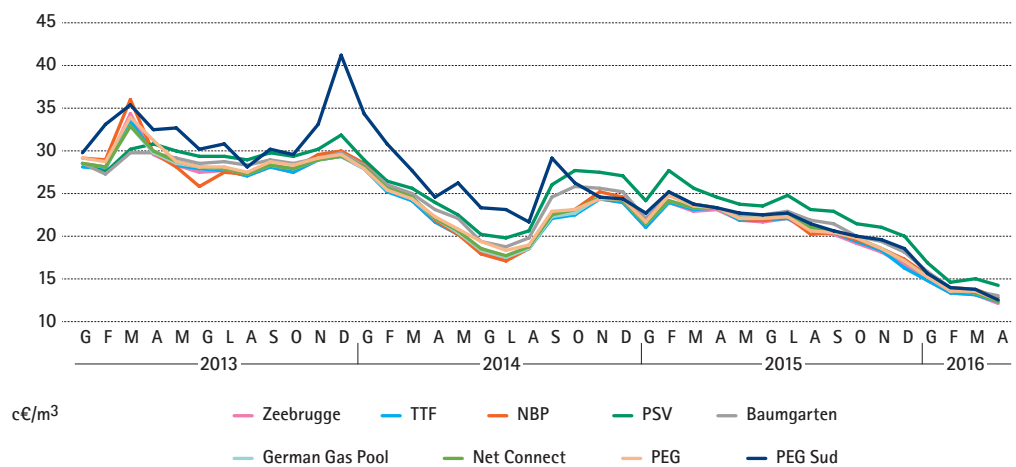
Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere
c€/m³

naturale è stata principalmente legata a quella dei prezzi petroliferi, ma anche a condizioni di domanda debole e abbondanza dell'offerta, causate parzialmente dallo sviluppo della produzione di gas non convenzionale. Con riferimento alle diverse aree di approvvigionamento rilevanti per l'Europa, ciò che appare più considerevole è un

progressivo allineamento dei prezzi alla frontiera (Fig. 1.6). Il prezzo medio mensile del gas naturale importato dall'area del Nord Europa sulla base di contratti a lungo termine è passato, tra gennaio e dicembre 2015, da 29,86 c€/m³ a 20,50 c€/m³ (-31%). La riduzione dei prezzi del gas importato dall'Algeria, sotto forma di GNL e via gasdotto, è stata

FIG. 1.9

Prezzo del gas naturale negli
hub europei
c€/m³



Fonte: Platts.

nel corso dell'anno del 30%, passando da una media di 30,38 c€/m³ a 21,21 c€/m³. Ancora più significativa è stata la diminuzione registrata nella Federazione Russa, dove il prezzo medio annuo è sceso del 35%, passando da 29,35 c€/m³ a 19,03 c€/m³. Per l'Italia il prezzo medio alla frontiera è passato da 29,87 c€/m³ a gennaio a 19,71 c€/m³ a dicembre 2015 (Fig. 1.7). Nel 2015 i prezzi del gas presso i tre principali *hub* europei hanno registrato un prezzo medio annuo inferiore del 5% rispetto a quello del 2014. Le quotazioni *spot* agli *hub* di Paesi Bassi, Regno Unito

e Germania sono passate da una media di 22,30 c€/m³ nel 2014 a una di 21,11 c€/m³ nel 2015 (Fig. 1.8). Analizzando le quotazioni dell'insieme degli *hub* europei, da gennaio a dicembre 2015 si nota una diminuzione del 20% dei prezzi, che sono passati da una media di 21,81 c€/m³ a una di 17,44 c€/m³, per arrivare a 12,50 c€/m³ ad aprile 2016 (Fig. 1.9). Anche il prezzo alla frontiera tedesca (BAFA), che include pure i prezzi dei contratti a lungo termine, mostra un progressivo riallineamento alle altre quotazioni di prezzo.

Mercato internazionale del GNL

Il mercato mondiale del GNL è più che triplicato negli ultimi 20 anni e il 2015 è stato in assoluto l'anno di maggiore crescita, quello in cui ha raggiunto 244,8 Mt (milioni di tonnellate), con un incremento di 4,7 Mt rispetto al 2014. Tale crescita è in parte dovuta allo sviluppo di FSRU (*floating storage and regasification unit*, strutture galleggianti lontano dalla costa dotate di serbatoi, alle quali le navi attraccano per effettuare il processo di rigassificazione), la cui capacità ammonta a 77 Mt, mentre quella degli impianti di liquefazione è arrivata a 301,5 Mt. Dal lato dell'offerta, nel 2015 hanno esportato GNL 17 Paesi, in calo rispetto ai 19 del 2014. Tra i produttori, il Qatar rappresenta da solo il 31,8% delle esportazioni, seguito da Australia (12%), Malesia (10,2%) e Nigeria (8,3%). L'Angola, a

causa di problemi tecnici, ha interrotto le esportazioni, così come l'Egitto che, a fronte del rapido aumento della domanda interna, ha consegnato il suo ultimo carico a fine 2014. Lo Yemen, a causa di problemi politici, ha radicalmente diminuito le esportazioni, contribuendo a ridurre la quota di mercato del Medio Oriente, che tuttavia, pur passando dal 40% al 38%, si qualifica come la prima regione al mondo per il commercio di GNL. Un significativo incremento delle esportazioni è stato registrato nell'area del Pacifico, che ha contribuito per 10,4 Mt alla crescita del 2015, principalmente da Australia, Indonesia e Papua Nuova Guinea. La regione ha raggiunto una quota di mercato pari al 34%, rispetto al 31% dell'anno precedente. Dal lato della domanda, nel 2015 i Paesi importatori sono stati

TAV. 1.10

Paesi produttori e quantità
esportate di GNL
Mt

	2014	2015
Qatar	76.8	77.8
Australia	23.3	29.4
Malesia	25.1	25
Nigeria	19.4	20.4
Indonesia	16	16.1
Trinidad	14.4	12.5
Algeria	12.8	12.1
Russia	10.6	10.9
Oman	7.9	7.8
Brunei	6.2	6.6
UAE	5.8	5.6
Yemen	6.8	1.5
Perù	4.3	3.7
Guinea Equatoriale	3.7	3.8
Norvegia	3.6	4.2
Papua Nuova Guinea	3.5	7.2
Stati Uniti	0.3	0.3
Angola	0.3	0
Egitto	0.3	0

Fonte: IHS, IGU.

33, con quattro nuovi Paesi, Giordania, Egitto, Pakistan e, per quanto riguarda l'Europa, Polonia, che si sono aggiunti nel corso dell'anno. L'area Asia-Pacifico è stata quella di maggiore importazione, raggiungendo 139,8 Mt. Il Giappone è stato il primo mercato a livello regionale (e mondiale), seguito da Corea del Sud e Taiwan. Nonostante il primato, nel 2015 l'area del Pacifico ha registrato un consistente calo delle importazioni, -5,1 Mt, rispetto al 2014. Alla base di tale declino ci sono state la ripresa del funzionamento di un impianto nucleare in Giappone, la debole domanda elettrica e una maggiore concorrenza innescata da altri combustibili. Nonostante il calo delle importazioni, ci si attende che il Pacifico rimanga la regione di principale incremento della domanda.

Dopo anni di stagnazione delle importazioni, l'Europa ha fatto registrare una crescita di 4,6 Mt di GNL importato raggiungendo 37,5 Mt, un valore appena al di sopra di quello dell'area Asia che nel 2015 ha importato 35,6 Mt di GNL. La zona del Medio Oriente ha aumentato le importazioni principalmente grazie all'incremento di 1,8 Mt di GNL importato da parte della Giordania, mentre l'area Africa ha importato GNL per la prima volta grazie alla richiesta da parte dell'Egitto. È invece diminuita di 2,5 Mt la domanda dell'America Latina. Tale calo è stato causato dall'aumento delle forniture via gasdotto dagli Stati Uniti, da una più efficiente produzione idroelettrica in Brasile e dal

rallentamento delle economie di Brasile e Argentina. Nonostante la crescita delle importazioni da parte della Cina, la domanda in Asia è diminuita dell'1,7%, principalmente a causa di minori importazioni dal Giappone e dalla Corea del Sud.

La ri-esportazione – ovvero la pratica che consiste nell'importare carichi di GNL per poi ri-esportarli verso altri Paesi dopo averli stoccati in cisterne in prossimità dei terminali – è in aumento. Infatti, nel corso del 2015, tre nuovi Paesi – India, Singapore e Regno Unito – hanno ri-esportato i carichi ricevuti, portando il numero dei Paesi ri-esportatori a dieci. Tuttavia, i volumi ri-esportati sono diminuiti sensibilmente, passando da 6,4 Mt nel 2014 a 4,6 Mt nel 2015. Tale declino è stato causato principalmente dall'aumento di offerta nel Pacifico e dalla diminuzione del potenziale di arbitraggio internazionale (Tav. 1.11 e infra, paragrafo seguente).

Prezzi del GNL

Nel corso del 2015 i prezzi del GNL hanno mostrato una progressiva convergenza e una forte tendenza al ribasso, causate soprattutto dai bassi prezzi del petrolio e da un eccesso di offerta rispetto alla domanda. La media del prezzo nel 2015 rispetto al 2014 è diminuita in tutte le aree, con un calo maggiore per il GNL asiatico, che è passato

TAV. 1.11

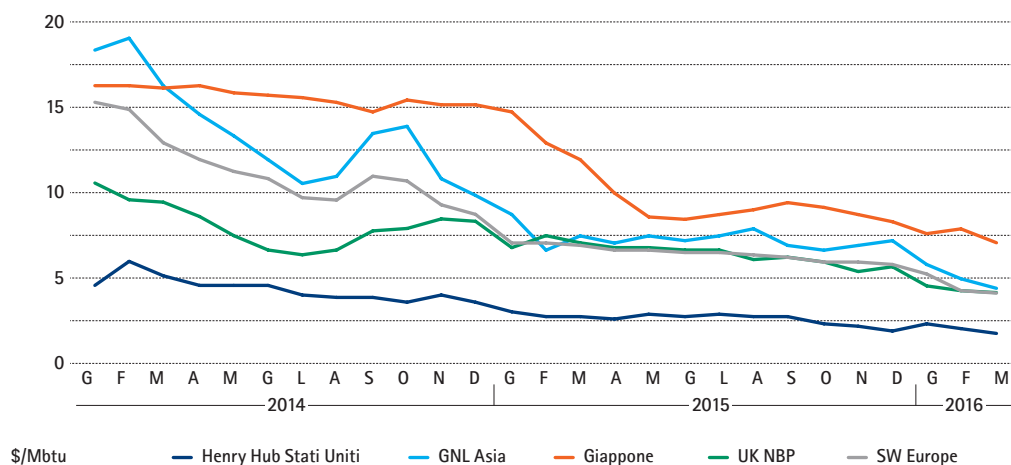
Commercio globale di GNL
nel 2015
Mt

PAESI IMPORTATORI	PAESI ESPORTATORI							TOTALE	RI-ESPOR- TAZIONI RICEVUTE	RI-ESPOR- TAZIONI CONSEGNATE
	AFRICA	EUROPA	ASIA- PACIFICO	EX URSS	SUD AMERICA	MEDIO ORIENTE	NORD AMERICA			
Africa	0,5	0,1	0,1		0,1	1,7		3,1	0,6	
Asia	4,4	0,1	14,6	0,2	0,4	15,5		35,6	0,7	0,3
Asia-Pacifico	9,7	0,3	68,5	10,7	0,4	49,4	0,3	139,8	1,1	0,5
Europa	15,8	2,3			2,1	20,8		37,5	0,2	3,6
Sud America	3,2	1,3			7,5	1,6		14,6	0,9	
Medio Oriente	1,2		0,8		0,9	3,0		6,9	1,0	
Nord America	1,5	0,3	0,2		4,8	0,6		7,4	0,1	0,2
Totale	36,3	4,4	84,2	10,9	16,2	92,6	0,3	244,8	4,6	-4,6

Fonte: IHS, IGU.

FIG. 1.10

Prezzi del GNL per aree
\$/Mbtu



Fonte: World Gas Intelligence.

da 9 \$/Mbtu a gennaio 2015 a 7,29 \$/Mbtu a dicembre (-29%). Il prezzo più stabile si riscontra all'NBP nel Regno Unito, che ha rilevato una diminuzione su base annua del 21%, fino a un valore di 5,69 \$/Mbtu. I prezzi all'*Henry Hub*, il più importante *hub* degli Stati Uniti, sono scesi notevolmente, per arrivare a 1,91 \$/Mbtu a dicembre 2015, con un calo del 37% rispetto al prezzo di gennaio 2015 (Fig. 1.10).

Ne è derivata una convergenza di prezzi tra il bacino Atlantico e quello Pacifico, che ha ridotto le opportunità legate all'arbitraggio. Come risultato della diminuzione dei prezzi, sono stati rinviati alcuni investimenti in nuove infrastrutture per il GNL attesi in Africa e Canada. Ciononostante, ci si attende un aumento delle importazioni di GNL; infatti, alcune economie emergenti stanno considerando progetti di FRSU e sono previsti importanti incrementi nelle importazioni da parte di Cina e India nell'arco del prossimo decennio.

Particolarmente interessante è la potenzialità di impiego del GNL per gli usi finali, principalmente nel settore dei trasporti terrestri e marittimi. La Strategia energetica dell'Unione europea (COM (2015) 80), che considera prioritario l'utilizzo del GNL come combustibile, prevede due iniziative che ne coinvolgono la filiera. Da una parte vi è la definizione, entro il 2016, di una strategia specifica sul settore del GNL per supportare la sicurezza e la diversificazione degli approvvigionamenti. Dall'altra vi è la predisposizione, entro il 2017, di un piano di azione per la decarbonizzazione dei trasporti, che includerà l'uso del GNL nel trasporto marittimo e in quello pesante terrestre. Nel trasporto marittimo il GNL può consentire alle navi di ridurre il contenuto di zolfo nelle zone di controllo delle emissioni. Per quanto riguarda il trasporto su strada, l'utilizzo del GNL permette ai veicoli pesanti di rispettare i limiti in materia di emissioni.

Mercato internazionale del carbone

Dopo più di un decennio di forte crescita, il mercato del carbone è giunto a una fase di stallo che sembra destinata a consolidarsi nel lungo periodo. A partire dal 2000 la domanda è stata sostenuta dalla forte crescita economica della Cina, nel momento in cui il consumo nei Paesi industrializzati era stagnante o in declino. La domanda elevata ha favorito lo sviluppo degli investimenti nel settore carbonifero, causando una sovrapproduzione esacerbata dall'aumento nella produzione di *shale gas* negli Stati Uniti, che ha ridotto la domanda e conseguentemente i prezzi.

In questo scenario, il passaggio in Cina da un'economia prevalentemente basata sull'industria manifatturiera a una maggiormente fondata sui servizi, unito al tentativo di ridurre, attraverso lo sviluppo del nucleare e delle fonti rinnovabili, le emissioni di CO₂ e l'inquinamento locale, ha portato a un netto calo della domanda di carbone in quell'area. Sulla base delle previsioni contenute nell'ultimo *World Energy Outlook* dell'Agenzia internazionale dell'energia (AIE), le importazioni da parte della Cina dovrebbero ridursi del 50%, rispetto ai volumi attuali, entro il 2040.

Se da un lato la domanda di carbone della Cina è notevolmente diminuita, mettendo in grave difficoltà molte imprese del settore carbonifero, dall'India si attende un incremento notevole dei consumi e della produzione domestica al fine di ridurre le importazioni. L'AIE ha previsto che l'India diventerà entro il 2040 il secondo consumatore e produttore mondiale di carbone, triplicando la domanda e incrementando la produzione più che in qualsiasi altro Paese del mondo. Le importazioni di carbone da parte dell'India supereranno quelle di Giappone, Unione europea e Cina, raggiungendo 400

Mtce nel 2040. In Europa dopo anni la domanda e la produzione di carbone appaiono dunque destinate a diminuire, anche in virtù degli obiettivi legati alla lotta al cambiamento climatico. Il carbone è il combustibile che genera il più alto livello di gas serra, pertanto le politiche ambientali volte a ridurre le emissioni di CO₂ sono di ostacolo all'incremento della produzione di questo combustibile.

Prezzo del carbone

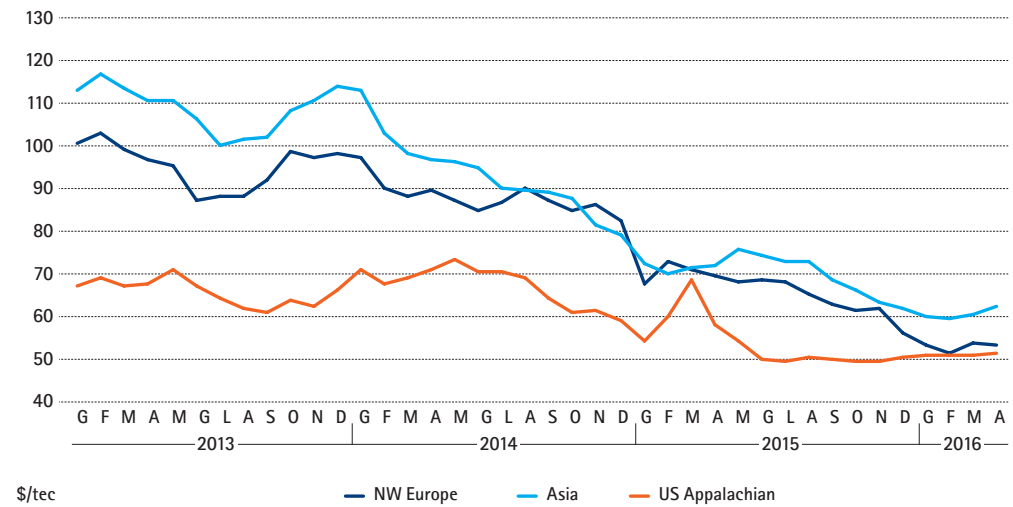
L'abbassamento dei prezzi del carbone, già iniziato nel 2014, è continuato nell'anno 2015, senza tuttavia intaccare il vantaggio rispetto ai prodotti petroliferi e al gas naturale. Per quanto riguarda le quotazioni nell'area Atlantica, la media annua nel 2015 è stata pari a 53,32 \$/tec, contro i 67,16 \$/tec dell'anno precedente (-21%). Sempre in media annuale e con riferimento al mercato europeo, il prezzo medio dal carbone è passato dai 97,04 \$/tec del 2014 ai 55,85 \$/tec del 2015. La quotazione media mensile del carbone nell'area del Pacifico è passata dai 112,40 \$/tec del 2014 ai 61,67 \$/tec del 2015, con una diminuzione del 45% (Fig. 1.11).

La diminuzione dei prezzi del carbone è riconducibile al calo più generale dei prezzi dell'energia.

Tuttavia, ancora prima che questi ultimi iniziassero a scendere, le quotazioni del carbone erano già diminuite, mostrando quindi l'importanza di altri fattori, come il rallentamento della domanda cinese, cui poi si è aggiunta una maggiore competitività del gas unita a crescenti vincoli ambientali, come è accaduto per esempio in alcune aree statunitensi.

FIG. 1.11

Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali
\$/tec



Fonte: Platts per i benchmark cif NW Europe e Asia; Nymex per US Appalachian.

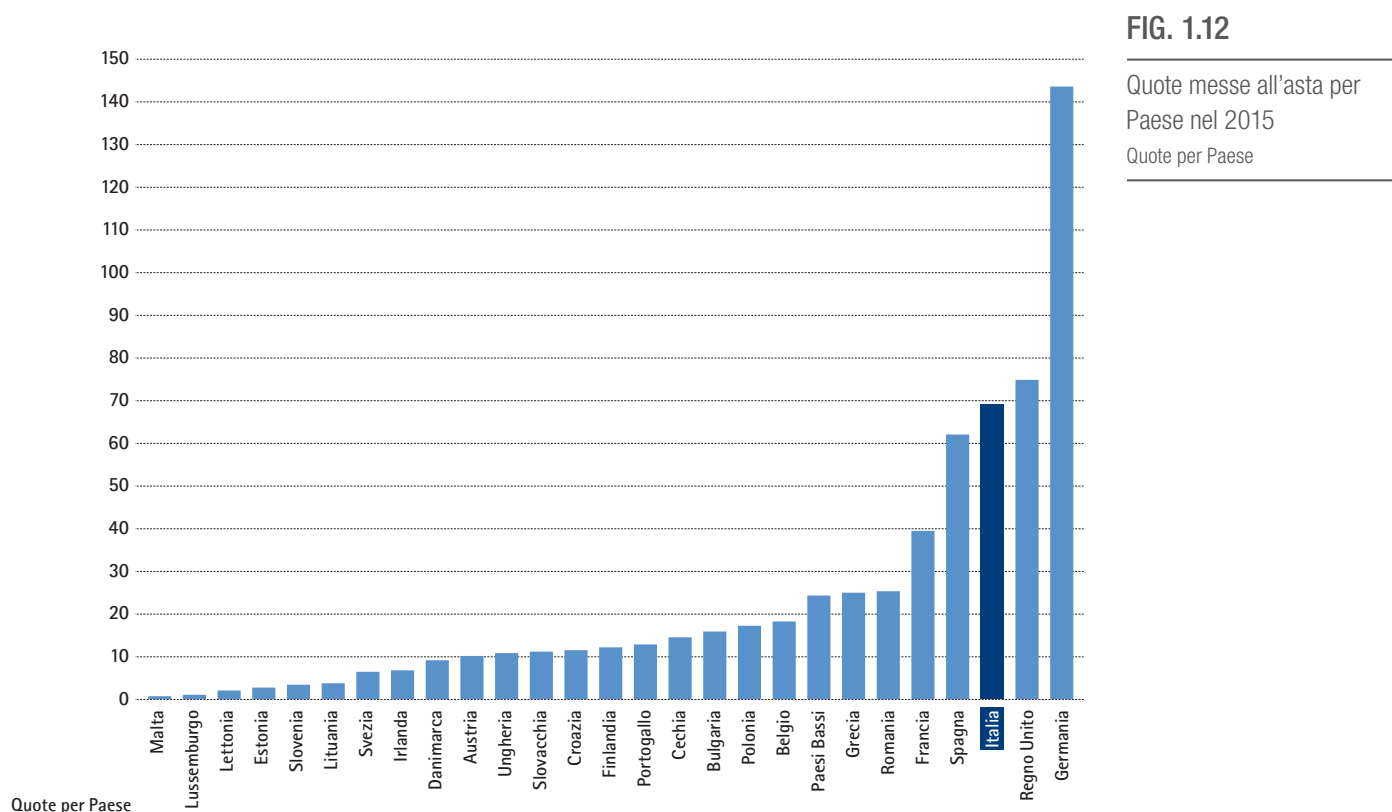
Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Nel mese di dicembre 2015 si è tenuta a Parigi la XXI sessione annuale della Conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (COP 21), nonché l'XI sessione della riunione delle parti del Protocollo di Kyoto. Il 12 dicembre 2015, 195 Paesi partecipanti hanno trovato un accordo per la riduzione delle emissioni antropogeniche e la gestione degli impatti derivanti dall'innalzamento della temperatura terrestre.

L'accordo diventerà giuridicamente vincolante, se ratificato, entro il 21 aprile 2017, da perlomeno 55 Paesi che insieme rappresentino

almeno il 55% delle emissioni globali di gas serra. I firmatari saranno tenuti ad adottare i termini dell'accordo nella propria legislazione. Uno dei risultati ottenuti che fanno ritenere positivo l'esito della COP 21 riguarda l'obiettivo di limitare l'incremento del riscaldamento globale a meno di 2° Celsius rispetto ai livelli pre-industriali, mediante l'azzeramento dell'emissione antropica di gas serra da raggiungere entro la seconda metà del XXI secolo.

Nel 2015, con l'adozione della decisione (UE) 1814/2015 del Parlamento europeo e del Consiglio, è stata istituita una Riserva



Fonte: GSE.

stabilizzatrice del mercato europeo per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra. La Riserva sarà costituita nel 2018 e sarà operativa a partire dall'1 gennaio 2019.

Essa verrà alimentata anche con le quote accantonate dalle aste tra il 2014 e il 2016, per non vanificare i benefici prodotti sui prezzi dal *backloading*. Inoltre, a fine 2020 finiranno temporaneamente nella Riserva stabilizzatrice le c.d. "quote non collocate", ovvero le quote residue della Riserva nuovi entranti e quelle derivanti da mancate assegnazioni per cessazioni e significative riduzioni di capacità.

Il 22 dicembre 2015 la Commissione ha messo in consultazione pubblica nuovi criteri per il funzionamento delle aste delle quote di emissione nell'ambito dell'EU ETS, ai sensi del regolamento (UE) 1031/2010, con l'obiettivo di individuare sia le modifiche necessarie in previsione dell'operatività della Riserva stabilizzatrice sia le aree per un ulteriore perfezionamento del

procedimento d'asta. Nel corso del 2015 l'Italia ha collocato 69 milioni di EUA italiane valevoli per il periodo 2013-2020, con proventi per 528 milioni di euro. Sono inoltre state collocate 2 milioni di quote EUA A, che hanno maturato oltre 14 milioni di euro di proventi. La figura 1.12 riporta le quote messe all'asta per Paese nel 2015.

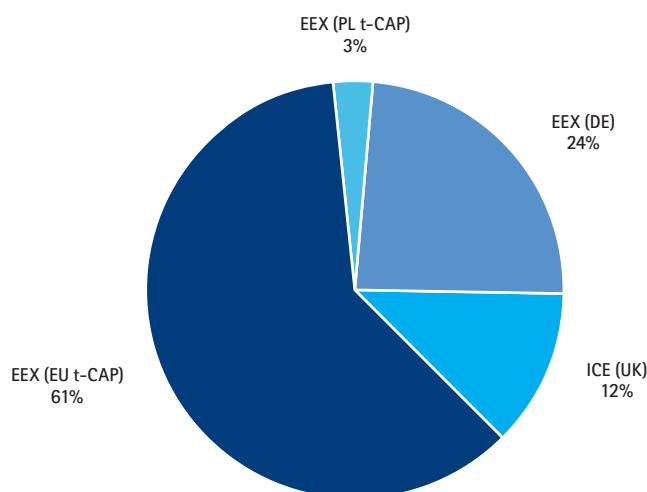
Rispetto agli altri Stati membri l'Italia si è confermata, come già negli anni precedenti, il terzo Paese per numero di EUA da collocare all'asta e per proventi generati, e il quarto Paese rispetto alle EUA A.

Nel corso del 2015 non vi sono state modifiche per quanto riguarda le piattaforme d'asta, che rimangono le stesse operative dal 2013: la piattaforma comune transitoria (EU t-CAP) e quella tedesca (EEX DE) gestite da EEX, e la piattaforma del Regno Unito (ICE UK) gestita da ICE². La figura 1.13 mostra la ripartizione delle quote messe all'asta sulle diverse piattaforme.

² Per una descrizione più completa del sistema ETS e delle piattaforme per le aste si rimanda al *Rapporto annuale sulle aste di quote di emissione* (EU ETS), disponibile sul sito internet del Gestore dei servizi energetici (GSE), da cui è tratta parte delle informazioni contenute nel presente paragrafo.

FIG. 1.13

Ripartizione percentuale delle quote messe all'asta sulle singole piattaforme



Fonte: GSE.

TAV. 1.12

Andamento dei prezzi di aggiudicazione delle quote EUA A messe all'asta sulla t-CAP nel 2015
tCO₂; €/tCO₂

SESSIONE D'ASTA	QUANTITÀ	PREZZO DI AGGIUDICAZIONE
14/01/2015	1.494.000	6,99
28/01/2015	1.494.000	6,56
11/02/2015	1.494.000	6,87
11/03/2015	1.494.000	6,48
22/04/2015	1.493.500	6,75
06/05/2015	935.000	7,25
01/07/2015	935.000	7,16
09/09/2015	935.000	7,94
04/11/2015	933.000	8,25
TOTALE	11.207.500	7,04

Fonte: GSE.

Sono 25 gli Stati membri operativi sulla t-CAP, mentre è ancora in sospeso l'accreditamento dei Paesi EFTA (Islanda, Liechtenstein, Norvegia).

Al momento della redazione di questa *Relazione Annuale*, non ci sono novità rispetto agli esiti della gara d'appalto per la selezione della *Definitive Common Auction Platform* (CAP2), che dovrebbe sostituire la t-CAP entro la fine del 2016.

È ancora fermo anche il processo per l'individuazione del *Single Auction Monitor*.

La dinamica dei prezzi in corso d'anno, a differenza di quanto si è osservato negli anni precedenti, ha seguito un trend rialzista costante (Tav. 1.12).

Benché quest'anno siano state presentate importanti proposte per il futuro a lungo termine del sistema e siano state definite le misure

di lotta al cambiamento climatico europee e mondiali, sembra che queste non abbiano influenzato sensibilmente, per lo meno nel breve termine, il mercato del carbonio.

I dati rilevati dalla Commissione europea sulla t-CAP, aggiornati a giugno 2015, indicano una crescita dell'indice di concentrazione in concomitanza con il calo della partecipazione.

In un periodo particolarmente turbolento per i mercati, il mercato del carbonio europeo ha invece mostrato i valori massimi degli ultimi tre anni.

L'incremento che i prezzi delle quote hanno fatto registrare deriva da una maggiore fiducia nel *framework* regolatorio (*backloading*, Riserva di stabilità del mercato, revisione della IV fase dell'EU ETS). Le variazioni di breve termine sarebbero, invece, dettate dall'andamento dei mercati energetici e finanziari.

Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea

Nelle pagine che seguono è riportato il confronto dei prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale praticati nel 2015, come risultanti all'Istituto statistico dell'Unione europea (Eurostat) alla data del 3 maggio 2015. L'Eurostat rende disponibili su base semestrale i dati sui prezzi pagati dal consumatore finale per l'utilizzo dell'energia elettrica e del gas naturale nei diversi Stati membri, raccolti e pubblicati ai sensi della direttiva 2008/92/CE³. L'Eurostat effettua, inoltre, la rilevazione dei prezzi pagati dai consumatori domestici (che non è disciplinata dalla direttiva 2008/92/CE) sulla base di un *gentleman's agreement* con gli Stati membri. Per una descrizione della vigente metodologia di rilevazione dei prezzi, che copre le serie storiche disponibili dall'1 gennaio 2008, nonché delle sue caratteristiche, si rimanda alla *Relazione Annuale* 2014.

A inizio 2015 la Commissione europea ha avanzato una proposta di nuovo regolamento in materia di prezzi dell'energia elettrica e del gas che introduce l'obbligo di comunicazione anche dei prezzi medi domestici e prevede, tra l'altro, che siano comunicati all'Eurostat prezzi medi con un maggior numero di informazioni di dettaglio, per esempio suddivisi in un maggior numero di componenti o classi di consumo.

La proposta della Commissione europea si inserisce nell'ambito del pacchetto Unione dell'energia, adottato il 25 febbraio 2015, che prevede, tra gli altri obiettivi, anche una maggiore trasparenza in materia di costi e prezzi dell'energia.

Nel corso del 2015 è stato avviato il dibattito istituzionale sulla proposta di regolamento, in particolare sono stati consultati *Energy Statistics Working Group* (ESWG), *Members of the Directors of Sectoral and Environmental Statistics and Accounts Group* (DIMESA), nonché, attraverso l'Eurostat, le associazioni delle imprese Eurelectric ed Eurogas. Il 15 novembre 2015 la Commissione ha trasmesso la proposta al Consiglio e al Parlamento europeo. Il 31 marzo 2016 la Presidenza olandese dell'Unione ha lanciato una consultazione scritta tra gli Stati membri sul testo di compromesso (ST 8575 2016 INIT). Si attende che il nuovo regolamento entri in vigore a fine 2016, con le prime comunicazioni dei prezzi secondo le nuove regole nel 2017. La proposta di regolamento contempla anche la possibilità di prevedere una deroga all'entrata in vigore delle nuove disposizioni, laddove esse comportino un significativo adeguamento delle rilevazioni in essere o un significativo aggravio dell'onere sui rispondenti.

³ Concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

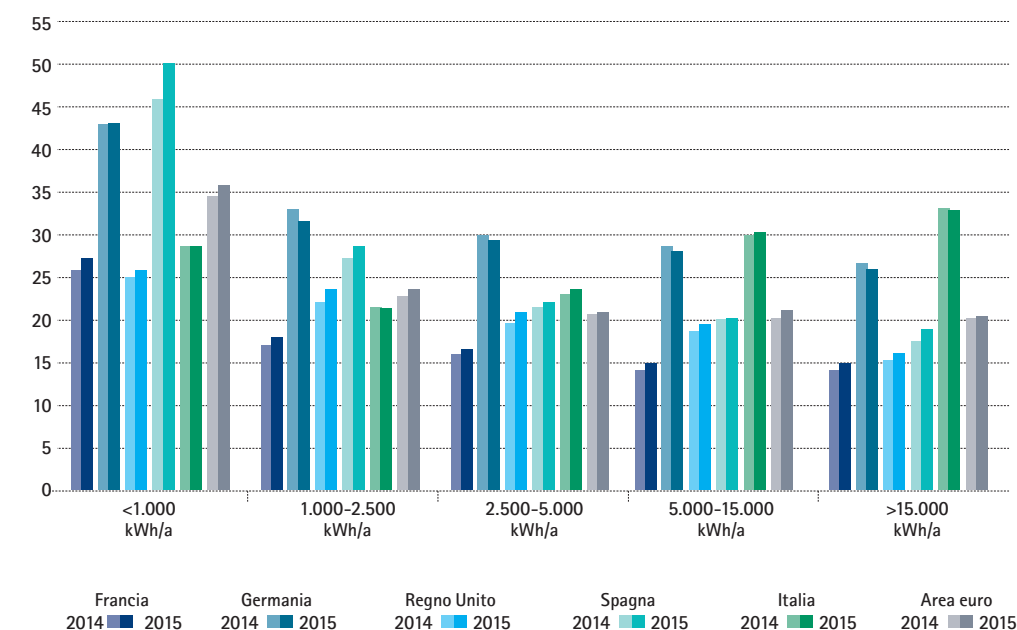
Come ormai da anni, i prezzi dell'energia elettrica per i consumatori domestici italiani si confermano inferiori ai prezzi mediamente praticati nell'Unione europea e nell'Area euro (cioè nell'insieme dei Paesi che adottano la moneta unica) per le prime due classi di consumo⁴, sia al netto sia al lordo delle imposte e degli oneri. I prezzi per le restanti classi di consumo sono invece superiori, anche con differenziali rilevanti, fino a +60% per l'ultima classe di consumo (Tav. 1.13). Va tuttavia considerato che il 97% dei clienti italiani si colloca nelle prime tre classi di consumo (cioè ha consumi inferiori a 5.000 kWh/a) e consuma circa il 90% dell'energia elettrica venduta in Italia al settore domestico. L'ultima classe interessa circa 21.000 clienti domestici (lo 0,07% che consuma lo 0,8% dell'energia complessivamente utilizzata dal settore domestico).

Nel 2015 si conferma anche la struttura non degressiva dei prezzi italiani dell'energia elettrica, al contrario di quanto avviene nei principali Paesi europei (Fig. 1.14). Infatti, a eccezione della prima classe di consumo, i prezzi italiani risultano via via più elevati al crescere dei consumi, mentre negli altri Paesi rimangono relativamente costanti o diminuiscono. Si rileva che nel 2015 non era ancora entrata in vigore la riforma delle tariffe elettriche introdotta dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico con decorrenza 1 gennaio 2016, anche in coerenza con la direttiva europea sull'efficienza energetica, che prevede il superamento dell'attuale struttura progressiva delle tariffe (per un approfondimento si veda il Volume II, dove si illustra la riforma).

Per l'Italia si conferma anche la non degressività della componente oneri e imposte, oltre che dei prezzi netti, a differenza anche in questo caso di quanto accade in altri Paesi europei, dove tale

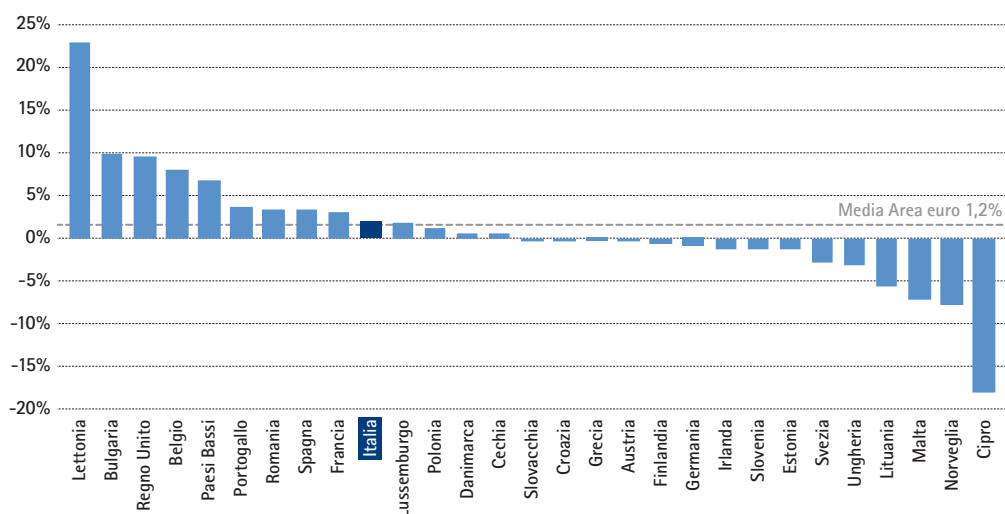
FIG. 1.14

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali Paesi europei
Prezzi al lordo delle imposte;
c€/kWh

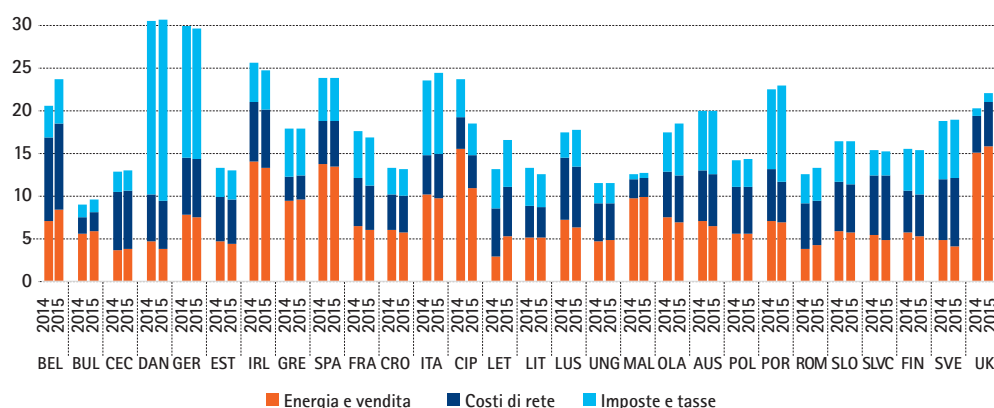


Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

⁴ Comprendenti i consumi annui fino a 2.500 kWh/a.



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.



Fonte: Eurostat.

componente registra una progressiva riduzione del suo valore al crescere dei consumi.

Per quanto riguarda, invece, l'incidenza percentuale di oneri e imposte sul prezzo finale, nel settore domestico essa appare, per tutte le classi di consumo, in linea con i valori medi rilevati nell'Area euro (compresi tra il 30% e il 40%) e inferiore a quelli della Germania (compresi invece tra il 40% e oltre il 50%, vedi anche infra).

Guardando sempre al confronto con i principali Paesi europei⁵, nel 2015 si registrano aumenti dei prezzi o una loro sostanziale invarianza rispetto al 2014 in tutti i Paesi e per tutte le classi a eccezione

della Germania, dove i prezzi domestici calano per tutte le classi, esclusa quella a più bassi consumi.

Passando invece ad analizzare nel dettaglio la prima classe di consumo (< 1.000 kWh/a), nel 2015 il differenziale del prezzo italiano con la media dei prezzi dei Paesi dell'Area euro è risultato, sia pure di poco, ulteriormente ampliato rispetto al 2014. Tale valore è infatti pari a -19% al netto e a -18% al lordo delle imposte (era pari a -16% nel 2014 sia al netto sia al lordo).

Anche con riferimento ai consumatori domestici appartenenti alla seconda fascia di consumo (1.000-2.500 kWh/a), che insieme

FIG. 1.15

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Variazione percentuale 2015-2014 dei prezzi al lordo delle imposte per clienti con consumo annuo compreso tra 2.500 e 5.000 kWh

FIG. 1.16

Composizione dei prezzi per i consumatori domestici in Europa

c€/kWh; prezzi per la fascia DC con consumi nella fascia 2.500-5.000 kWh/a

⁵ Con i principali Paesi europei si intende Francia, Germania, Regno Unito e Spagna, vale a dire i Paesi i cui mercati in esame presentano dimensioni più simili a quelle dell'Italia.

TAV. 1.13

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2015

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		> 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	20,53	35,39	14,53	24,06	12,50	19,96	11,21	17,67	9,65	15,05
Belgio	23,73	28,62	19,65	23,89	18,30	22,39	16,30	20,16	13,47	16,95
Bulgaria	8,10	9,73	7,98	9,58	7,92	9,50	7,91	9,49	7,86	9,44
Cechia	23,35	28,41	16,27	19,83	10,49	12,83	9,02	11,03	7,85	9,64
Cipro	17,33	22,04	15,05	18,85	15,19	18,98	14,98	18,72	14,23	17,78
Croazia	16,35	21,01	10,92	14,22	10,06	13,15	9,62	12,59	9,29	12,19
Danimarca	11,87	33,32	11,87	33,32	9,66	30,55	8,02	22,40	8,02	22,40
Estonia	9,80	13,35	9,85	13,34	9,51	12,97	8,94	12,34	8,27	11,59
Finlandia	22,16	30,28	13,97	20,12	10,18	15,41	8,60	13,46	7,05	11,53
Francia	21,71	28,05	12,69	18,43	10,87	16,50	9,76	15,29	9,44	14,99
Germania	26,10	43,62	16,45	32,10	14,29	29,49	13,04	27,99	12,57	26,78
Grecia	18,39	24,41	12,74	18,08	12,19	17,69	11,88	18,88	11,31	19,17
Irlanda	42,03	58,90	23,80	30,82	19,81	24,40	17,41	20,77	15,34	17,73
Italia	20,39	29,41	13,85	21,07	14,93	24,39	18,34	30,44	20,64	33,47
Lettonia	10,34	15,74	10,94	16,49	10,90	16,43	10,83	16,34	10,64	16,11
Lituania	8,95	12,81	8,86	12,71	8,69	12,50	8,33	12,07	7,71	11,32
Lussemburgo	19,15	23,97	14,77	19,24	13,31	17,67	12,04	16,29	11,04	15,21
Malta	32,61	34,25	13,42	14,09	12,02	12,62	14,40	15,12	35,73	37,51
Norvegia	29,40	38,69	17,41	23,70	10,64	15,24	6,94	10,61	5,82	9,22
Paesi Bassi ^(A)	24,13	n.d.	14,91	11,18	12,45	18,95	11,16	22,81	9,72	19,48
Polonia	14,26	18,13	11,86	15,18	11,15	14,31	10,69	13,74	10,55	13,57
Portogallo	18,45	39,23	12,32	24,76	11,52	22,82	11,07	21,68	10,90	20,82
Regno Unito	24,92	26,19	22,74	23,89	20,52	21,54	18,71	19,65	17,15	18,01
Romania	9,76	13,64	9,53	13,37	9,33	13,11	9,20	12,95	8,96	12,63
Slovacchia	20,36	24,82	14,23	17,45	12,28	15,12	10,66	13,17	9,38	11,64
Slovenia	11,65	22,08	12,72	19,29	11,25	16,10	10,31	14,12	9,68	12,80
Spagna	40,76	51,83	21,89	27,84	18,40	23,40	16,04	20,39	15,11	19,21
Svezia	24,44	34,26	13,65	20,78	11,93	18,63	9,33	15,37	7,74	13,39
Ungheria	10,12	12,85	9,27	11,77	8,95	11,36	8,74	11,10	9,12	11,57
Unione europea	23,73	32,50	15,93	22,66	14,11	20,94	13,10	20,01	12,52	19,21
Area euro	25,10	35,95	15,48	23,55	13,67	22,00	12,87	21,50	12,50	20,87

(A) Nei Paesi Bassi è previsto uno sconto sul prezzo finale lordo che, per la prima classe di consumo, rende poco significativo il dato.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

alla classe successiva è quella nella quale si concentra gran parte delle famiglie italiane, il differenziale dei prezzi interni è, sia pure di poco, aumentato rispetto all'anno precedente (-11% sia al netto sia al lordo contro rispettivamente il -8% e il -9% rispetto alla media dell'Area euro registrata nel 2014).

Per quanto riguarda invece le classi, dalla terza in avanti, con livelli di consumo superiori a quelli sopra evidenziati e prezzi italiani più alti della media dell'Area euro, il prezzo al netto delle imposte per la classe di consumo intermedia (2.500-5.000 kWh/a) è più alto

del 9% rispetto alla media dell'Area euro e dell'11% al lordo delle imposte (Tav. 1.13). I corrispondenti valori per il 2014 erano rispettivamente +9% e +10%. Per questa categoria di consumo si registra un aumento dei prezzi italiani al lordo delle imposte del 2% rispetto al 2014, a fronte di un incremento medio dell'1,2% dell'Area euro (Fig. 1.15), dunque come per lo scorso anno un aumento maggiore per il nostro Paese. In termini di prezzo al netto di imposte e oneri, invece, la variazione rispetto all'anno precedente è del tutto in linea con quella media dell'Area euro (-0,7% in entrambi i casi).

TAV. 1.14

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2015

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	11,78	19,33	9,16	15,03	7,30	12,54	6,49	10,85	5,60	9,30	5,05	8,44
Belgio	15,26	21,26	12,24	17,33	9,09	12,99	7,90	11,49	6,53	9,24	5,91	7,84
Bulgaria	10,73	13,00	9,55	11,57	7,27	8,85	6,50	7,92	5,88	7,17	5,55	6,79
Cechia	15,55	18,95	12,05	14,70	7,67	9,41	7,08	8,70	7,33	8,99	7,51	9,21
Cipro	17,34	21,54	15,54	19,39	13,18	16,58	11,65	14,77	11,17	14,20	10,13	12,97
Croazia	11,73	15,39	10,26	13,48	8,72	11,55	7,52	9,97	6,18	8,08	5,34	6,99
Danimarca	8,03	28,50	6,60	26,73	5,97	25,94	6,01	25,99	4,76	24,43	4,65	24,29
Estonia	9,40	12,89	8,33	11,60	7,90	10,92	7,20	10,24	6,06	8,82	5,73	8,45
Finlandia	8,32	11,19	7,68	10,40	6,36	8,76	6,02	8,34	4,61	6,59	4,36	6,28
Francia	11,84	17,78	9,29	14,40	7,29	11,75	6,58	10,37	5,99	8,99	5,48	7,27
Germania	13,42	27,89	10,20	22,51	8,11	19,70	6,96	17,40	6,17	15,13	5,55	13,44
Grecia	15,79	25,18	12,83	20,19	10,30	13,80	8,27	10,73	6,55	8,29	4,37	5,78
Irlanda	17,05	23,51	14,84	18,61	12,63	15,66	10,56	12,64	9,29	10,79	8,60	9,88
Italia	16,66	32,24	11,11	22,47	9,31	18,64	8,58	16,62	7,66	13,84	6,70	11,38
Lettonia	13,52	19,59	10,46	15,90	9,13	14,29	8,09	13,03	7,19	11,94	5,71	10,15
Lituania	11,48	15,93	9,25	13,26	8,23	12,02	7,37	10,96	6,72	10,18	n.d.	n.d.
Lussemburgo	13,52	17,90	9,44	11,11	8,23	9,84	5,57	6,61	5,01	5,90	n.d.	n.d.
Malta	21,18	22,24	16,42	17,24	14,66	15,40	12,88	13,52	11,74	12,33	10,40	10,93
Norvegia	5,82	9,22	5,79	9,18	5,72	9,09	4,26	7,26	3,18	5,92	2,82	5,47
Paesi Bassi	11,76	19,23	8,84	15,36	7,17	10,58	6,66	9,65	6,28	8,08	6,66	8,30
Polonia	14,75	18,72	10,99	14,10	8,23	10,72	7,12	9,35	6,46	8,54	5,98	7,94
Portogallo	16,91	23,99	12,38	17,89	9,95	14,11	9,05	12,73	7,44	10,84	6,81	10,04
Regno Unito	17,93	22,11	16,24	20,21	14,49	18,06	13,43	16,59	13,19	16,17	12,85	15,77
Romania	9,82	13,70	8,54	12,09	6,94	10,09	7,56	10,86	5,30	8,00	5,08	7,63
Slovacchia	20,34	24,95	13,35	16,56	10,79	13,49	9,53	11,98	9,31	11,71	9,06	11,41
Slovenia	11,38	17,55	9,01	12,81	7,13	10,35	6,31	9,01	5,66	7,94	5,60	7,68
Spagna	25,81	32,83	14,71	18,70	10,97	13,96	9,15	11,64	7,83	9,96	7,39	9,40
Svezia	13,54	16,99	7,07	8,90	6,01	7,58	5,25	6,63	4,58	5,79	3,75	4,76
Ungheria	9,82	13,37	8,81	12,09	7,81	10,82	7,65	10,62	7,56	10,51	7,63	10,60
Unione europea	14,80	23,44	10,97	17,91	8,85	14,86	7,89	13,23	7,08	11,58	6,55	10,42
Area euro	14,84	25,09	10,71	18,87	8,53	15,57	7,49	13,71	6,59	11,71	6,00	10,31

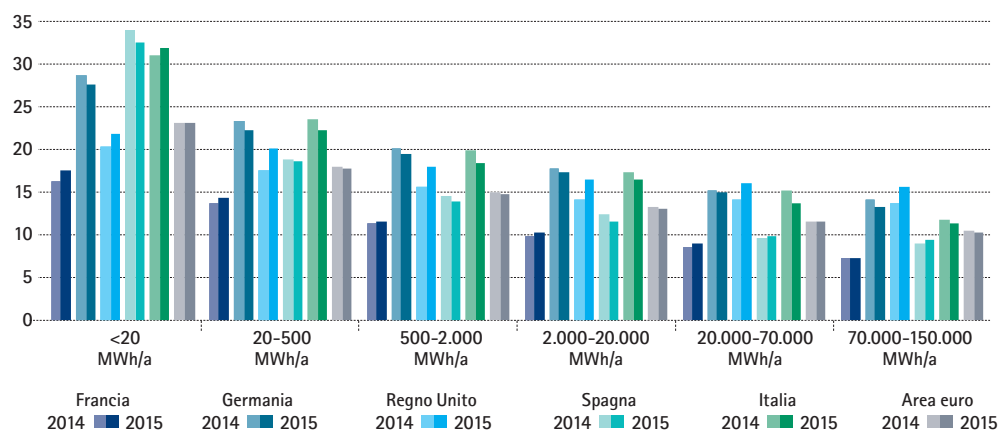
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Nel confronto con i principali Paesi europei spicca per questa classe una riduzione dei prezzi netti nel nostro Paese allineata con quella di Francia (-0,7%) e Germania (-0,6%), mentre per Spagna e Regno Unito si assiste a un aumento dei prezzi netti (+3,3% per la Spagna e un rilevante +9,6% per il Regno Unito). Nel confronto tra i principali Paesi europei la Germania si conferma, in questa classe, il Paese con i prezzi lordi più elevati, nonostante sia l'unico con i prezzi finali in leggero calo, per effetto di una lieve diminuzione della componente oneri e imposte.

La Germania è anche l'unico tra i principali Paesi dove tale componente si presenta in calo, a fronte dell'aumento anche nella media dell'Area euro. In Germania essa assume, però, valori decisamente elevati: incide infatti in questa classe per oltre 15 c€/KWh, contro i 9,5 c€/KWh dell'Italia e, all'opposto, il circa un centesimo del Regno Unito, mentre Spagna e Francia si collocano intorno ai 5 c€/KWh e la media dell'Area euro è di 8,33 c€/KWh. In questa situazione le famiglie italiane continuano a pagare il 17% in meno rispetto alle famiglie tedesche (era -20% lo scorso anno).

FIG. 1.17

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali Paesi europei
Prezzi al lordo delle imposte;
c€/kWh

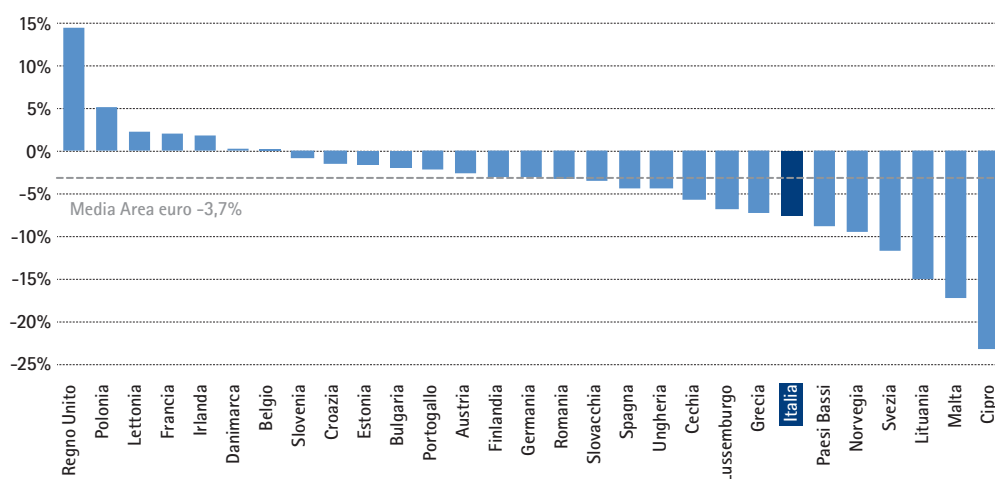


Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

FIG. 1.18

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali

Variazione percentuale 2015-2014 dei prezzi al lordo delle imposte per clienti con consumo annuo compreso tra 500 e 2.000 MWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

La figura 1.16 riporta, sempre per la classe 2.500-5.000 kWh/a, ulteriori informazioni di dettaglio, in merito all'incidenza delle singole componenti (energia, costi di rete, imposte e oneri) sui prezzi finali in tutti i Paesi dell'Unione europea. I valori sono riferiti al secondo semestre degli anni 2014 e 2015.

Dalla figura emerge l'ampia variabilità sia dei prezzi finali sia delle singole componenti, che potrebbe anche derivare da diverse classificazioni delle voci di costo.

Per esempio, come già riportato nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, nel Regno Unito i costi di alcuni programmi di supporto alle rinnovabili e di sostegno ai clienti vulnerabili sono inclusi tra i costi di base e non tra gli oneri e quindi compaiono nei prezzi netti.

La nuova proposta di regolamento più sopra menzionata, andando nel senso di una maggiore informazione di dettaglio sui prezzi comunicati all'Eurostat, dovrebbe consentire anche una comparazione più precisa dei prezzi e delle loro componenti tra le varie realtà nazionali.

Nei valori riportati nella figura 1.16 l'Italia si colloca tra i Paesi con i valori più alti (9,62 c€/kW) per la componente energia (superata però dal Regno Unito (15,77 c€/kWh) e dalla Spagna (13,41 c€/kWh), oltre che per la componente oneri e imposte, per la quale mostra tra i principali Paesi anche l'aumento più sensibile, vale a dire +9% circa. Al contrario, per i costi di rete l'Italia compare nella metà dei Paesi con i prezzi più bassi, sia pure registrando un aumento di tale costo da 4,58 a 5,17 c€/kW, tra i più alti in Europa (+13%), ancorché

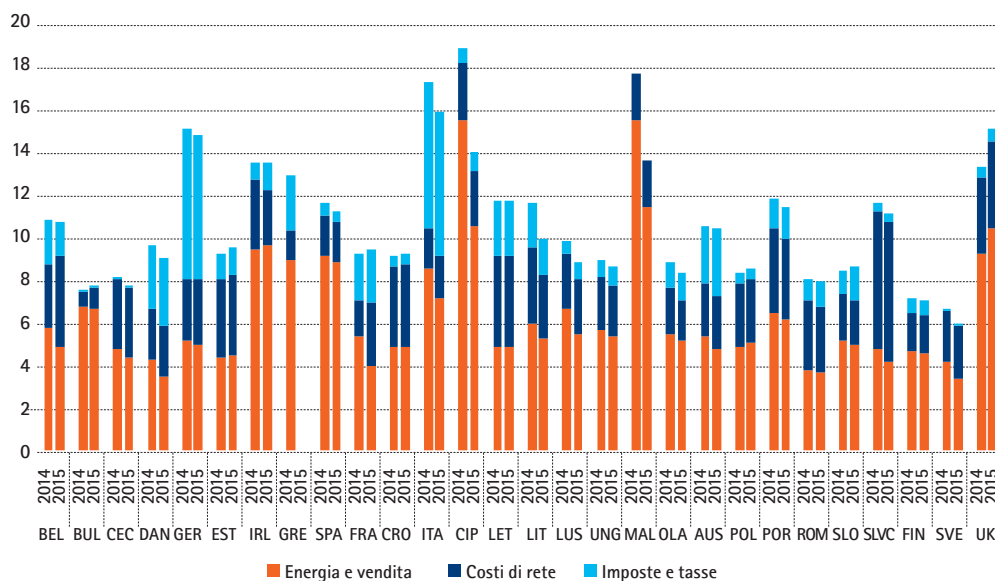


FIG. 1.19

Composizione dei prezzi per i consumatori industriali in Europa

c€/kWh; prezzi per la fascia IC con consumi di 500-2.000 MWh/a

Fonte: Eurostat.

superata pure in questo caso dal Regno Unito (+18,7%). Pure in Spagna si assiste a un aumento per la componente di rete (+5,2%). I valori dei costi di rete per questi due Paesi appaiono paragonabili a quelli italiani, attestandosi sui 5 c€/kW circa.

Prezzi per i clienti industriali

Come oramai da anni, anche nel 2015 i prezzi dell'energia elettrica in Italia per i consumatori industriali si confermano superiori a quelli dell'Area euro, per tutte le classi di consumo. Va segnalato, però, che si conferma anche il trend, avviato nel 2013, di progressiva riduzione dei differenziali rispetto a quelli registrati nel 2012, quando avevano raggiunto picchi superiori al 30% in termini di prezzi lordi. In media lo scorso anno i differenziali si sono attestati intorno al +20% al lordo delle imposte, contro valori intorno al +25% dello scorso anno. Fa eccezione la prima classe di consumo (< 20 MWh), per la quale il differenziale rispetto all'Area euro è tornato a un +29%, rispetto al +24,6% del 2014. I vantaggi più evidenti in termini di riduzione del differenziale si registrano invece per la classe 20.000-70.000 MWh, passata dal +27,5% del 2014 al +18% del 2015. Per la classe a maggiori consumi il corrispondente valore è del +10%, contro il +11% del 2014.

Per quanto riguarda i prezzi netti, si conferma una situazione maggiormente variegata, con i differenziali più bassi (rispettivamente pari a 4% e 9%) per la seconda e terza classe di consumo

e il differenziale più elevato (+16%) per la classe 20.000-70.000 MWh (Tav. 1.14), comunque tutti in significativo calo rispetto al 2014.

Nell'ultimo anno i prezzi italiani risultano, infatti, diminuiti di più della media dell'Area euro e della gran parte dei Paesi europei, in termini sia di prezzi netti sia di prezzi lordi. Anche nel settore industriale la componente oneri e imposte rimane, però, seconda solo alla Germania per incidenza sul prezzo finale (con valori compresi all'incirca tra il 40% e il 50% in Italia e tra il 50% e il 60% in Germania). Spostando il confronto all'Area euro, dove si attesta tra il 40-45%, essa assume pertanto valori in media leggermente superiori. Un po' ovunque in Europa questa incidenza risulta aumentata nell'ultimo anno. Guardando al confronto con i principali Paesi europei (Fig. 1.17), emerge per il 2015 la novità che i consumatori elettrici italiani non pagano più i prezzi più alti. Il differenziale con i prezzi tedeschi, in calo lo scorso anno, ha addirittura cambiato di segno, tranne che per la classe a minori consumi. Per quella a consumi maggiori il differenziale, già negativo lo scorso anno, si è solo leggermente ridotto (-15% contro il -16% del 2014). Nel 2015 anche i prezzi del Regno Unito risultano più elevati di quelli italiani per le ultime due classi a maggiori consumi.

Con particolare riferimento alla classe di consumo 500-2.000 MWh, una delle più rappresentative per il nostro Paese, i prezzi italiani risultano più alti, rispetto alla media dell'Area euro, del 9% (19% nel 2014) al netto delle imposte e degli oneri, e del 20% (25% nel

2014) per i prezzi lordi. Nel 2015 il prezzo lordo per questa classe di consumo in Italia è diminuito di un significativo 7,6% (calo tra i più sensibili in Europa), mentre il calo nell'Area euro è stato del 3,7% (Fig. 1.18). Il differenziale con la Germania segna per questa classe un -6% a favore del prezzo finale in Italia, contro il -1% dello scorso anno (era il +4% nel 2013 e il +16% nel 2012).

In Germania il prezzo netto per questa fascia di consumo è rimasto praticamente invariato, mentre la componente oneri e imposte è leggermente diminuita; in Italia, invece, si sono ridotte entrambe le componenti, con la riduzione più sensibile per quella relativa a oneri e imposte.

L'aumento maggiore dei prezzi lordi si registra anche per il 2015 nel Regno Unito (+12,2%), sempre a causa della dinamica del prezzo netto. La Spagna, con prezzi in leggero calo (-4,4%), mantiene per questa fascia prezzi decisamente più bassi

rispetto all'Italia, nonostante prezzi netti più elevati del 15% (+8% nel 2014).

Come già per il settore domestico, per la classe 500-2.000 MWh/a, maggiormente rappresentativa dei consumi italiani, sono riportate ulteriori informazioni di dettaglio in merito all'incidenza delle singole componenti (energia, costi di rete, imposte e oneri) sui prezzi finali in tutti i Paesi dell'Unione europea. I valori sono riferiti al secondo semestre degli anni 2014 e 2015 (Fig. 1.19).

Si evidenzia come anche nel settore industriale l'Italia si collochi tra i Paesi con i valori più alti (circa 7 c€/kW) per la componente energia (superata però dal Regno Unito (10,53 c€/kWh) e dalla Spagna (8,87 c€/kWh). Per rilevanza della componente imposte e oneri, il nostro Paese è paragonabile alla sola Germania. Al contrario, anche nel settore industriale l'Italia è tra i Paesi con i valori più bassi per la componente relativa ai costi di rete.

Prezzi del gas

Prezzi per le utenze domestiche

Nel 2015 i prezzi del gas naturale comprensivi di imposte per i consumatori domestici italiani risultano più alti della media dei prezzi dell'Area euro, mentre al netto delle imposte si mostrano sostanzialmente allineati. Nel dettaglio, la prima classe di consumo (< 525 m³, perlopiù usi per cottura e acqua calda) presenta livelli lievemente inferiori alla media euro, sia al netto sia al lordo delle imposte.

Per contro, la classe intermedia (525-5.254 m³), che ha l'incidenza maggiore sul totale dei consumi domestici, presenta un livello al netto delle imposte lievemente superiore alla media (+3,1%), mentre al lordo delle imposte lo scostamento è nettamente più rilevante (+13,5%). La classe più elevata (oltre 5.254 m³, per lo più riscaldamento centralizzati) presenta un prezzo netto inferiore alla media (-3,1%), mentre l'incidenza delle imposte risulta, in questo caso, particolarmente rilevante, determinando un prezzo complessivo superiore del 14,7% alla media dell'Area euro.

Rispetto allo scorso anno, la situazione appare migliorata: in particolare presentano un miglioramento la prima classe (che aveva prezzi lievemente superiori alla media) e la seconda (che aveva degli

scostamenti ancora più marcati), mentre la terza classe ha mantenuto sostanzialmente gli stessi scostamenti dalla media dell'Area euro.

Guardando al confronto con i principali Paesi europei, per la classe di consumo più bassa il prezzo italiano, comprensivo delle imposte, è inferiore solo a quello francese.

Nella seconda classe (come detto la più rilevante) Spagna e Italia si contendono il primato. Infine nella classe dei consumatori più grandi, il prezzo medio italiano risulta il più elevato, come negli anni scorsi (Fig. 1.20).

La figura 1.21 riporta, a titolo di confronto tra il 2014 e il 2015, anche la dinamica dei prezzi finali per la classe intermedia nei singoli Paesi e del prezzo all'ingrosso alla piattaforma olandese TTF.

A differenza degli anni scorsi, per l'insieme dell'Area euro i prezzi del gas per uso domestico hanno avuto una variazione abbastanza in linea con il mercato all'ingrosso, considerando anche che sul prezzo finale grava la componente fiscale che non è necessariamente legata alle dinamiche di mercato. Come negli anni passati, si conferma il maggior peso dell'incidenza del fisco sui consumatori di gas italiani rispetto a quanto accade negli altri Paesi dell'Area euro.

TAV. 1.15

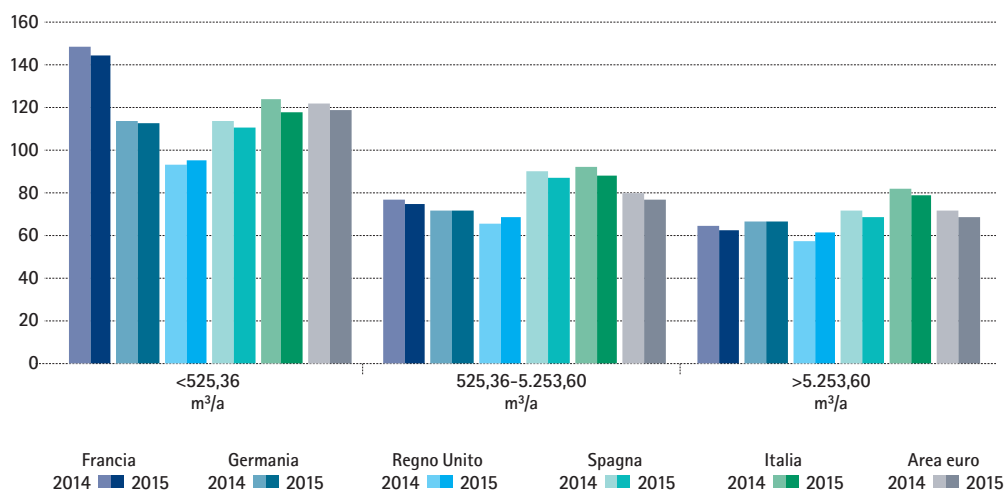
Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2015

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m ³)					
	< 525		525 - 5.254		> 5.254	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	69,04	92,01	56,15	76,20	48,60	66,93
Belgio	71,70	89,96	50,52	63,71	42,98	54,71
Bulgaria	40,72	48,86	38,26	45,91	38,29	45,95
Cechia	78,88	95,45	50,58	61,21	47,51	57,49
Croazia	46,64	58,29	39,42	49,28	37,57	46,97
Danimarca	36,12	82,82	36,12	82,82	36,12	82,82
Estonia	39,63	50,75	34,13	44,45	32,66	41,88
Francia	118,85	145,94	60,42	75,78	49,87	62,62
Germania	86,59	113,58	54,04	71,78	49,85	66,79
Grecia	85,43	50,75	60,82	44,45	51,93	41,88
Irlanda	72,18	86,40	61,16	73,87	55,83	67,86
Italia	89,94	119,18	57,52	88,32	46,27	79,56
Lettonia	63,90	79,64	41,02	51,85	40,92	51,75
Lituania	66,30	80,23	37,54	45,44	n.d.	n.d.
Lussemburgo	55,77	63,00	44,88	51,72	44,86	51,93
Paesi Bassi	79,05	121,67	45,64	81,20	39,50	73,78
Polonia	53,62	65,96	42,93	52,82	41,65	51,69
Portogallo	96,73	125,02	79,93	103,53	74,41	96,98
Regno Unito	91,23	95,80	65,67	68,92	58,58	61,54
Romania	17,66	34,88	17,41	34,46	16,85	32,77
Slovacchia	91,75	110,08	43,65	52,38	46,22	55,47
Slovenia	55,66	76,14	46,90	65,46	45,19	63,37
Spagna	89,92	111,81	70,14	87,88	54,32	68,73
Svezia	120,27	189,12	66,45	121,85	57,02	110,06
Ungheria	31,36	39,82	29,35	37,27	29,04	36,88
Unione europea ^(A)	85,96	107,01	55,81	72,43	48,80	64,98
Area euro	91,29	119,35	55,77	77,81	47,78	69,34

(A) I dati relativi a Cipro, Finlandia, Malta e Norvegia non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

FIG. 1.20

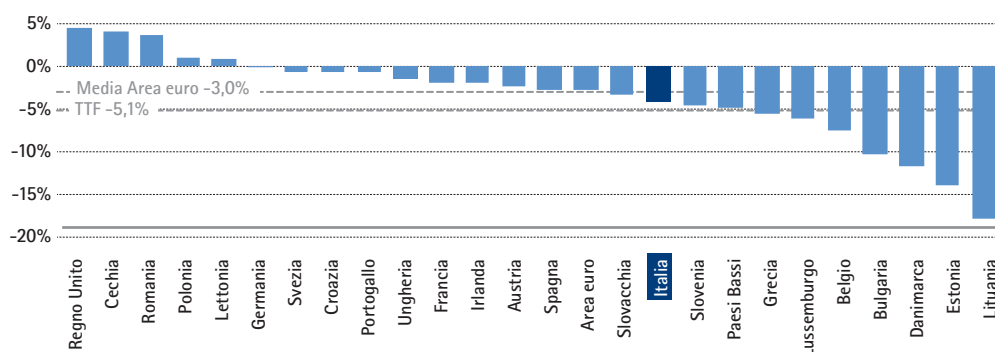
Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali Paesi europei

Prezzi al lordo delle imposte; c€/m³

FIG. 1.21

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici

Variazione percentuale 2015-2014 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 e 5.253,60 m³



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Il peso della componente fiscale italiana sul prezzo netto è, infatti, decisamente il più elevato tra quelli registrati negli altri principali Paesi europei ed è ulteriormente aumentato tra il 2014 e il 2015. Se nella prima classe di consumo esso appare, comunque, poco distante dalla media dell'Area euro (32,5% contro il 30,7%, sostanzialmente lo stesso scarto del 2014), è nelle classi più elevate che mantiene valori nettamente superiori: nella classe intermedia, infatti, risulta pari al 53,5% e nella classe più elevata raggiunge il 71,9%, contro una media, rispettivamente, del 39,5% e del 45,1% registrata nell'Area euro. In tali due classi l'incidenza della componente fiscale in Italia presenta un aumento di circa tre punti percentuali rispetto al 2014, mentre nell'Area euro l'aumento è di circa due punti.

Prezzi per le utenze industriali

Nel 2015 si conferma la situazione già rilevata negli anni scorsi, per cui le imprese italiane più piccole (con consumi annui fino a 263.000 m³) pagano per il gas i prezzi più elevati della media dei Paesi dell'Area euro, mentre quelle più grandi pagano prezzi più convenienti (Tav. 1.16). Nel dettaglio, per i consumatori industriali italiani della prima classe di consumo il differenziale nel prezzo comprensivo di imposte è del 14,3%, mentre per la seconda classe è pari al 5,3%. A partire dalla terza classe il differenziale diventa negativo (prezzi più bassi della media dell'Area euro) ed è compreso tra -9,6% e -13,1%.

Tale situazione risulta dipendere essenzialmente dalla diversa articolazione dell'imposizione fiscale. Le imprese più piccole sono gravate da imposte più elevate rispetto alla media dell'Area euro, mentre quelle più grandi (con consumi oltre 263.000 m³) beneficiano della

condizione opposta. In dettaglio, la prima classe presenta un'incidenza delle imposte pari al 46,9% che supera di 12,6 punti la media dell'Area euro, mentre la seconda classe con il 39,4% supera tale media di 4,4 punti. I risultati si invertono a partire dalla terza classe, che con il 19,5% presenta un carico fiscale inferiore di 11,6 punti alla media dell'Area euro. Differenziali ancora più favorevoli si riscontrano per la quarta classe (18,1 punti, 10,3% contro 28,4%) e per la quinta classe (18,7 punti, 8,7% contro 27,4%).

A conferma del fatto che i risultati del confronto con gli altri Paesi sono condizionati dalla struttura dell'imposizione fiscale, vi è il fatto che i prezzi al netto delle imposte sono quasi sempre superiori alla media dell'Area euro. I differenziali compresi tra il -3,5% della classe centrale (l'unica con segno negativo) e il 6% di quella più grande sono tutti in peggioramento rispetto al 2014.

Il confronto con i principali Paesi europei (Fig. 1.22) conferma quanto evidenziato in precedenza. Per le prime due classi di consumo i prezzi finali italiani sono i più elevati, mentre sono i più bassi nelle classi successive, fatta eccezione per la classe più grande nella quale la Francia presenta un livello lievemente inferiore nel 2015. Tutti i rimanenti Paesi (Spagna, Germania, Regno Unito) si presentano meno competitivi per le imprese con consumi superiori a 263.000 m³.

Nel 2015, con riferimento alla classe con consumi compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³)/a, i prezzi finali al lordo delle imposte in Italia presentano un calo del 7,6%, allineato a quello dell'Area euro (-7,8%) (Fig. 1.23). Una diminuzione ancora maggiore di quella italiana ha riguardato la Germania (-8,5%) e la Spagna (-9,8%), mentre il Regno Unito mostra la variazione minore (-1,9%). La figura riporta la dinamica del Brent e del prezzo del gas alla piattaforma TTF, quali termini di paragone.

TAV. 1.16

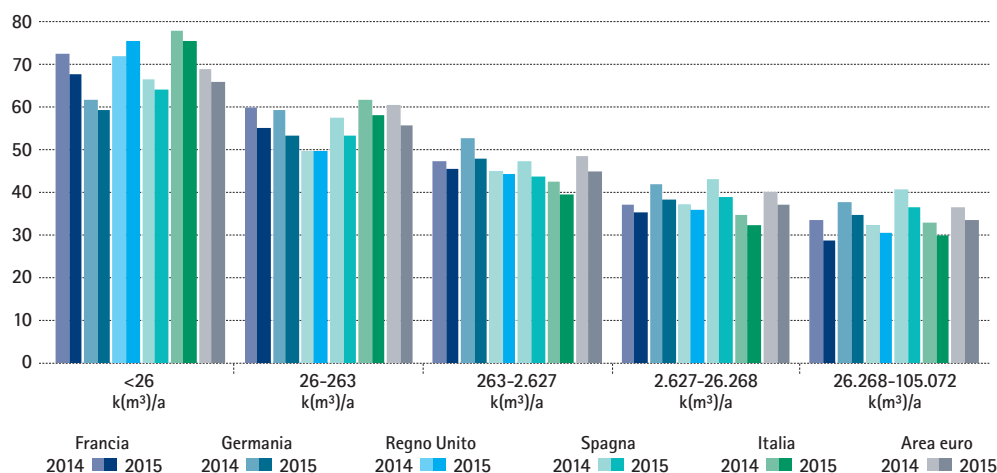
Prezzi finali del gas naturale
per i consumatori industriali
nel 2015

Prezzi al netto e al lordo delle
imposte; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m ³)									
	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	50,10	69,91	39,71	57,77	31,75	50,52	27,16	43,40	24,92	45,51
Belgio	46,60	58,68	35,71	46,69	28,55	36,87	25,68	31,46	21,64	25,49
Bulgaria	35,15	43,55	32,43	40,28	30,14	37,42	26,36	32,51	25,33	31,04
Cechia	41,83	52,04	33,24	41,66	30,04	37,79	27,09	34,21	25,49	32,27
Croazia	45,97	58,28	42,03	53,17	38,65	48,87	33,74	42,59	n.d.	n.d.
Danimarca	34,75	81,10	32,06	77,74	27,90	72,55	26,66	70,99	n.d.	n.d.
Estonia	35,14	45,36	32,26	41,65	31,31	39,93	29,37	37,76	29,28	37,17
Finlandia	n.d.	n.d.	37,54	64,77	31,24	56,97	28,99	54,17	28,00	52,94
Francia	53,68	68,73	43,11	55,50	35,88	45,91	29,64	35,98	25,79	29,28
Germania	46,18	60,02	40,92	53,77	36,57	48,60	28,27	38,72	25,11	34,95
Grecia	35,21	46,88	36,53	48,16	34,93	46,08	30,99	41,74	n.d.	n.d.
Irlanda	53,09	64,76	39,86	50,00	36,91	44,75	30,28	34,68	n.d.	n.d.
Italia	51,79	76,08	42,37	59,05	33,25	39,73	29,41	32,43	28,02	30,46
Lettonia	38,54	48,84	35,33	44,92	32,09	41,04	30,42	39,00	28,67	36,87
Lituania	38,81	46,94	31,46	38,05	26,34	31,88	20,50	24,80	n.d.	n.d.
Lussemburgo	46,29	51,26	45,63	50,10	39,34	43,02	32,15	34,97	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	42,69	77,34	37,38	69,53	27,77	45,44	26,12	36,39	25,62	32,80
Polonia	44,77	56,02	43,01	53,85	37,06	46,33	32,17	39,98	26,64	32,76
Portogallo	73,93	97,23	58,44	73,85	41,51	51,70	35,73	44,39	33,41	41,19
Regno Unito	61,49	76,07	40,14	50,47	35,60	44,91	28,94	36,25	25,37	31,17
Romania	25,22	43,73	24,22	42,28	21,68	38,69	20,53	33,36	18,49	29,93
Slovacchia	48,23	59,54	40,66	50,46	35,31	44,03	32,72	40,94	30,68	38,51
Slovenia	48,44	66,09	47,49	65,29	34,26	48,23	30,15	40,30	n.d.	n.d.
Spagna	52,94	64,74	44,08	54,02	35,78	43,99	32,04	39,46	29,75	36,70
Svezia	62,92	117,43	48,63	99,58	36,55	84,46	33,03	80,08	31,82	78,56
Ungheria	39,12	51,95	40,04	53,13	35,43	47,35	28,44	38,33	28,49	38,37
Unione europea ^(A)	49,09	65,73	40,56	54,82	34,15	45,32	28,86	37,59	26,10	33,82
Area euro	49,57	66,54	41,53	56,06	34,51	45,34	29,07	37,31	26,44	33,69

(A) I dati relativi a Cipro e a Malta non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

FIG. 1.22

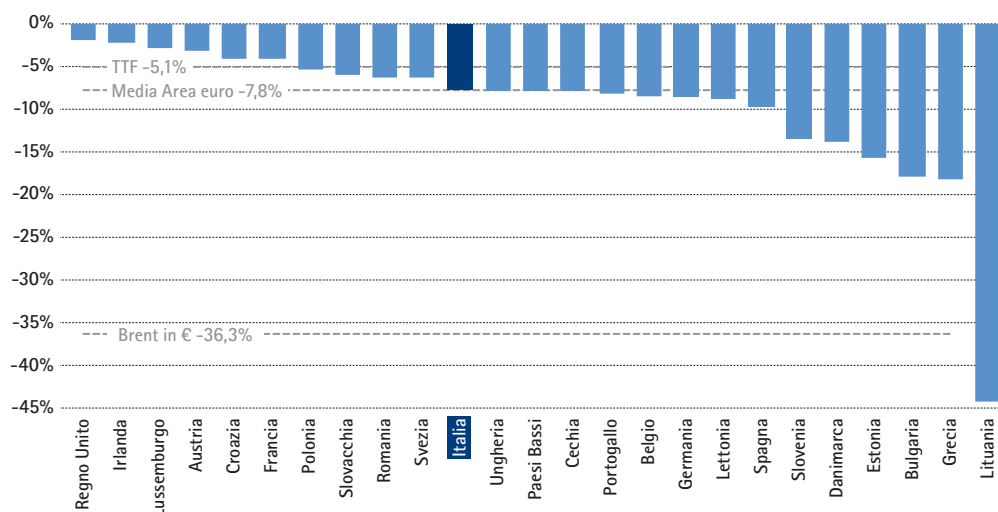
Prezzi finali del gas naturale
per usi industriali per i
principali Paesi europei

Prezzi al lordo delle imposte; c€/m³

FIG. 1.23

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali

Variazione percentuale 2015-2014 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³)



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Domanda e offerta di energia in Italia

Il miglioramento delle condizioni economiche realizzatosi nel corso del 2015, con un PIL tornato in terreno positivo (+0,8%) dopo tre anni di caduta, si riflette sulla dinamica della domanda di energia. Nel 2015, infatti, il consumo interno lordo di energia in Italia ha invertito il trend degli ultimi quattro anni, facendo registrare una variazione positiva del 3,2% su base annua e raggiungendo un valore assoluto di 171,3 Mtep, livello non lontano da quello del 2013 (Tav. 1.17). La ripresa dei consumi del 2015 sull'anno precedente, tuttavia, non è solo riconducibile alla dinamica economica, ma anche alle condizioni meteorologiche, dato che il 2014 è stato caratterizzato da un inverno

mite e da un'estate fresca, con effetto depressivo sulla richiesta di energia per riscaldamento e raffrescamento, mentre il 2015 è stato caratterizzato da un'estate particolarmente calda nel mese di luglio. L'intensità energetica del 2015 (Fig. 1.24), ovvero il consumo di energia primaria per unità di PIL, risulta in aumento rispetto al 2014, anno in cui, come più sopra evidenziato, avevano fortemente inciso le miti condizioni meteorologiche. Nel 2015 il PIL è tornato a superare il livello del 2013, ma il consumo interno lordo è rimasto su livelli inferiori, mostrandosi in ogni caso coerente con il trend di riduzione osservabile nel lungo periodo. La razionalizzazione degli impieghi

TAV. 1.17

Bilancio energetico nazionale
nel 2014 e nel 2015

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
ANNO 2015						
1 Produzione	0,30	5,55	5,47	31,41	-	42,72
2 Importazione	13,19	50,12	81,28	1,86	11,18	157,64
3 Esportazione	0,26	0,18	27,04	0,11	0,98	28,57
4 Variazione delle scorte	-0,22	0,19	0,50	0,03	0,00	0,50
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	13,46	55,30	59,21	33,13	10,20	171,29
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,11	-1,61	-3,62	-0,01	-41,28	-46,64
7 Trasformazione in energia elettrica	-10,61	-17,11	-2,23	-25,64	55,59	-
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	2,73	36,58	53,35	7,48	24,50	124,65
- industria	2,68	11,47	3,95	0,03	9,31	27,44
- trasporti	-	0,90	36,73	1,15	0,91	39,69
- usi civili	0,00	23,50	3,01	6,29	13,82	46,62
- agricoltura		0,14	2,14	0,01	0,47	2,75
- usi non energetici	0,06	0,57	4,95	-	-	5,57
- bunkeraggi	-	-	2,58	-	-	2,58
ANNO 2014						
1 Produzione	0,35	5,86	5,77	32,61	-	44,58
2 Importazione	13,46	45,67	71,19	2,22	10,28	142,83
3 Esportazione	0,24	0,19	20,31	0,14	0,67	21,55
4 Variazione delle scorte	-0,12	0,62	-0,63	0,02	-	-0,11
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	13,69	50,71	57,27	34,67	9,62	165,97
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,12	-1,68	-3,55	-0,01	-40,84	-46,20
7 Trasformazione in energia elettrica	-10,65	-14,65	-2,34	-27,79	55,43	-
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	2,93	34,39	51,38	6,87	24,21	119,77
- industria	2,85	11,87	3,98	0,03	9,20	27,93
- trasporti	-	0,86	35,33	1,03	0,90	38,12
- usi civili	0,00	21,02	2,94	5,80	13,65	43,42
- agricoltura		0,12	2,13	0,01	0,46	2,71
- usi non energetici	0,08	0,51	4,71	0,00	-	5,30
- bunkeraggi	-	-	2,29	-	-	2,29

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

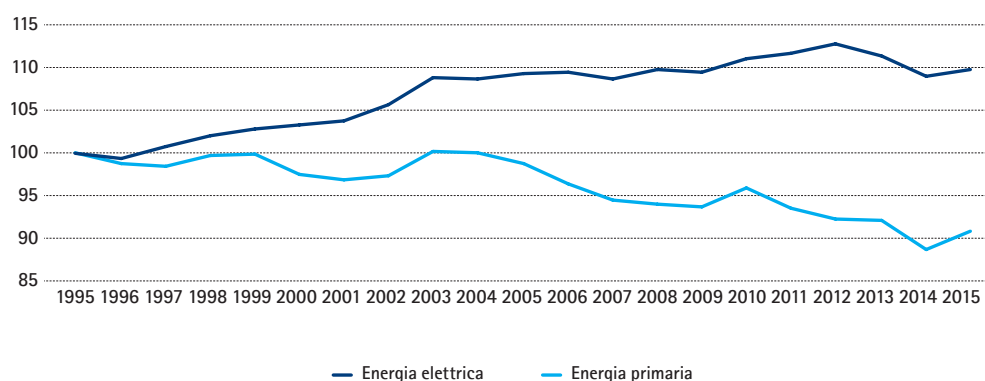
di energia (ossia l'efficienza del sistema) e la perdita di peso di alcuni settori *energy intensive* (ossia il cambiamento nella struttura produttiva) sembrano prevalere sulla spinta ai consumi derivante dalla dinamica dell'attività economica. Rispetto alla domanda complessiva di energia, nel 2015 la richiesta elettrica è cresciuta a ritmi inferiori (+1,5% su base annua). La domanda di energia è stata, infatti, spinta al rialzo principalmente dalla richiesta di carburanti nel settore trasporti (+4,1%) e dalla domanda di gas per usi civili

(+12%), mentre l'aumento dell'uso dei condizionatori estivi ha avuto un impatto inferiore sulla domanda di elettricità. Nel complesso l'indice di intensità elettrica, in risalita rispetto al 2014, nel 2015 risulta inferiore al livello del 2013, confermando il trend ribassista iniziato nel 2012. Lo spostamento dei consumi verso il settore elettrico, in particolare per quanto riguarda i trasporti e il riscaldamento degli edifici, che dovrebbe rappresentare un passaggio obbligato in vista degli obiettivi di decarbonizzazione di lungo periodo, ha quindi

FIG. 1.24

Intensità energetica del PIL
dal 1995

Numeri indice 1995=100



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat, del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

fatto segnare un'ulteriore battuta di arresto. L'impiego di elettricità per i trasporti e per gli usi civili è, infatti, aumentato nel 2015 (rispettivamente +1,3% e +1,2%), ma in misura minore di quanto sia cresciuto l'impiego di energia negli stessi settori (rispettivamente +4,1% e +7,4%), mentre l'incidenza dei consumi elettrici sul totale dei consumi energetici è ridiscesa sotto il 20% (Fig. 1.25).

A livello di settori di utilizzo, il maggiore incremento di domanda di energia nel 2015 deriva dal settore civile (+7,4%), che si conferma il primo comparto con un livello di 46,6 Mtep (37% del totale), seguito dai trasporti, che raggiungono un livello di 39,7 Mtep (32% del totale). Si tratta in entrambi i casi di segnali di ripresa: nel primo caso, della mobilità e del commercio, nel secondo, dell'attività del terziario, sebbene al netto dell'effetto climatico. Il comparto industriale è l'unico a mostrare ancora un segno negativo (-1,8%), con una domanda di energia che scende a 27 Mtep (22% del totale).

L'analisi dei consumi per fonte mostra una situazione variegata. I consumi di petrolio rappresentano la quota maggiore (34,6% del totale, in linea con il risultato dell'anno precedente) e nel 2015 fanno registrare una crescita su base annua del 3,4%, a fronte del dato negativo del 2014 (-1,8%).

Il risultato positivo è trainato soprattutto dal settore trasporti e civile, mentre la domanda da parte dell'industria continua a calare. In particolare, come già accaduto nel 2014, la domanda di benzina ha continuato nel complesso a scendere (-1,2%), ma ha fatto registrare un forte aumento (+10,5%) dei prelievi sul sistema extra rete. Allo stesso tempo, il diesel ha confermato il trend positivo (+2% nel 2015 su base annua), spinto non solo dalla richiesta di combustibile per riscaldamento, ma anche da una maggiore domanda nei settori

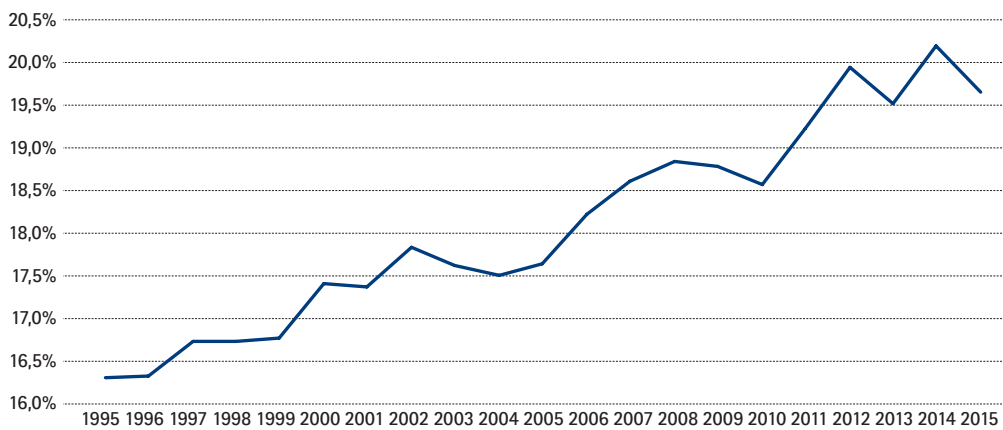
dell'agricoltura e dei trasporti, segnale di un'economia in ripartenza. Si conferma l'interesse per il GPL uso autotrazione, che ha visto aumentare i consumi del 5,8%.

In linea con il generale miglioramento delle condizioni economiche si colloca anche il dato del carboturbo impiegato per trasporto aereo (+2,7%). Nel 2015 il gas naturale ha rappresentato la fonte più dinamica, in crescita del 9% su base annua, arrivando a costituire il 32,3% del consumo interno lordo (a fronte del 30,6% del 2014). La maggiore richiesta di energia per riscaldamento ha portato a un aumento della domanda per usi civili (+11,8%), mentre una maggiore richiesta di elettricità per la climatizzazione estiva e per la ripresa delle attività produttive, insieme a una riduzione degli apporti naturali per gli impianti idroelettrici, ha incrementato la domanda da parte del comparto termoelettrico (+15,6%).

Anche per il 2015, se si considera la somma dei quantitativi di gas e di fonti rinnovabili trasformati in energia elettrica, si ottiene un valore (42,75 Mtep) vicino a quello misurato negli anni precedenti, confermando il ruolo del gas di bilanciamento delle variazioni di produzione delle rinnovabili elettriche.

Per quanto riguarda l'industria, come la domanda di energia nel suo complesso, anche la domanda di gas nel 2015 risultava ancora in flessione (-2,3%). Gli impieghi finali di combustibili solidi nel 2015 mostrano una riduzione (-1,7% su base annua), sebbene meno marcata rispetto all'anno precedente (-4,9%), e il loro peso sul totale dei consumi scende al di sotto dell'8%.

Tale risultato deriva dalla dinamica ancora deludente della domanda da parte dell'industria (come peraltro per tutte le fonti fossili), che rappresenta ormai quasi l'unico mercato di sbocco dei combustibili fossili solidi.

**FIG. 1.25**

Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995
Valori percentuali

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del Ministero dello sviluppo economico.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, dopo il 2014, che è stato caratterizzato da elevati livelli di piovosità e ventosità, gli apporti naturali si sono ridimensionati, determinando una riduzione nei consumi complessivi da queste fonti (-4,5%). In particolare, si sono ridotti i volumi trasformati in energia elettrica (25,6 Mtep, contro i 27,8 Mtep del 2014), anche per effetto di un rallentamento nello sviluppo di nuova capacità elettrica a fonti rinnovabili, mentre è aumentato l'impiego delle fonti rinnovabili per tutti gli altri usi,

soprattutto per i trasporti (+11,3%) e per il riscaldamento (+8,4%). La riduzione degli apporti naturali ha contribuito (insieme a lievi restringimenti riscontrati per tutti i combustibili fossili) a diminuire il peso, sul totale del consumo, della produzione di energia da fonti nazionali, che è passata dal 26,9% del 2014 al 24,9% del 2015. La dipendenza del nostro Paese dall'estero per le fonti energetiche si colloca, quindi, attorno al 75%, contro il 73% dello scorso anno.

2.

Struttura,
prezzi e qualità
nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2015

La tavola 2.1 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia, con il dettaglio delle disponibilità e degli impieghi nel 2015 a confronto con l'anno precedente. I dati, di fonte Terna, presentano per il 2015 valori provvisori.

Come già anticipato nel Capitolo 1, il PIL nazionale ha visto nel 2015 un aumento dello 0,8%, interrompendo anni di dati negativi. La domanda di energia elettrica ha seguito tale dinamica, registrando, secondo i dati provvisori diffusi da Terna, un rialzo di quasi l'1,5% e passando dai 291 TWh del 2014 ai 295 TWh del 2015.

La produzione nazionale ha coperto una quota del fabbisogno complessivo nazionale pari all'86% (contro l'87% a consuntivo per il 2014). Come più ampiamente descritto nel seguito, anche il 2015, come già l'anno precedente, ha visto un aumento delle importazioni nette; sono, infatti, cresciute significativamente le importazioni

lorde passate da 46.748 a 50.846 GWh, pure in presenza di un incremento assai rilevante delle esportazioni (+47,3%), in particolare verso Malta, anche se a partire da valori assoluti ancora modesti, che nel 2015 hanno toccato i 4.465 GWh.

Per quanto riguarda gli impieghi, i consumi di energia elettrica sono cresciuti, sia pure lievemente, in tutti i settori. Se nell'agricoltura si tratta di volumi sostanzialmente stabili, l'incremento maggiore ha riguardato il settore terziario (+2,3%), con domestico e industria rispettivamente al +1,2% e al +0,6%.

Il bilancio degli operatori presentato in queste pagine si basa sui dati forniti dagli operatori stessi nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati e fornisce in forma sintetica una visione d'insieme del settore, in particolare del contributo dei vari gruppi industriali. Si rimanda al seguito del Capitolo per una trattazione più in dettaglio

TAV. 2.1

Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2014 e nel 2015 GWh

	2014	2015(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	279.829	282.038	0,8%
Servizi ausiliari	10.681	11.335	6,1%
Produzione netta	269.148	270.703	0,6%
Ricevuta da fornitori esteri	46.748	50.846	8,8%
Ceduta a clienti esteri	3.031	4.465	47,3%
Destinata ai pompaggi	2.329	1.850	-20,6%
Disponibilità per il consumo	310.535	315.234	1,5%
Perdite di rete	19.452	20.434	5,0%
Consumi al netto delle perdite	291.084	294.800	1,3%
Agricoltura	5.372	5.400	0,5%
Industria	122.505	123.200	0,6%
Terziario	98.951	101.200	2,3%
Domestico	64.255	65.000	1,2%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Terna.

delle dinamiche che hanno interessato le varie fasi della filiera del settore elettrico. Ai fini della redazione del bilancio, i dati inviati dai produttori e dagli autoproduttori, dai venditori all'ingrosso e/o al dettaglio, sono stati suddivisi in gruppi e classificati sulla base delle vendite al mercato finale (libero, maggior tutela e salvaguardia). L'appartenenza a un gruppo societario è dichiarata da ciascun operatore presso l'Anagrafica operatori ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08; quando un operatore dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerato come gruppo a sé¹. Al momento della chiusura del presente Volume della *Relazione Annuale*, i dati, che sono da ritenersi provvisori, rappresentano il 92,7% del valore provvisorio della produzione nazionale pubblicato da Terna e il 91,6% dei consumi finali.

È opportuno precisare che nel bilancio degli operatori è presente una classe denominata "Senza vendite" in cui ricadono tutti quei gruppi che, pur non svolgendo l'attività di vendita al mercato finale, sono comunque attivi nell'attività di produzione di energia elettrica. In particolare si evidenzia che, come di consueto, la maggior parte degli autoconsumi (incluse le cessioni nell'ambito di sistemi semplici di produzione e consumo), pari al 67,7%, è attribuita ai gruppi appartenenti a questa categoria, evidentemente popolata da soggetti autoproduttori.

Nel bilancio, Enel ed Edison si confermano i due gruppi principali; essi hanno venduto nel 2015, rispettivamente, 85,4 TWh e 17,1 TWh. Mentre Enel ha visto un aumento delle sue vendite di circa 1 TWh, le vendite del gruppo Edison sono in calo di quasi 3 TWh

TAV. 2.2

Bilancio dell'energia elettrica nel 2015

TWh; valori riferiti ai gruppi industriali

	GRUPPO ENEL	GRUPPO EDISON	5-15 TWH	1-5 TWH	0,5-1 TWH	0,1 -0,5 TWH	0-0,1 TWH	SENZA VENDITE	TOTALE
Produzione nazionale lorda	72,5	18,1	45,6	25,3	6,5	1,3	7,2	85,2	261,5
Produzione nazionale netta	68,3	17,6	44,0	24,7	5,8	1,2	6,0	81,8	249,4
Energia destinata ai pompaggi	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	-	1,9
Importazioni ^(A)									50,8
Esportazioni ^(A)									4,5
Perdite di rete ^(A)									20,4
Autoconsumi	-	0,8	1,5	2,4	0,0	0,0	0,6	11,4	16,8
Vendite finali	85,4	17,1	68,2	56,5	10,9	11,1	3,9	-	253,1
Mercato libero	34,9	17,1	61,0	55,0	10,8	10,6	3,1	-	192,4
Domestico	10,6	1,3	5,5	1,9	0,3	1,0	0,4	-	21,1
Non domestico	24,3	15,8	55,5	53,0	10,5	9,5	2,7	-	171,4
- Bassa tensione	13,2	2,7	14,8	13,4	3,1	3,8	1,6	-	52,5
- Media tensione	7,8	8,9	33,2	30,1	6,3	4,7	1,0	-	92,0
- Alta e altissima tensione	3,4	4,2	7,6	9,5	1,0	1,0	0,1	-	26,8
Maggior tutela	48,8	-	5,1	1,6	0,1	0,5	0,8	-	56,9
Domestico	33,0	-	3,2	1,0	0,0	0,4	0,4	-	37,9
Non domestico	15,8	-	2,0	0,6	0,0	0,2	0,4	-	19,0
Salvaguardia	1,7	-	2,1	-	-	-	-	-	3,8
- Bassa tensione	0,6	-	0,7	-	-	-	-	-	1,3
- Media tensione	1,1	-	1,3	-	-	-	-	-	2,3
- Alta e altissima tensione	0,1	-	0,1	-	-	-	-	-	0,1

(A) Le importazioni, le esportazioni e le perdite di rete sono di fonte Terna.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹ Si precisa che con la delibera 25 ottobre 2012, 443/2012/A, l'Autorità ha determinato i criteri per esonerare da questo obbligo e da altri a esso connessi i piccoli produttori elettrici con una potenza complessiva inferiore o uguale a 100 kW, che non svolgono altre attività nei settori di competenza dell'Autorità (compreso il teleriscaldamento/teleraffrescamento come si evidenzia nella delibera 9 luglio 2015, 339/2015/R/tlr) e già registrati presso il sistema GAUDì di Terna. Questa fattispecie di soggetti non è tenuta all'invio dei dati nell'ambito dell'Indagine annuale, pertanto i dati relativi alla produzione elettrica non includono l'energia da essi generata.

rispetto all'anno precedente. Risultano, per contro, in crescita le vendite del terzo gruppo (Eni) le cui vendite finali sono pari a 10,9 TWh e, dunque, ricadono nella classe degli operatori che nel 2015 hanno venduto tra 5 e 15 TWh; insieme a Eni in questa categoria sono inclusi anche i gruppi Gala, Hera, Acea, Axpo Group, Sorgenia, A2A, E.On e Metaenergia. Quest'ultimo gruppo è entrato in detta classe nel 2015 con vendite finali di poco superiori ai 5 TWh, mentre nel 2014 ricadeva nella classe degli operatori con vendite finali comprese tra 1 e 5 TWh.

Oltre a Metaenergia, da questa classe di operatori è uscito anche il gruppo Tremagi, che nel 2015 è passato alla classe con vendite comprese tra 500 GWh e 1 TWh. Ne sono entrati BkW, Emmecidue, Metano Nord e C.U.R.A. – Consorzio Utilities Ravenna per un totale di 23 gruppi (due in più rispetto al 2014), le cui vendite vanno dai 4,8 TWh del gruppo CVA a poco più di 1 TWh (1,0) di C.U.R.A. – Consorzio Utilities Ravenna.

Nella classe con vendite comprese tra 0,5 e 1 TWh sono presenti 15 gruppi le cui vendite medie si attestano anche quest'anno intorno ai 700 GWh. Nella classe dei gruppi che vendono tra 100 e 500 GWh sono presenti 45 gruppi con vendite medie pari a 246,6 GWh (nel 2014 le vendite medie in questa classe si attestavano sui 263,3 GWh). Nella classe dei venditori più piccoli che non superano i 100 GWh di vendite al mercato finale, sono presenti 309 gruppi (contro i 278 dell'anno precedente), ciascuno dei quali in media vende 12,6 GWh (contro i 12,9 GWh del 2014), anche se si passa dai 96,2 GWh del gruppo più grande alle poche centinaia di kWh dei gruppi più piccoli. Tra questi ultimi sono 202 i gruppi le cui vendite non superano i 10 GWh. Si conferma ulteriormente, pertanto, il trend già rilevato negli ultimi anni, che evidenzia una crescita significativa del numero di operatori che vendono energia elettrica sul mercato libero.

Relativamente alla produzione di energia elettrica è opportuno evidenziare come il 37,9% della generazione netta sia riconducibile a fonti rinnovabili; tale quota arriva all'86,1% nel caso dei gruppi con vendite comprese tra 100 e 500 GWh e al 72,8% nel caso dei gruppi con vendite fino a 100 GWh. È appena pari al 13,5% la quota di energia rinnovabile prodotta dai gruppi ricadenti nella classe 5-15 TWh.

Come già registrato negli scorsi anni, relativamente alle vendite finali, il 23% è da attribuirsi ai clienti domestici. Nel caso del gruppo Enel la quota sale però al 50,9%. Nella classe dei gruppi con vendite fino a 100 GWh, la quota delle cessioni al settore domestico è pari invece al 20,8%. In questa classe ricadono molti esercenti il servizio di vendita di maggior tutela e molti nuovi venditori del mercato libero che vi entrano tipicamente fornendo energia elettrica ai clienti più piccoli. Proprio in questa classe, infatti, si registra una quota elevata nelle vendite ai clienti non domestici in bassa tensione (64,3%), mentre nelle altre classi la stessa quota arriva al massimo al 30%, a eccezione del gruppo Enel, di cui fa parte Enel Servizio Elettrico, che è il maggior esercente il servizio di vendita di maggior tutela. In quest'ultimo caso, infatti, le vendite a clienti finali in bassa tensione raggiungono il 70,6% delle vendite ai clienti finali non domestici.

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione rimangono, invece, rilevanti per Edison (26,8%), per i gruppi con vendite tra 1-5 TWh (17,8%) e per i gruppi con vendite tra 5-15 TWh (12,8%). Le vendite al mercato dei consumatori finali forniti in media tensione rappresenta, invece, oltre la metà delle vendite per tutte le classi di operatori, eccetto Enel e i gruppi più piccoli; tale quota in questi casi è, rispettivamente, pari al 21,2%, al 48,5% (gruppi con vendite comprese tra 100 e 500 GWh) e al 32,7% (gruppi con vendite fino a 100 GWh).

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Dopo anni di continue contrazioni, per la prima volta nel 2015 la produzione nazionale lorda è tornata a crescere in Italia, sia pure in misura molto contenuta (+0,8%), risultando pari a 282 TWh², contro i quasi 280 TWh dell'anno precedente.

A tale aumento ha contribuito la produzione termoelettrica, che è aumentata di circa il 9% e ha riconquistato una quota sul totale della produzione tornata ai valori 2013 (61%), sia pure ancora lontana da quella dei primi anni del decennio, pari al 72% (Tav. 2.3). In particolare è cresciuta la produzione da gas naturale (+15%), mentre le altre fonti termiche hanno mantenuto sostanzialmente inalterati i loro livelli di utilizzo rispetto al 2014, con il carbone che si conferma su alti livelli assoluti di produzione, e i prodotti petroliferi che vedono arrestare il calo vertiginoso registrato nello stesso periodo.

Nel 2015 la produzione di elettricità dal gas resta comunque a livelli pari al 70% di quella degli inizi del decennio, mentre la quota del gas sulla produzione termoelettrica ha toccato il 63%.

La produzione termoelettrica, oltre a soddisfare l'aumento della domanda, ha fatto fronte alla contrazione della produzione da rinnovabile: quest'ultima, infatti, è diminuita nel 2015 del 9% rispetto ai valori del 2014. In termini di contributo alla produzione totale, le rinnovabili hanno così visto la loro quota toccare il 39%, contro il 43% del 2014.

In particolare, mentre il fotovoltaico ha continuato a crescere, con un tasso del +13%, in netta ripresa rispetto al +3% dell'anno precedente, si è assistito a una contrazione, per la prima volta da anni, della produzione eolica (-3,3%), ma soprattutto a un drastico calo dell'apporto della fonte idroelettrica (-25%), a causa della scarsa idraulicità registrata nell'anno e del confronto con i livelli massimi di produzione raggiunti nel 2014. Tra le rinnovabili continua invece l'aumento del geotermico e delle biomasse. Queste ultime, dopo il boom del 2013, mantengono comunque un tasso di crescita vivace (+5%), anche se questo è il valore più basso degli ultimi anni.

In termini di quota sulla produzione da rinnovabili, tra il 2014 e il 2015 l'idroelettrico ha visto un calo (dal 49% al 40%) a favore

TAV. 2.3

Produzione lorda per fonte
2011-2015
GWh

FONTE	2011	2012	2013	2014	2015(A)
Produzione termoelettrica	217.674	205.075	175.897	157.439	171.108
Solidi	44.726	49.141	45.104	43.455	43.600
Gas naturale	144.539	129.058	109.876	93.637	107.600
Prodotti petroliferi	8.474	7.023	5.418	4.764	4.700
Altri	19.935	19.852	16.499	15.583	15.208
Idroelettrico da pompaggi	1.934	1.979	1.898	1.711	1.369
Produzione da fonti rinnovabili	82.962	92.222	112.008	120.679	109.561
Idroelettrico	45.823	41.875	52.773	58.545	43.894
Eolico	9.856	13.407	14.897	15.178	14.676
Fotovoltaico	10.796	18.862	21.589	22.306	25.206
Geotermico	5.654	5.592	5.650	5.916	6.181
Biomassa e rifiuti	10.832	12.487	17.090	18.732	19.604
PRODUZIONE TOTALE	302.570	299.276	289.803	279.829	282.038

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Terna.

² Dato provvisorio di Terna.

TAV. 2.4

	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMoeLETTRICA	TOTALE
Potenza lorda	22,4	23,0	61,7	107,1
Potenza netta	22,2	22,5	59,3	104,0
- di cui:				
fino al 1975	11,6	0,0	5,8	17,5
dal 1975 al 1990	3,7	0,1	3,1	6,9
dal 1991 al 2000	2,2	0,7	11,8	14,6
dal 2001 al 2010	3,0	7,8	34,5	45,3
dopo il 2010	1,7	14,0	4,1	19,7

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.5

FONTE	NUMERO PRODUTTORI	POTENZA LORDA (MW)	GENERAZIONE LORDA (TWh)
Termoelettrica	356	16.940	54,2
di cui < 1 MW	71	32	2,6
Rinnovabile	12.070	29.895	74,1
di cui < 1 MW	9.512	4.226	9,7
Mista	207	60.232	133,3
di cui < 1 MW	42	19	0,0
TOTALE	12.633	107.067	261,5

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti GW

Produttori, impianti e generazione nel 2015 per fonte

del fotovoltaico (passato dal 18% al 23%), mentre le altre fonti rimangono costanti; in aumento è, invece, la quota della biomassa (passata dal 16% al 18%).

Si conferma anche sui dati del 2015 la costanza della quota assicurata da gas più rinnovabili, sempre su valori del 76-77% del totale della produzione, rimarcando il ruolo del gas di bilanciamento delle variazioni di produzione delle rinnovabili elettriche.

La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia nel 2015 secondo quanto rilevato nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, i cui dati sono da intendersi come provvisori. Nel complesso la potenza disponibile netta risulta diminuita anche nel 2015, per un valore pari a 7,7 GW (-7%), per effetto dell'uscita dal settore di 8,4 GW di potenza termoelettrica (-12%) e dell'aumento della potenza rinnovabile (escluso idroelettrico) per 0,7 GW rispetto al 2014 (+3,3%). La riduzione appare significativa, dato che fino allo scorso anno, dopo anni di contrazione dei consumi finali si era registrata una contrazione della potenza termoelettrica, ma in parte questa risultava controbilanciata dall'entrata in esercizio di nuova

capacità, ancora termoelettrica. Il 2015 si caratterizza, invece, per una riduzione di questo tipo di potenza praticamente in tutte le classi di impianti riportate nella tavola (suddivisi per anno di entrata in esercizio), con impatti significativi soprattutto per gli impianti con la potenza installata tra il 1975 e il 1990 (-55%). Stabile invece è la disponibilità di capacità idroelettrica.

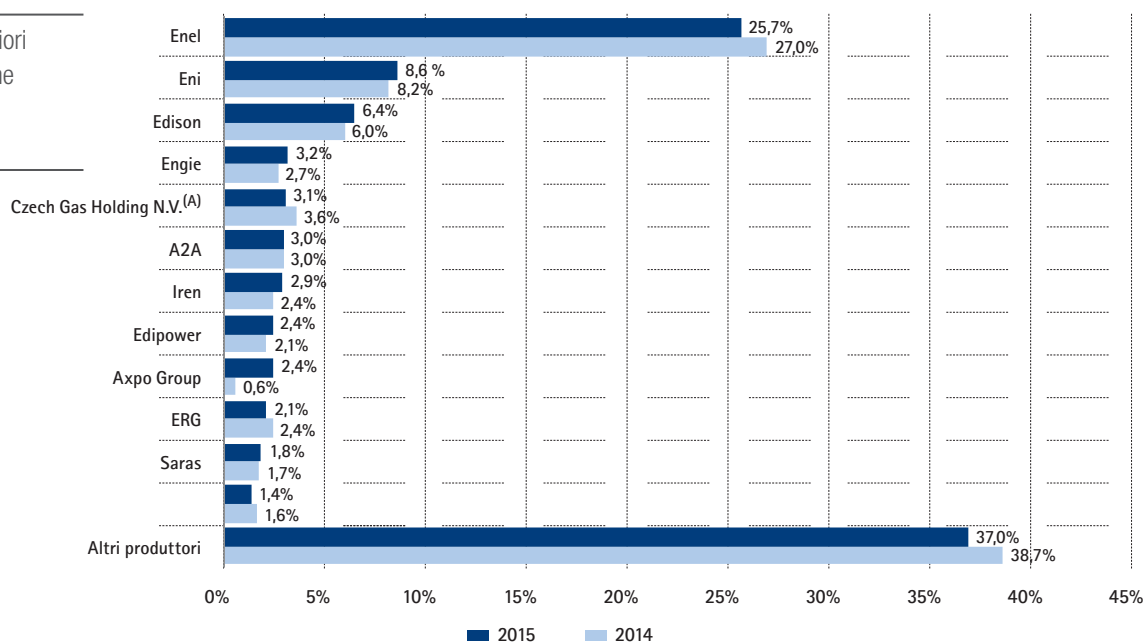
Per effetto di queste dinamiche, la quota di capacità costruita prima del 2000 è passata dal 42% del 2014 al 38% del 2015, mentre la quota di tale capacità risalente al decennio post liberalizzazione 2000-2010 ha toccato il 44%. Nel 2015 la potenza complessiva si ripartisce tra un 42% di rinnovabile e un 58% di termoelettrica.

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termica e rinnovabile, il numero dei produttori, la potenza disponibile con indicazione di quella inferiore a 1 MW. Si segnala che, come di consueto, nel numero dei produttori non sono inclusi gli operatori per i quali non vige l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, ai sensi della delibera 443/2012/A³, e che non hanno risposto all'Indagine annuale alla data di chiusura

³ Si tratta sostanzialmente di produttori con una potenza inferiore a 100 kW.

FIG. 2.1

Contributo dei maggiori
gruppi alla produzione
nazionale lorda
Confronto 2015-2014



(A) Nel 2014 era nel gruppo E.On.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

della presente *Relazione Annuale*. La tavola mostra come gli operatori ai quali corrisponde la quota maggiore di capacità (207 soggetti, erano 179 nel 2014) dispongano di potenza sia termoelettrica sia rinnovabile. Il 55% di questa potenza è detenuta da 58 operatori, per i quali la fonte rinnovabile incide per una quota compresa tra il 30% e il 60% della potenza lorda. Nel 2014 tale quota era del 57% e fino al 2014 la quota predominante di potenza era detenuta da operatori per i quali la fonte rinnovabile rappresentava una quota inferiore al 30%. Questi dati attestano la crescita delle rinnovabili anche da parte dei produttori tradizionali.

Nel complesso però è diminuita la potenza complessiva da essi detenuta, passata dai 69.277 MW del 2014 ai poco più di 60.000 del 2015. Anche la generazione per questi soggetti appare in calo (-2,4%). In riduzione risulta pure la potenza detenuta dai soggetti che dispongono di sola capacità termoelettrica, ma in questo caso in presenza di una crescita spiccata nell'anno della loro generazione lorda (+20%). Nel caso delle rinnovabili, sono cresciuti ulteriormente sia il numero di soggetti operanti nelle rinnovabili sia la relativa capacità, a fronte invece di un calo consistente nella generazione da parte di questi ultimi (-5,6%). Passando al contributo dei principali gruppi alla generazione lorda nel 2015 e nel 2014, la figura 2.1 evidenzia innanzitutto come dopo il picco del 2014 (27%, dato a consuntivo) la quota di Enel sia tornata su valori prossimi a quelli

degli ultimi anni (25,7%). Tra i grandi operatori, Eni, Edison, Engie, Iren ed Edipower hanno visto aumenti della loro quota di produzione, che invece è risultata sostanzialmente stabile per A2A e Saras. In calo invece sono Erg e Sorgenia.

Tra i principali gruppi riportati nella figura 2.1 non compare più Tirreno Power che nel 2015 ha una produzione lorda pari all'1,1% del totale, contro una quota dell'1,8% dell'anno precedente. Non è più presente nemmeno E.On, in quanto la relativa capacità è stata acquisita da Czech Gas Holding N.V. che ha dismesso alcuni impianti. La quota degli altri produttori di minore dimensione passa dal 37% al 38,7%, riprendendo così a crescere successivamente alla battuta di arresto del 2014, che veniva dopo un continuo ampliamento che perdurava dal 2000.

L'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 832, risulta in diminuzione rispetto al 2014, quando era a 908 e su valori più in linea con quelli degli anni precedenti.

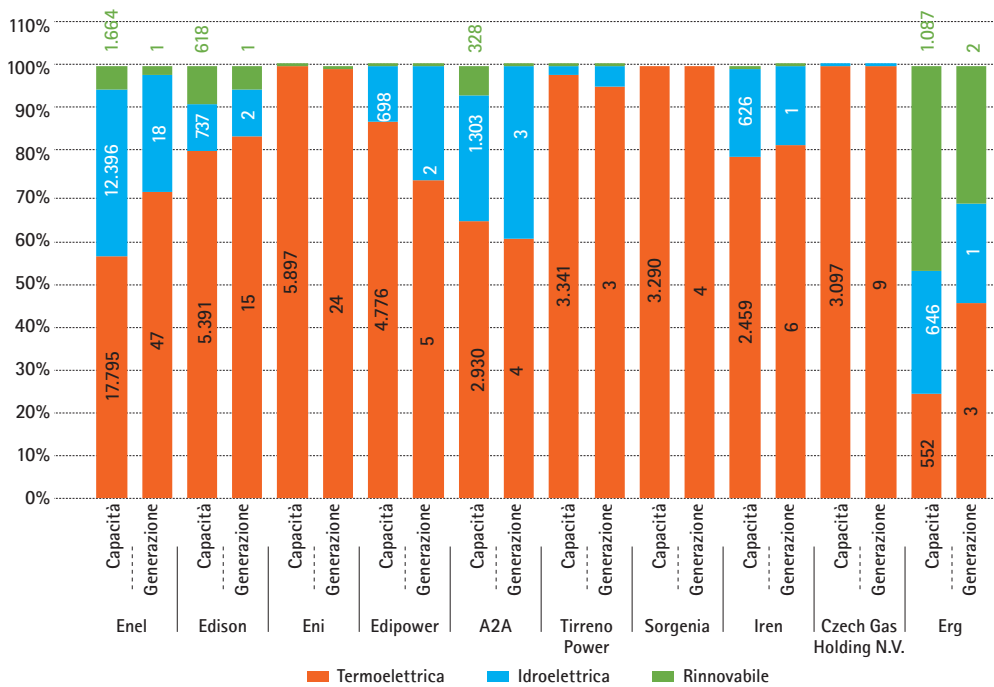
La potenza termoelettrica lorda installata dai primi tre operatori copre il 47% della capacità installata, ancora in leggero calo rispetto al 2014 (50%).

Per quanto riguarda la composizione societaria degli operatori di produzione nel 2015, le quote del capitale sociale sono detenute in prevalenza da persone fisiche (51,6%), quindi da società diverse (34,1%) ed enti pubblici (5,3%), mentre la quota delle imprese

FIG. 2.2

Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2015

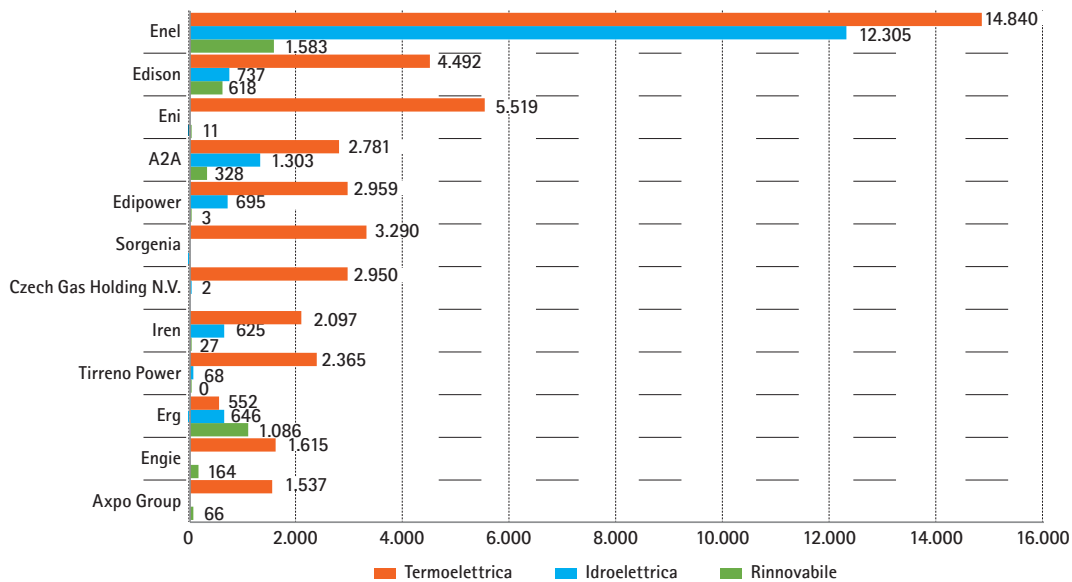
Capacità in MW; generazione in TWh



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.3

Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2015
MW



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

energetiche estere è dell'1,4%. Il 93,4% delle quote di capitale è in mano a soci di provenienza nazionale; del resto il 2% è di provenienza tedesca, mentre l'1,6% lussemburghese⁴. Se si eccettuano le quote delle persone fisiche e delle società diverse (rispettivamente

pari al 56,5% e al 30% nel 2014) non si rilevano cambiamenti di rilievo in tale composizione.

La figura 2.2 mette a confronto, per i principali operatori, la ripartizione percentuale tra le diverse fonti disponibili e tra i chilowatt

⁴ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

TAV. 2.6

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2015

Dati in percentuale

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)
Enel	88,2	10,5	7,7	0,5
Eni	0,0	1,9	20,3	23,1
Edison	0,0	0,0	14,2	0,0
Czech Gas Holding N.V.	6,1	0,5	5,7	0,0
Engie	0,0	0,0	8,2	0,0
Axpo Group	0,0	0,0	6,3	0,0
Iren	0,0	0,1	6,1	0,7
Edipower	0,0	72,2	2,3	0,0
Saras	0,0	3,9	0,0	41,8
A2A	5,7	0,0	1,5	0,0
Sorgenia	0,0	0,0	3,8	0,0
Lukoil	0,0	3,3	1,3	17,5
Altri operatori	0,0	7,5	22,7	16,2
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

(A) Comprende oli combustibili BTZ e STZ, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, oli combustibili ATZ e MTZ, altri prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore, l'espansione di gas compresso, altri combustibili.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.7

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2015

Dati in percentuale

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	SOLARE	BIOMASSA, BIOGAS, BIOLQUIDI E RIFIUTI
Enel	39,6	100,0	7,5	1,6	1,3
A2A	6,0	0,0	0,0	0,0	9,7
CVA	6,9	0,0	0,9	0,1	0,0
Erg	3,0	0,0	13,1	0,0	0,0
Edison	4,3	0,0	6,8	0,1	0,4
SEL	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydro Dolomiti Enel	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Edipower	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Iren	3,3	0,0	0,0	0,1	0,5
API	0,0	0,0	2,9	0,2	3,3
Ital Green Energy Holding	0,0	0,0	0,0	0,2	5,4
Hera	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5
Altri operatori	21,1	0,0	68,7	97,5	74,8
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

prodotti da ciascuna fonte. Ne emerge soprattutto come gli operatori che dispongono di capacità di varia tipologia, abbiano privilegiato una fonte rispetto a un'altra.

Per il 2015 si nota in generale un maggior ricorso alla produzione termoelettrica, almeno per bilanciamento della fonte rinnovabile e per far fronte ai picchi estivi, da parte di tutti i principali produttori a eccezione di A2A ed Edipower, che hanno invece privilegiato la fonte idroelettrica.

Si segnala che nell'anno 2015 si è avuto, nel mese di luglio, un fabbisogno di potenza alla punta pari a 59,4 GW, mai raggiunto in precedenza, neanche nei picchi invernali. Il picco invernale a livelli record, sempre nel 2015, è stato pari a 52,4 GW.

Nel 2015 gli impianti termoelettrici dei principali sei operatori hanno garantito una disponibilità di capacità di generazione, per almeno il 50% delle ore, pari all'88% della loro capacità installata, in aumento rispetto al 2014, quando questa percentuale era dell'86%.

TAV. 2.8

Presenza territoriale degli operatori nel 2015

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Piemonte	1.641	210	45,6	58,9
Valle d'Aosta	41	1	90,3	90,2
Liguria	98	17	91,6	94,1
Lombardia	2.466	518	31,7	42,5
Trentino Alto Adige	747	101	48,4	55,1
Veneto	1.482	272	66,3	63,5
Friuli Venezia Giulia	422	60	66,9	69,0
Emilia Romagna	1.719	285	51,0	55,1
Toscana	563	85	71,9	49,2
Lazio	427	61	81,3	80,9
Marche	802	85	37,2	44,9
Umbria	213	13	72,8	80,2
Abruzzo	403	38	55,7	58,1
Molise	87	3	51,5	72,0
Campania	291	47	50,1	53,4
Puglia	1.068	40	66,0	43,7
Basilicata	252	5	31,3	26,7
Calabria	142	2	70,7	57,1
Sicilia	478	33	61,0	55,9
Sardegna	202	18	77,9	63,5

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Le tavole 2.6 e 2.7 riportano i principali operatori nella produzione termoelettrica e rinnovabile, e il dettaglio per ciascuna fonte nelle due tipologie di produzione.

Enel, primo operatore nella generazione termoelettrica, utilizza gran parte del carbone impiegato nel settore, con una quota che è salita all'88%, contro l'85,5% del 2014; ha ridotto considerevolmente la quota dell'utilizzo di prodotti petroliferi, scesa al 10,5% contro il 27,1% dello scorso anno, mentre è costante nella propria quota di gas. In particolare, nel 2015 Enel ha dismesso alcuni siti produttivi termoelettrici. Eni si conferma, invece, il principale utilizzatore di gas, con una quota in calo (20,3% contro il 22,6% del 2014), seguita da Edison, che mantiene invece costante la sua quota intorno al 14%. Spicca la quota del 72,2% del consumo di prodotti petroliferi da parte di Edipower. Enel si conferma anche il primo operatore nella produzione da fonti rinnovabili, con quote superiori a quelle degli altri grandi operatori in tutte le fonti, a eccezione dell'eolico, dove la quota maggiore resta quella di Erg, che si attesta al 13,1%.

Ai piccoli produttori si devono il 97,5% della generazione da fonte fotovoltaica e l'apporto preponderante nella produzione da bioenergie⁵ (74,8%), oltre che nell'eolico, 68,7%.

Passando alla presenza territoriale dei produttori di energia elettrica (Tav. 2.8), la regione con il maggior numero di operatori si conferma la Lombardia (2.466, erano 2.331 nel 2014), seguita da Piemonte (1.641, erano 1.600 nel 2014) ed Emilia Romagna (1.719, erano 1.642 nel 2014). In queste regioni si registra anche un numero elevato di autoproduttori. La Lombardia conferma pure il primato in termini di numero assoluto di autoproduttori e, con il Veneto, presenta anche la quota più alta di operatori autoproduttori sul totale (rispettivamente 21% e 18%), in ulteriore crescita rispetto al 2014.

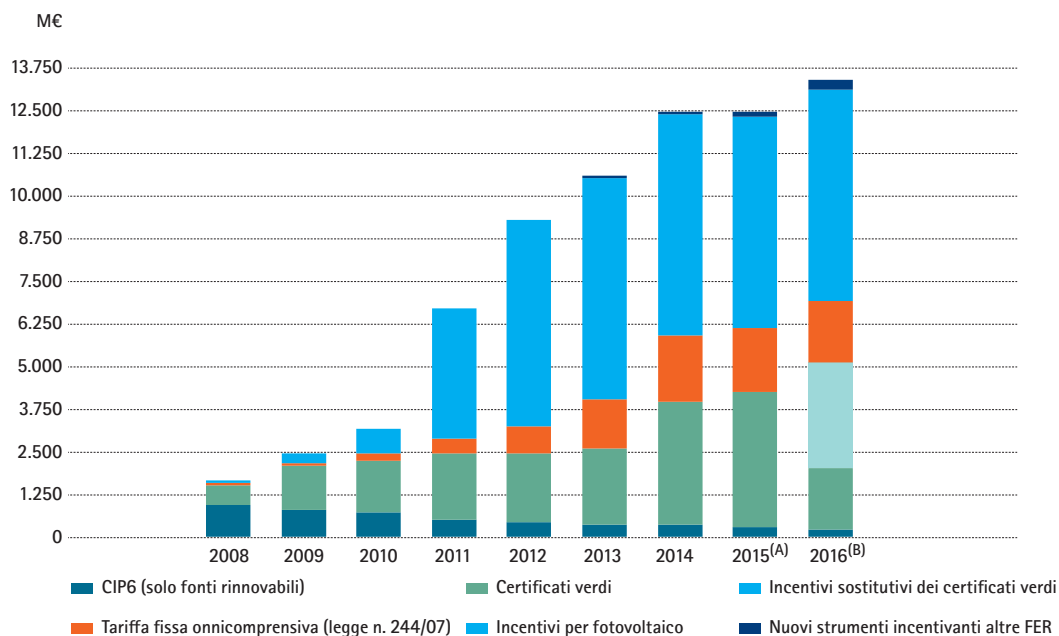
La Lombardia e la Basilicata sono le regioni che mostrano il più basso livello di concentrazione nella generazione elettrica (il C3 è su valori del 31%).

Le altre regioni che presentano i livelli di concentrazione di C3 più bassi nella generazione elettrica sono Piemonte, Trentino e Marche

⁵ A partire da quest'anno la voce biomassa, biogas e rifiuti include anche i bioliquidi, ed è stata rinominata bioenergie.

FIG. 2.4

Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili
M€



(A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GSE.

(C3 inferiori al 50%), mentre i livelli più alti sono in Valle d'Aosta, Liguria e Lazio (C3 sopra l'80%). In termini di capacità installata, i livelli di concentrazione più bassi sono in Basilicata, Puglia e Lombardia, quelli più alti in Valle d'Aosta, Liguria, Lazio e Umbria⁶.

Produzione incentivata

In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. In particolare:

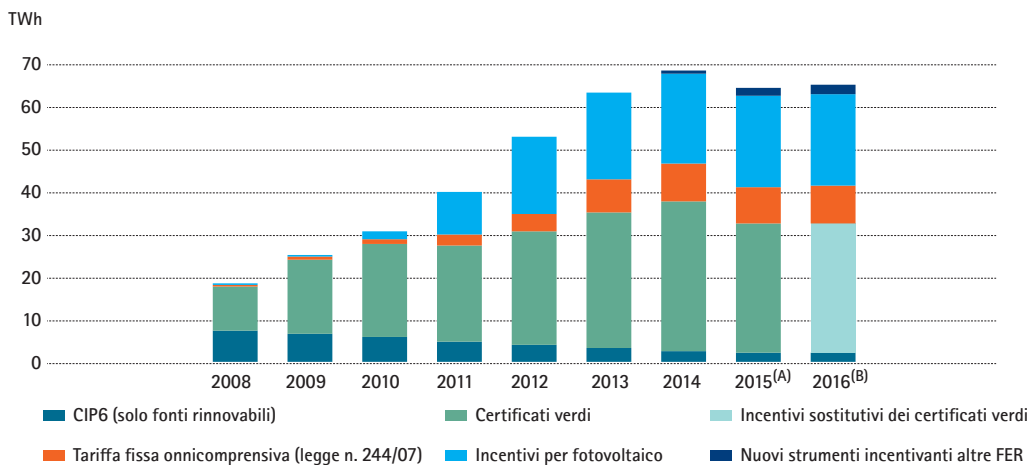
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*)⁷ CIP6 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto;
- sistema dei certificati verdi (CV) per l'energia elettrica netta prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012⁸. A decorrere dall'1 gennaio 2016 i certificati verdi sono sostituiti da strumenti incentivanti di tipo *feed in premium*⁹ riconosciuti fino al termine del periodo di diritto ai preesistenti certificati verdi;
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili, esclusi quelli alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili, esclusi quelli alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013; tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti;
- sistema di Conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012;

⁶ Le differenze rispetto a quanto rappresentato per la presenza territoriale degli operatori nella *Relazione Annuale 2015* possono essere in parte ascrivibili anche al diverso numero dei rispondenti all'Indagine annuale in termini di numerosità e di ragione sociale.

⁷ *Feed in tariff* significa che l'incentivo riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

⁸ Con l'eccezione di quanto previsto dall'art. 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

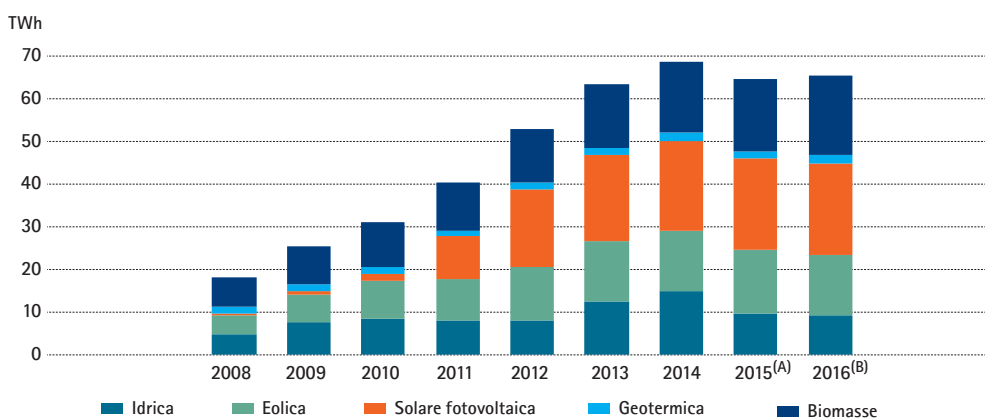
⁹ *Feed in premium* significa che l'incentivo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.



(A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GSE.



(A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GSE.

- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013 (attualmente non è più possibile accedere a tali tariffe per impianti di nuova realizzazione); tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito;
- sistema di Conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti solari termodinamici.

A questi strumenti incentivanti si aggiungono anche i certificati bianchi in relazione agli impianti fotovoltaici fino a 20 kW, i contributi a fondo perduto (a livello locale) o le detrazioni fiscali per alcune fonti

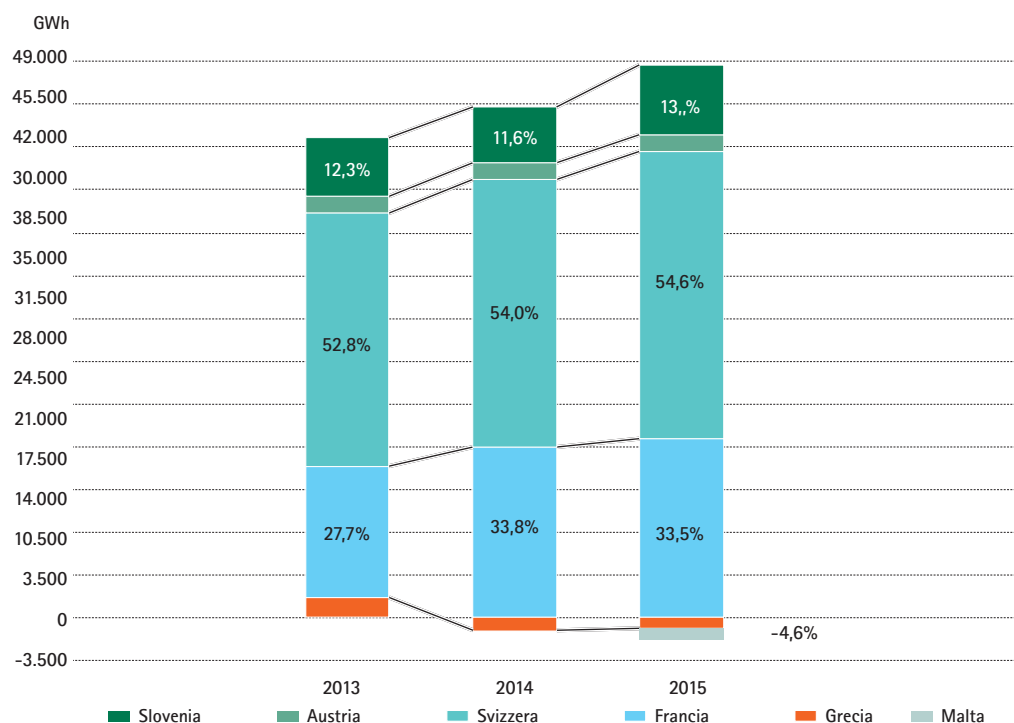
rinnovabili. La figura 2.4 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili – secondo lo schema indicato nei punti precedenti – espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

Gli strumenti incentivanti nel 2015 hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che attualmente si attesta intorno ai 65 TWh.

I costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura, in generale, tramite la componente tariffaria A_3 , con l'unica eccezione dei costi associati ai certificati verdi negoziati che si scaricano sui prezzi di mercato dell'energia elettrica. A partire dal 2016, per effetto del venir meno del meccanismo dei certificati verdi, tutti i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura tramite la componente tariffaria A_3 .

FIG. 2.7

Importazioni nette di energia elettrica per frontiera dal 2013
GWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati provvisori di Terna.

Complessivamente, per l'anno 2015 si stima che i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano, a consuntivo, pari a circa 12,5 miliardi di euro, di cui circa 12,3 coperti tramite la componente A₃.

La componente tariffaria A₃, oltre a pagare i costi sopra richiamati, consente anche l'erogazione dei regimi commerciali speciali (ritiro dedicato e scambio sul posto) e quella degli strumenti incentivanti previsti per le fonti assimilate (ai sensi del provvedimento CIP6), oltre che per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (limitatamente ai certificati verdi non oggetto di negoziazione sui mercati organizzati).

Importazioni nette

A supporto della crescita registrata nella richiesta di elettricità, nel 2015 anche il settore estero ha contribuito con un maggiore apporto di energia. In base ai dati provvisori di esercizio di Terna, infatti, nel 2015 le importazioni nette di energia elettrica in Italia sono cresciute di circa 2,7 TWh, salendo a 46,4 TWh, quando nel 2014 si erano fermate a 43,7 TWh.

Come nel 2014 entrambe le voci del saldo estero sono cresciute, tanto le importazioni – che hanno raggiunto 50,8 TWh dai 46,7 TWh del 2014 – quanto le esportazioni, passate da 3 TWh a 4,5 TWh. L'incremento di 1,4 TWh dell'elettricità ceduta a clienti

esteri è stato però inferiore all'incremento di 4,1 TWh registrato dai quantitativi di energia ricevuta da fornitori esteri. Per questo il saldo estero ha registrato un incremento del 5,9%, inferiore a quello delle importazioni lorde (8,8%). Nel 2015 la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero ha toccato il 14,7%, in lieve aumento rispetto al 14,1% del 2014.

Al netto delle esportazioni, nel 2015 abbiamo importato più energia dalla Svizzera (+1,7 TWh, cioè il 7,4% in più rispetto al 2014), dalla Slovenia (+1,1 TWh, ossia il 21,2% in più rispetto al 2014) e dalla Francia (+0,7 TWh, il 5% in più rispetto al 2014). L'elettricità proveniente dall'Austria è rimasta sostanzialmente invariata. Per quanto riguarda le esportazioni è da registrare una leggera flessione di quelle verso la Grecia (-0,1 TWh), ma anche – per la prima volta – l'uscita di 1.048 GWh destinati a Malta. Ciò grazie all'entrata in funzione, avvenuta a fine marzo 2015, del nuovo collegamento sottomarino e terrestre a 220 kV tra Ragusa e Maghtab, nato per superare l'isolamento elettrico dei maltesi e soddisfare così i requisiti della normativa europea che imponeva a Malta di ridurre la produzione di energia prodotta dalle centrali termoelettriche interne a olio combustibile, obsolete e inquinanti. L'esportazione dell'energia elettrica dall'Italia a Malta, d'altro canto, è risultata ottimale anche per l'Italia, dove le centrali termoelettriche, quasi tutte a ciclo combinato a gas, sono state costrette in questi anni a lavorare al minimo a causa della bassa domanda interna

e dell'abbondante produzione eolica e fotovoltaica. Il cavo permette ora l'accesso di Malta a un massimo di 200 MW di potenza da fonti diversificate e più pulite, oltre a una piena integrazione dell'isola con il mercato elettrico europeo. Le esportazioni nette verso Grecia e Malta hanno complessivamente ridotto del 4,6% il saldo estero, nel quale il

peso della Svizzera e quello della Slovenia sono cresciuti rispetto al 2014 (essendo passati, rispettivamente, dal 54% al 54,6% e dall'11,6% al 13,2%), mentre i pesi di Francia e Austria sono rimasti sostanzialmente invariati (Fig. 2.7). Ciò nonostante da febbraio 2015 sia stato esteso a questi due Paesi il *market coupling*.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

La trasmissione elettrica in Italia avviene per mezzo di circa 73.000 km di linee ad alta tensione, 2.000 km di linee a corrente continua e di circa 850 stazioni di smistamento. Come nel 2014, anche lo scorso anno sono risultati attivi nel settore della trasmissione elettrica 11 operatori di rete: Terna – Rete Elettrica Nazionale, Terna Rete Italia, Rete, Agsm Trasmissione, Mincio Trasmissione, Azienda Energetica Trasmissione Alto Adige, Arvedi Trasmissione, Seasm, El.It.E., Nord Energia ed Eneco Valcanale¹⁰. Rispetto al 2014 si registra un cambio di società, in quanto Rete è la società del Gruppo Terna nella quale sono

confluite le infrastrutture acquistate da Ferrovie dello Stato Italiano, asset che lo scorso anno appartenevano a S.EL.F. – Società Elettrica Ferroviaria. Alla fine del 2015, infatti, Terna ha concluso l'acquisto degli 8.379 km di rete elettrica in alta tensione dalle Ferrovie dello Stato. Più precisamente, il gestore della rete di trasmissione nazionale ha acquisito il 100% delle quote di S.EL.F., cambiando il nome della società in Rete. Con l'incorporazione di S.EL.F., Terna ha acquisito 7.510 km di elettrodotti in alta e altissima tensione e 349 stazioni elettriche che sono entrati nell'ambito della Rete di trasmissione nazionale (RTN), oltre a 869 km di elettrodotti in alta e altissima tensione di proprietà di S.EL.F. che già facevano parte della RTN.

TAV. 2.9

Asset della Rete di trasmissione nazionale
Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

	2011	2012	2013	2014	2015
Numero operatori di rete	11	11	12	11	11
Linee 380 kV (km)	10.609	10.610	10.625	10.899	10.918
Linee 220 kV (km)	11.277	11.206	11.135	10.920	10.930
Linee ≤ 150 kV (km)	40.741	40.633	40.843	41.082	48.893
TOTALE LINEE AD ALTA TENSIONE	64.649	64.472	64.628	64.926	72.767
Linee 500 kV a corrente continua (km)	949	949	949	949	949
Linee 400 kV a corrente continua (km)	255	255	255	255	255
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862	862	862
TOTALE LINEE A CORRENTE CONTINUA	131.364	131.010	131.322	131.918	147.600
Numero stazioni 380 kV	150	153	155	159	161
Numero stazioni 220 kV	157	158	154	154	154
Numero stazioni ≤ 150 kV	163	173	182	185	542
TOTALE STAZIONI	263.198	262.504	263.135	264.334	296.057

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di TERNA.

¹⁰ Eneco Valcanale, che possiede 7 km delle linee ≤ 150 kV, è considerato tra gli operatori di rete nonostante non abbia ancora richiesto a Terna l'inclusione nella RTN della *merchant line* Austria, così come previsto dal decreto di esenzione 290/ML/3/2010.

TAV. 2.10

Capacità di interconnessione
con l'esteroMW; capacità nelle ore di picco
(dalle 7:00 alle 23:00)

CONFINI	INVERNO			ESTATE		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016
Francia	3.150	3.150	3.150	2.540	2.540	2.700
Svizzera	4.240	4.240	4.240	3.420	3.420	3.420
Austria	315	315	315	270	270	270
Slovenia	730	730	730	475	475	515
Grecia	500	500	500	500	500	500
TOTALE IMPORTAZIONE	8.935	8.935	8.935	7.205	7.205	7.405
Francia	995	995	995	870	870	870
Svizzera	1.810	1.810	1.810	1.440	1.440	1.440
Austria	100	100	100	80	80	80
Slovenia	660	660	660	620	620	620
Grecia	500	500	500	500	500	500
TOTALE ESPORTAZIONE	4.065	4.065	4.065	3.510	3.510	3.510

Fonte: Terna.

Il perfezionamento della cessione è potuto avvenire grazie al verificarsi delle condizioni cui era sottoposta l'efficacia del contratto, e cioè l'autorizzazione da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e il mancato esercizio della c.d. *golden power*, vale a dire l'esercizio dei poteri speciali dello Stato sugli assetti societari nel settore dell'energia, che possono impedire operazioni di cessione/fusione in presenza di minacce di grave pregiudizio sia per la sicurezza e il funzionamento delle reti e degli impianti sia per la continuità degli approvvigionamenti.

L'acquisizione di S.EL.F. ha portato a 72.806 km la lunghezza delle linee elettriche complessivamente possedute e gestite dal gruppo Terna ovvero a una crescita del 13,6% rispetto al 2014. Inoltre, con questa acquisizione il gruppo Terna è arrivato a gestire il 99,7% delle linee e il 99,2% delle stazioni di smistamento che fanno parte della RTN. Nel corso del 2015 l'assetto societario del gruppo ha subito diverse variazioni relativamente ai soci minori tra quelli con quote superiori al 2%. Infatti, mentre la partecipazione di controllo del 29,851% detenuta da CDP Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti¹¹, è sempre rimasta costante, tra i soci con quote superiori al 2% si sono avvicendati *People's Bank of China* e *Lazard Asset Management LLC*. Nel gennaio 2016 le quote di entrambi sono scese sotto il 2%.

Nel mese di febbraio, invece, tra i soci con una quota superiore al 2% è entrata *Norges Bank*, la banca centrale norvegese, esattamente

con la quota del 2,014%. Relativamente alla composizione degli impianti, nel corso del 2015 si è registrato un significativo aumento delle linee con tensione inferiore a 150 kV (+19%), mentre quelle a 380 kV e 220 kV sono rimaste sostanzialmente invariate. Un forte incremento si è registrato anche nelle stazioni inferiori a 150 kV, il cui numero è cresciuto del 193%. Entrambi questi aumenti sono dovuti all'ingresso nella RTN di impianti prima appartenenti a S.EL.F. Relativamente allo sviluppo della RTN, dal *Piano di sviluppo 2016* pubblicato da Terna nel gennaio 2016 si può leggere che nel corso del 2015 sono proseguiti i lavori di realizzazione delle opere per le quali erano state ottenute le autorizzazioni negli anni passati. Si tratta, in particolare, di:

- il collegamento di interconnessione HVDC con la Francia (Piossasco-Grand'Ile, che sfrutta il traforo autostradale del Frejus);
- il collegamento di interconnessione HVDC con il Montenegro (Villanova-Lastva, in cavo sottomarino);
- l'elettrodotto a 380 kV Gissi-Villanova (primo tratto necessario per il raddoppio della dorsale adriatica a 380 kV);
- il collegamento 380 kV Sorgente-Rizziconi tra la Sicilia e il Continente.

È da segnalare anche che nel corso dell'anno Terna ha effettuato le operazioni di messa in sicurezza e conservazione dei cantieri per la

¹¹ Il capitale di CDP Reti è posseduto per il 59,1% dalla Cassa depositi e prestiti, per il 35,0% da *State Grid Europe Limited*, società interamente controllata da *State Grid Corporation of China* e per il 5,9% da altri investitori istituzionali italiani.

TAV. 2.11

Attività dei distributori
elettrici dal 2009

DISTRIBUTORI PER NUMEROSITÀ DEI CLIENTI SERVITI	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
NUMERO	140	141	135	133	136	136	137
Oltre 500.000	4	4	4	4	4	4	4
Tra 100.000 e 500.000	7	6	6	6	6	6	6
Tra 50.000 e 100.000	2	2	3	3	3	3	3
Tra 20.000 e 50.000	8	9	9	9	8	8	8
Tra 5.000 e 20.000	22	23	20	21	22	21	21
Tra 1.000 e 5.000	41	42	39	41	43	41	43
Fino a 1.000	56	55	54	49	50	53	52
VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	279.846	285.997	286.908	279.073	269.122	262.418	268.004
Oltre 500.000	265.276	271.677	270.826	263.739	254.593	247.734	252.708
Tra 100.000 e 500.000	9.544	9.032	9.372	8.590	7.957	8.347	8.425
Tra 50.000 e 100.000	1.315	1.436	3.281	3.084	2.946	2.874	3.253
Tra 20.000 e 50.000	1.642	1.836	1.613	1.727	1.624	1.517	1.577
Tra 5.000 e 20.000	1.444	1.392	1.201	1.354	1.364	1.313	1.403
Tra 1.000 e 5.000	523	526	495	471	513	504	529
Fino a 1.000	103	100	120	108	126	129	111
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	36.493	36.582	36.727	37.079	37.099	36.839	36.808
Oltre 500.000	34.553	34.718	34.810	35.121	35.158	35.158	34.867
Tra 100.000 e 500.000	1.229	1.128	1.140	1.141	1.143	1.143	1.168
Tra 50.000 e 100.000	136	137	225	228	229	229	234
Tra 20.000 e 50.000	236	259	252	265	235	235	243
Tra 5.000 e 20.000	227	226	191	213	219	219	215
Tra 1.000 e 5.000	92	93	88	90	94	94	91
Fino a 1.000	21	22	21	21	21	21	23

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

realizzazione dell'elettrodotto 380 kV Udine Ovest-Redipuglia che era in avanzato stato di realizzazione, ma per il quale il Consiglio di Stato ha annullato l'autorizzazione¹² rilasciata dal Ministero dello sviluppo economico nel 2013. Nello scorso mese di novembre il ministero ha comunicato l'avvio del procedimento di rideterminazione dell'autorizzazione.

Nel corso del 2015 la capacità di interconnessione con l'estero ai fini dell'importazione, in termini di capacità di picco (ovvero nelle ore che vanno dalle 7:00 del mattino alle 23:00) nella stagione invernale, è rimasta invariata a 8.935 MW (Tav. 2.10). La capacità di picco estiva, invece, è salita di 200 MW (passando da 7.205 MW a 7.405 MW) per l'incremento di 160 MW dalla Francia e di 40 MW dalla Slovenia. La capacità di esportazione è rimasta invariata negli ultimi tre anni.

Distribuzione

Al 31 dicembre 2015 risultano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 137 distributori elettrici (lo stesso numero risultava iscritto al 31 dicembre 2014); tutti hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati.

La tavola 2.11 illustra, come di consueto, lo sviluppo dell'attività di distribuzione elettrica negli ultimi anni e riporta il numero di distributori suddivisi per classe di numerosità dei punti di prelievo serviti, insieme con i dati relativi ai volumi distribuiti per ciascuna classe.

Nel 2015 i 137 operatori rispondenti hanno distribuito nel complesso 268 TWh, vale a dire 5,6 TWh in più rispetto al 2014. La crescita del 2,1% ha riportato i prelievi all'incirca sui livelli del 2013, anche se rimangono ancora molto lontani dai valori pre-crisi (ovvero dai

¹² Con la sentenza del 21 aprile 2015, depositata il 23 luglio 2015.

TAV. 2.12

Composizione societaria dei distributori nel 2015

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Persone fisiche	40,0
Enti pubblici	39,2
Società diverse	8,8
Imprese energetiche nazionali	5,8
Imprese energetiche locali	5,6
Mercato	0,4
Istituti finanziari nazionali e altri	0,2
TOTALE	100,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

295 TWh del periodo 2007-2008). Il volume medio distribuito per operatore si è attestato su 1.971 GWh, anch'esso in aumento (2,1%) rispetto all'anno precedente. Il numero di punti di prelievo serviti nell'anno 2015, pari a poco meno di 37 milioni, è invece lievemente diminuito (-0,1%) rispetto al dato dell'anno precedente (-291.000 unità). Il numero medio di utenti per operatore è risultato di circa 271.000 unità (più o meno lo stesso valore del 2014).

Il numero delle imprese medio-grandi, definite come quelle con più di 100.000 utenti, è rimasto invariato negli anni. Si segnala invece l'avvicinamento di qualche unità tra le imprese di piccole e piccolissime dimensioni. Gli operatori appartenenti alla prima classe (punti di prelievo superiori a 500.000) si confermano essere, anche per il 2015, Enel Distribuzione, Acea Distribuzione, A2A Reti Elettriche e Aem Torino Distribuzione, mentre gli operatori che servono meno di 1.000 punti di prelievo ciascuno rimangono intorno alla cinquantina. Nel 2015 e nei primi mesi del 2016 si sono registrate diverse operazioni societarie nel settore della distribuzione di energia elettrica, alcune delle quali, spinte dalla nuova regolazione dell'*unbundling* funzionale, hanno visto accorpate le attività di distribuzione di un intero gruppo in un unico soggetto al quale è stata poi assegnata una ragione sociale nettamente distinta da quella appartenente alle imprese di vendita del medesimo gruppo¹³. In particolare, ricordandone alcune che erano già citate nella *Relazione Annuale* dello scorso anno:

- dall'1 gennaio 2015 Distribuzione Elettrica Adriatica (ex Astea Distribuzione Energia) ha acquisito l'attività di distribuzione elettrica da Astea, la *multiutility* marchigiana, che storicamente

opera nel comune di Osimo (AN). Quest'ultima è comunque rimasta il socio unico di Distribuzione Elettrica Adriatica (come lo era prima di Astea Distribuzione Energia) fino all'1 gennaio di quest'anno, quando ha ceduto il 7% delle quote del capitale sociale ad ASP – Azienda Servizi Polverigi (città sempre in provincia di Ancona). In cambio, Distribuzione Elettrica Adriatica ha ricevuto da ASP l'attività di distribuzione elettrica. A seguito dell'acquisizione, Distribuzione Elettrica Adriatica è stata trasformata in una società per azioni (prima era una società a responsabilità limitata);

- sempre dall'1 gennaio 2015: il Comune di Silandro ha acquisito l'attività da Asm Silandro in liquidazione; Azienda Pubbliservizi Brunico, che opera nel comune di Brunico (BZ), ha acquisito parzialmente l'attività da Selnat (8.421 km di linee in MT e 1 cabina MT/BT); Set Distribuzione ha acquisito l'attività da STET – Servizi Territoriali Est Trentino relativamente al territorio del comune di Palù del Fersina (in provincia di Trento);
- dall'1 luglio 2015 AEM Gestioni (la *multitility* del comune di Cremona) ha ceduto l'attività di vendita di maggior tutela a Linea Più e ha assunto la denominazione di Linea Reti Impianti;
- nel mese di ottobre Gelsia Reti, distributore di energia elettrica e gas naturale in Brianza, ha modificato la propria ragione sociale in RetiPiù;
- a partire dal 31 dicembre 2015 ACSM – Azienda Consorziale Servizi Municipalizzati, attiva nel territorio di Primiero (TN), ha ceduto l'attività di distribuzione e misura di energia elettrica alla propria controllata Azienda Reti Elettriche.

¹³ Secondo le norme adottate in tema di *unbundling* funzionale, infatti, la delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com, ha tra l'altro stabilito che alle imprese di distribuzione del gas naturale e alle imprese di distribuzione dell'energia elettrica si applichino gli obblighi in materia di separazione di identità, di marchio e di politiche della comunicazione.

TAV. 2.13

Ripartizione delle imprese che distribuiscono energia elettrica per classi di addetti

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI CLIENTI SERVITI
0	1,4%	0,0	0,0%	0,0%
1	13,7%	0,6	0,0%	0,0%
2-9	52,1%	5,0	0,4%	0,5%
10-19	12,3%	15,0	0,4%	0,5%
20-49	5,5%	31,3	0,4%	0,5%
50-250	11,0%	150,8	5,1%	5,3%
Più di 250	4,1%	6.298,0	93,6%	93,2%
TOTALE	100%	281,6	100,0%	100,0%

Fonte: Raccolta dati *unbundling* e Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.14

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2015
km

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI ^(A)
Piemonte	65.726	29.251	32	11
Valle d'Aosta	2.774	1.553	57	2
Lombardia	87.132	42.755	44	11
Trentino Alto Adige	16.793	8.444	146	68
Veneto	63.226	27.280	72	3
Friuli Venezia Giulia	15.801	8.439	4	5
Liguria	22.125	7.157	0	2
Emilia Romagna	69.007	32.976	31	3
Toscana	59.940	26.854	0	2
Umbria	20.179	8.822	4	2
Marche	29.635	11.866	0	8
Lazio	68.132	29.752	562	6
Abruzzo	26.707	10.219	0	7
Molise	8.218	3.762	0	1
Campania	62.661	25.173	0	5
Puglia	63.735	32.267	0	3
Basilicata	15.393	10.292	0	1
Calabria	44.468	18.174	0	1
Sicilia	81.851	36.500	0	11
Sardegna	37.961	18.426	0	3
ITALIA	861.463	389.961	952	-

(A) Ciascun distributore viene conteggiato tante volte quante sono le regioni in cui opera.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Dall'1 gennaio 2016, inoltre:

- Aem Torino Distribuzione è stata incorporata in Iren Emilia che ha poi assunto la nuova denominazione di IReti;
- in provincia di Trento è stato istituito il nuovo comune di Sella Giudicarie, nato dalla fusione dei comuni di Roncone, Bondo, Breguzzo, Lardaro, per un totale di 2.918 abitanti;

- è proseguito il riordino delle attività di distribuzione nella provincia di Bolzano, dove Selnat ha ceduto la rete e l'attività di distribuzione di energia elettrica: ad Azienda Elettrica Stelvio Società Cooperativa nel comune di Stelvio, al Comune di Silandro nel comune di Silandro, all'Azienda Energetica Prato Società Cooperativa (EWP Società Cooperativa) nel comune di Prato allo Stelvio e al Consorzio ERD nel comune di Sarentino.

TAV. 2.15

Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2015

Volumi distribuiti in GWh; punti di prelievo in migliaia

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO
Enel Distribuzione	50.787	25.050	177.054	6.345	227.841	31.395
A2A Reti Elettriche	1.753	920	9.386	209	11.139	1.130
Acea Distribuzione	2.910	1.304	7.325	317	10.235	1.621
Aem Torino Distribuzione	847	551	2.646	135	3.493	686
Hera	397	199	1.809	61	2.206	260
Set Distribuzione	379	246	1.699	64	2.079	310
Selnet	137	66	1.647	27	1.784	93
Agsm Distribuzione	268	129	1.219	37	1.488	166
AIM Servizi a Rete	116	54	999	18	1.116	72
Azienda Energetica Reti	211	103	791	37	1.002	139
Deval	136	107	705	27	842	134
AcegasApsAmga	243	131	566	31	809	162
Altri operatori	925	495	3.047	145	3.972	482
TOTALE	59.111	29.355	208.894	7.453	268.004	36.651

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Agli stessi soggetti e con la stessa decorrenza dell'1 gennaio 2016, è stata ceduta da Enel Servizio Elettrico l'attività di vendita in maggior tutela. Per effetto di queste cessioni, nei comuni indicati si sono, quindi, riunificate in capo alla stessa impresa l'attività di distribuzione con quella del servizio di vendita in maggior tutela. Selnet è la società alla quale era passata, nel 2011, l'intera rete di distribuzione dell'energia elettrica dell'Enel in Alto Adige (circa 5.100 km di rete in media e bassa tensione e le relative infrastrutture). Nei comuni indicati, tuttavia, Selnet effettuava solo la distribuzione di energia elettrica, mentre il servizio di maggior tutela era svolto, per conto di Selnet, da Enel Servizio Elettrico.

- infine, dall'1 aprile 2016 A2A Reti Gas ha incorporato A2A Reti Elettriche (nonché A2A Servizi alla distribuzione e A2A Logistica) assumendo la nuova denominazione di Unareti.

I dati provvisori relativi alla composizione societaria degli operatori della distribuzione mostrano la consueta alternanza nelle prime posizioni tra le persone fisiche – quest'anno al 40%, l'anno scorso al 35,9% – e gli enti pubblici (quest'anno al 39,2%, l'anno scorso al 43,5%). Sono diminuite ancora, rispetto allo scorso anno, le quote relative alle imprese energetiche locali, passate dal 6,1% del 2014

al 5,6% (erano l'8,5% nel 2013). Quote significative appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (5,8%) e a società diverse (8,8%). La dimensione media delle imprese che effettuano la distribuzione di energia elettrica è cresciuta rispetto allo scorso anno: da 206 addetti del 2014, è infatti salita a 281,6 (Tav. 2.13). I distributori con oltre 250 addetti rappresentano solo il 4,1% delle imprese del settore¹⁴, ma distribuiscono quasi il 94% dell'energia nazionale a una quota altrettanto ampia di utenti. Se si aggiunge la classe di operatori con più di 50 addetti, si ottiene una copertura superiore al 98% in termini sia di volumi distribuiti sia di clienti serviti. Il 67% delle imprese (49 soggetti) impiega meno di dieci addetti, ma distribuisce una quota del tutto marginale di energia elettrica (0,5%). Vi sono, inoltre, casi di imprese che riportano un numero di addetti pari a zero, in quanto hanno completamente appaltato all'esterno l'attività. La ripartizione territoriale dei distributori elettrici e la lunghezza delle reti che gestiscono sono riportate nella tavola 2.14. Nel 2015 complessivamente le reti di distribuzione elettrica sono cresciute di circa 5.500 km, la maggior parte dei quali in bassa tensione (+3.795 km); la lunghezza delle reti in media tensione è aumentata di 1.788 km, mentre quella delle reti in alta tensione è rimasta stabile (-7 km). Complessivamente, in Italia, la distribuzione avviene per mezzo di 1 milione e 252.000 km di

¹⁴ L'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. I valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2014 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola sono riferiti a 73 società.

TAV. 2.16

Distribuzione di energia elettrica per settore di consumo nel 2015

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	3.996	2.321	16.462	578	20.459	2.899
Valle d'Aosta	145	112	728	28	873	141
Lombardia	9.700	4.773	50.513	1.091	60.213	5.865
Trentino Alto Adige	949	537	5.057	168	6.006	705
Veneto	5.077	2.279	21.895	592	26.972	2.871
Friuli Venezia Giulia	1.247	642	7.387	150	8.634	792
Liguria	1.524	1.027	4.388	261	5.912	1.288
Emilia Romagna	4.572	2.217	19.343	613	23.915	2.830
Toscana	3.789	1.875	13.407	543	17.196	2.418
Umbria	857	422	4.078	121	4.935	543
Marche	1.427	740	4.965	212	6.392	952
Lazio	5.808	2.737	14.837	677	20.645	3.415
Abruzzo	1.213	719	4.214	167	5.427	886
Molise	268	176	988	42	1.256	218
Campania	5.055	2.241	11.094	578	16.150	2.819
Puglia	3.803	1.909	8.520	525	12.323	2.434
Basilicata	468	286	1.618	78	2.087	364
Calabria	1.928	1.049	3.247	238	5.176	1.287
Sicilia	5.263	2.422	10.124	578	15.387	3.000
Sardegna	2.020	871	6.027	210	8.047	1.081
ITALIA	59.111	29.355	208.894	7.453	268.004	36.808

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

reti, la parte più preponderante delle quali (69%) è, ovviamente, in bassa tensione. Come sempre, spicca il numero dei distributori che operano in Trentino Alto Adige: 68 imprese. Insieme esse gestiscono il 2% della rete di distribuzione nazionale (valore che sale al 15% se si considerano le reti in alta e altissima tensione). Le altre regioni con un elevato numero di distributori, seppure non paragonabile a quello del Trentino Alto Adige, sono Piemonte, Lombardia e Sicilia. L'ordinamento delle società di distribuzione (Tav. 2.15) per volumi distribuiti non è cambiato rispetto al 2014: Enel Distribuzione resta il primo operatore, con la quota dominante dell'85%. Seguono, nello stesso ordine dello scorso anno: A2A Reti Elettriche (4,2%), Acea Distribuzione (3,8%), Aem Torino (1,3%). Tutti gli altri distributori detengono una quota di volumi distribuiti inferiore all'1%.

L'energia distribuita da Enel Distribuzione si ripartisce per il 22% a clienti domestici e per il restante 78% a clienti non domestici. Percentuali simili si hanno per molti altri operatori. Riforniscono quote di volumi maggiori a clienti non domestici Selnat (92%), AIM Servizi a Rete (90%), A2A e Deval (tutti all'84%), così come Hera, Set Distribuzione e Agsm Distribuzione (tutti all'82%). All'opposto,

Acea e AcegasApsAmga servono, invece, una quota di volumi proporzionalmente più elevata della media ai clienti domestici (rispettivamente il 28% e il 30%, contro il 22% che si conferma, come nei due anni precedenti, il valore relativo alla media nazionale). Nella tavola 2.16 sono rappresentati i volumi distribuiti e i clienti (cioè i punti di prelievo) suddivisi per regione e per settore di consumo. La distribuzione territoriale non mostra novità di rilievo. I prelievi maggiori, domestici e non domestici, sono concentrati in Lombardia, dove si distribuisce complessivamente il 22,5% dell'energia elettrica prelevata in Italia. I punti di prelievo corrispondenti rappresentano il 16,4% del totale. Altre regioni rilevanti sono il Veneto, che incide per il 10,1% del consumo nazionale, l'Emilia Romagna, dove viene prelevato un altro 8,9%, il Lazio (7,7%), il Piemonte (7,6%), la Toscana (6,4%), la Campania (6%) e la Sicilia (5,7%). Un quinto dell'energia distribuita a livello nazionale è prelevato nelle restanti undici regioni.

In Italia, come si è detto, nel 2015 la distribuzione ha servito quasi 37 milioni di utenti: 29,4 milioni (l'80% circa) di famiglie e 7,5 milioni (il 20%) di punti non domestici. In termini di energia prelevata,

TAV. 2.17

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2015 per classe di potenza e di consumo

Volumi distribuiti in GWh; clienti (punti di prelievo) in migliaia; prelievo medio in kWh

CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Fino a 1,5 kW	256	572	447
Fino a 1.800 kWh	190	546	348
1.800-2.640 kWh	35	16	2.223
2.641-4.440 kWh	25	8	3.300
Oltre 4.400 kWh	5	1	5.757
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	1	2	516
Da 1,5 kW a 3 kW	49.654	26.283	1.889
Fino a 1.800 kWh	13.427	13614	986
1.800-2.640 kWh	13.961	6204	2.251
2.641-4.440 kWh	17.956	5401	3.325
Oltre 4.440 kWh	3.872	730	5.308
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	437	336	1.300
Oltre 3 kW	9.202	2.500	3.680
Fino a 1.800 kWh	703	622	1.130
1.800-2.640 kWh	874	364	2.398
2.641-4.440 kWh	2.951	820	3.601
Oltre 4.440 kWh	4.576	658	6.949
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	98	36	2.759
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	59.111	29.355	2.014

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

naturalmente, le quote si invertono, essendo i volumi dei domestici pari a 59,1 TWh e quelli dei non domestici pari a 208,9 TWh. Rispetto al 2014 sono diminuiti gli utenti non domestici (0,6%), mentre quelli domestici hanno registrato un piccolo incremento (0,04%). Sono però cresciuti i prelievi di entrambe le categorie. L'aumento maggiore si evidenzia per gli utenti domestici che hanno consumato quasi 2 TWh in più rispetto al 2014 (+3,2%), mentre i punti di prelievo non domestici hanno prelevato quasi 4 TWh in più rispetto al 2014, registrando quindi un aumento percentualmente inferiore (+1,8%), dato il maggior livello di consumo complessivo.

A seguito di questi andamenti, il prelievo medio unitario dell'utenza domestica è risalito nel 2015 a 2.014 kWh dai 1.951 kWh del 2014, recuperando una parte delle riduzioni registrate negli ultimi anni.

Più in generale, il confronto dei dati di prelievo per classe di potenza e fascia di consumo (Tav. 2.17) con gli stessi dati del 2014 mostra:

- una diminuzione dei punti di prelievo (-4,3%) e dell'energia distribuita (-6,2%) nella prima classe di potenza (fino a 1,5 kW); pertanto per questo gruppo di utenti il consumo medio è salito dell'1,6% a 447 kWh;
- una crescita del 2,9% dell'energia distribuita e una sostanziale invarianza dei punti di prelievo con potenza fino a 3 kW; pertanto i consumi medi unitari di questo gruppo di utenti sono aumentati in media del 2,9%, passando da 1.836 kWh a 1.889 kWh. L'unica fascia in controtendenza in questa classe di potenza è quella degli utenti con consumi fino a 1.800 kWh/anno, che sono nettamente diminuiti (-15,6%) e hanno prelevato il 29,5% di elettricità in meno rispetto al 2014; pertanto i relativi consumi medi unitari sono diminuiti del 16,4% passando da 1.180 kWh a 986 kWh;
- una crescita del 5,4% dell'energia prelevata dagli utenti con potenza superiore a 3 kW, che sono anche aumentati dell'1,5% rispetto al 2014; pertanto i relativi consumi medi unitari sono saliti da 3.544 kWh a 3.680 kWh (+3,8%). Più precisamente, in questa classe di potenza sono diminuiti gli utenti e l'energia distribuita delle prime due fasce di consumo (fino a 2.640 kWh/anno), mentre sono aumentati notevolmente i punti di prelievo e l'energia distribuita dell'ultima fascia di consumo, quella superiore a 4.440 kWh/anno;
- in generale il numero di utenti appartenenti alla fascia di consumo più elevata (oltre 4.440 kWh/anno) è notevolmente salito in tutte le classi di potenza (61% nella prima classe,

TAV. 2.18

Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2015 per livello di tensione e di potenza
Volumi distribuiti in GWh

LIVELLO DI TENSIONE E CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Bassa tensione	74.290	7.343.000
Punti di emergenza	2	1
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	1	30
Illuminazione pubblica	5.644	269.607
Altri usi	68.644	7.073.362
di cui:		
- fino a 1,5kW	825	1.437.734
- da 1,5 kW a 3 kW	3.045	1.898.619
- da 3 kW a 4,5 kW	1.256	360.285
- da 4,5 kW a 6 kW	5.545	1.250.050
- da 6 kW a 10 kW	8.129	900.423
- da 10 kW a 15 kW	10.422	649.194
- da 15 kW a 30 kW	13.340	375.272
- da 30 kW a 42 kW	5.562	75.735
- da 42 kW a 50 kW	3.148	34.219
- oltre 50 kW	17.371	91.831
Media tensione	95.211	108.427
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	114	22
Illuminazione pubblica	345	1.042
Punti di emergenza	432	237
Altri usi	94.320	107.126
Alta e altissima tensione	39.392	1.689
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	4.529	299
Punti di emergenza	69	18
Altri usi	34.794	1.372
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	208.860	7.450.490

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

quella con potenza fino a 1,5 kW; 107% nella seconda classe, quella con potenza compresa tra 1,5 e 3 kW; 50% nell'ultima classe di potenza, quella oltre 3 kW); poiché, tuttavia, l'incremento dell'energia prelevata da questi stessi utenti non è stato altrettanto elevato (anzi, nella classe fino a 1,5 kW è diminuita), i consumi medi unitari di questi utenti si sono ridotti rispetto a quelli registrati nel 2014.

Dai dati emerge in sostanza una crescita degli utenti nelle fasce di consumo più elevate (per tutte le classi di potenza), accompagnata da incrementi nei prelievi, sempre positivi ma meno elevati: per questo i consumi medi unitari tendono a diminuire, avvalorando l'ipotesi di una sempre maggiore efficienza delle apparecchiature elettriche disponibili nelle case.

Come negli anni scorsi, comunque, la classe di potenza compresa tra 1,5 kW e 3 kW resta di gran lunga la più diffusa in Italia: l'89,5%

dei punti di prelievo appartiene a tale classe e acquisisce l'84% dei volumi distribuiti. Solo l'8,5% degli utenti possiede un impianto di potenza superiore a 3 kW e assorbe il 15,6% dell'elettricità complessiva.

Per quanto riguarda i clienti non domestici (Tav. 2.18), come per gli anni scorsi il 45,6% circa dei volumi distribuiti nel 2015 ha interessato la clientela allacciata in media tensione e il 18,9% quella allacciata in alta e altissima tensione. Il 98,5% dei punti di prelievo afferisce, tuttavia, alla clientela connessa in bassa tensione, cui corrispondono prelievi pari al 35,6% del totale distribuito all'utenza non domestica.

Rispetto al 2014 i punti non domestici serviti sono complessivamente diminuiti dello 0,6%, mentre i volumi prelevati sono aumentati dell'1,8%; di conseguenza il volume medio unitario è salito del 2,5% portandosi a poco più di 28.000 kWh. La diminuzione dei punti di prelievo e l'incremento dei volumi hanno riguardato pressoché

tutti i livelli di tensione, anche se in misura non equivalente. Gli utenti allacciati in bassa tensione si sono ridotti, infatti, dello 0,6% (-45.000 punti circa), ma hanno prelevato il 2,8% in più (cioè circa 2 TWh) dell'anno precedente; l'utenza in media tensione ha registrato una diminuzione dello 0,6% in termini di punti serviti e un incremento dell'1,6% in termini di volumi distribuiti; il numero degli utenti serviti in alta e altissima tensione, invece, è rimasto sostanzialmente invariato, ma i relativi prelievi sono cresciuti dello 0,4%.

Connessioni

In questo paragrafo sono illustrati i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi e passivi. Le "connessioni attive" sono quelle richieste dagli impianti di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione o alle reti di distribuzione, principalmente per consentire a tali impianti di immettere energia nel sistema elettrico. Le "connessioni passive", invece, sono quelle richieste da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico. I dati relativi alla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti. Le cifre relative alle connessioni degli utenti passivi, infine, sono state raccolte da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità. Nell'anno 2015 Terna ha ricevuto 78 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,9 GW, e, con riferimento a esse, nello stesso anno ha messo a disposizione 48 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,1 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a

28 giorni lavorativi. Nel 2015 sono stati accettati 36 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di circa 0,7 GW. Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, si ribadisce che i dati riportati di seguito si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2015 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti¹⁵.

Nell'anno 2015 le imprese distributrici hanno ricevuto poco meno di 50.200 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 1,4 GW, e, in relazione a esse, nello stesso anno hanno messo a disposizione poco più di 45.400 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,1 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 16 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 34 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 48 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Circa 39.700 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2015, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 0,7 GW.

Nel 2015, in relazione alle richieste pervenute nel medesimo anno, sono state realizzate poco meno di 27.400 connessioni, corrispondenti a circa 235 MW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- otto giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici¹⁶;
- 45 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi¹⁷;

15 Tra le imprese distributrici con più di 100.000 clienti, alla data del 12 maggio 2016:

- A2A Reti Elettriche, Acea Distribuzione, AcegasAps, Aem Parma Distribuzione, Aem Torino Distribuzione, Agsm Distribuzione, Deval, Enel Distribuzione, Hera e Set Distribuzione hanno inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2015, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica;
- Azienda Energetica Reti non ha ancora inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2015, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica.

16 I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguite con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

17 I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa tensione	304.435	7,7
Media tensione	1.469	18,5
TOTALE	305.904	9,9

(A) Valore calcolato senza tenere conto di chi non ha connessioni, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.19

Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2015

Numero di connessioni e tempo medio di allacciamento in giorni lavorativi

mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono pari a otto giorni lavorativi.

Nell'anno 2015 l'unica impresa distributrice che ha ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di alta tensione è stata Enel Distribuzione con 16 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 330 MW; sempre Enel Distribuzione nello stesso anno ha messo a disposizione sette preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 240 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 35 giorni lavorativi.

In corso d'anno sono stati accettati sei preventivi sul totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 170 MW; per uno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD) per una potenza di 47 MW, che non è però stata accettata; pertanto, nell'anno 2015 non è stata effettuata alcuna connessione relativa a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di alta tensione che hanno presentato richiesta di connessione nel medesimo anno.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, nel 2015 (Tav. 2.19), sulla base di stime preliminari, i dati raccolti mostrano che

sono state effettuate circa 306.000 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 9,9 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 7,7 giorni lavorativi.

Un po' più lungo e pari a 18,5 giorni lavorativi è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione. Rispetto al 2014 i dati evidenziano un minor numero di richieste (lo scorso anno furono 322.630, cioè il 5,2% in meno), ma una riduzione anche dei tempi di allacciamento.

Poiché nel 2014 per ottenere una connessione passiva sulla rete in bassa o in media tensione sono risultati necessari mediamente 11,4 giorni lavorativi, quest'anno si è registrato un risparmio di 1,6 giorni lavorativi, il 14% di tempo in meno. È opportuno precisare che i giorni indicati non includono il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Nel 2015 Terna ha effettuato solo una connessione in alta e altissima tensione per un solo cliente passivo; il tempo medio per l'allacciamento (sempre escludendo quello trascorso per ottenere eventuali atti autorizzativi e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale) è stato di 132 giorni lavorativi.

Mercato all'ingrosso

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE) – a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) – e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME, inoltre, gestisce la piattaforma per

la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (piattaforma per la Consegna derivati energia – CDE), segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia. L'MGP ha per oggetto la contrattazione di energia con riferimento alle 24 ore del giorno di consegna; essa viene gestita mediante aste orarie a prezzo di equilibrio (*system marginal*

price) e le offerte possono essere effettuate a partire dal nono giorno antecedente il giorno di consegna. L'MGP è un mercato zonale: il territorio è suddiviso in zone che rappresentano porzioni della rete di trasmissione con capacità di scambio limitata fra di esse. Se i flussi superano il limite massimo di transito consentito dalle interconnessioni interzonali, il prezzo viene ricalcolato in ogni zona come se ciascuna fosse un mercato separato rispetto alle altre (*Market Splitting*). Mentre le offerte in vendita sono valorizzate in ogni ora al prezzo zonale rilevante, le offerte in acquisto sono valorizzate in ciascuna ora a un Prezzo unico nazionale (PUN) di acquisto, definito come media dei prezzi zonali ponderati per il valore degli acquisti zonali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

A febbraio 2015 è stato avviato il *Multi-Regional Coupling* (MRC) sulla frontiera nord italiana con Francia, Austria e Slovenia. L'MRC è un processo di *market coupling* che introduce modelli di asta implicita a sostituzione delle aste esplicite giornaliere, coordinando allocazione della capacità e vendita di energia, quindi facilitando l'integrazione dei vari mercati grazie a uno sfruttamento ottimale della capacità di interconnessione (*Net Transfer Capacity* - NTC) e l'annullamento di flussi antieconomici¹⁸. In una situazione senza *market coupling* la capacità di interconnessione veniva assegnata mediante asta esplicita giornaliera e solo gli operatori con capacità allocata potevano presentare offerte in Borsa MGP. Il *market coupling* ha unificato questi due passaggi annullando di fatto i possibili flussi antieconomici che si creavano a causa del non coordinamento tra l'allocazione della capacità e la vendita dell'energia *Day-Ahead*. Al momento permangono le aste esplicite per l'allocazione a livello mensile e annuale di parte della capacità.

L'MI si svolge tra la chiusura dell'MGP e l'apertura dell'MSD e consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto, nonché le loro posizioni commerciali nette, rispetto alle

negoiazioni sull'MGP. L'MI è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). Come l'MGP, anche l'MI è un mercato zonale. A partire da gennaio 2011 tale mercato si articola in sessioni discrete¹⁹ con orari di chiusura progressivi. Nel corso del 2015 le tempistiche delle sessioni dell'MI sono state riviste in seguito allo spostamento del *gate closure* dell'MGP dalle 9:15 alle 12:00²⁰ ed è stata aggiunta una sessione; attualmente l'MI è composto da cinque sessioni (MI1, MI2, MI3, MI4, MI5) ed è strutturato ad asta con prezzo di equilibrio dove, a differenza dell'MGP, sia le offerte in vendita sia quelle in acquisto vengono valorizzate al prezzo zonale²¹; anche in questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

L'MSD ha per oggetto l'approvvigionamento, da parte di Terna, delle risorse necessarie alla gestione in sicurezza del sistema attraverso la risoluzione delle congestioni intrazonali, la costituzione di capacità di riserva in giri e il bilanciamento in tempo reale; diversamente dagli altri mercati, è Terna, in questo caso, che agisce da controparte centrale degli operatori abilitati.

L'MSD si articola in una fase di programmazione (MSD *ex ante*) e nel Mercato del bilanciamento (MSD *ex post* o MB). L'MSD *ex ante* e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. L'MSD *ex ante*, in particolare, si articola in quattro sottofasi²² di programmazione (MSD1, MSD2, MSD3, MSD4) che si svolgono in concomitanza con le sessioni dell'MI a valle della pubblicazione degli esiti nell'MGP (12:55 del D-1), mentre l'MB è organizzato in cinque sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione²³. Gli operatori presentano le proprie offerte sull'MSD1, che Terna può accettare in tutto l'MSD *ex ante* e nella prima sessione dell'MB, e possono successivamente modificarle a partire dalla seconda sessione dell'MB. La modalità di contrattazione nell'MSD è un'asta discriminatoria ovvero le offerte

¹⁸ Ore in cui il flusso avviene dalla zona più costosa a quella meno costosa, cioè in direzione opposta a quella che suggerirebbe il differenziale di prezzo.

¹⁹ Tale mercato si svolge a offerte discrete e non a negoziazione continua.

²⁰ Il *gate closure* dell'MGP è stato spostato più a ridosso del *delivery day* con l'obiettivo di unificare le tempistiche con quelle dei mercati europei accoppiati attraverso il *market coupling*.

²¹ Chi acquista deve pagare il "corrispettivo di non arbitraggio", che corrisponde al differenziale tra il prezzo zonale dell'MI e il PUN, pagando di fatto il PUN a valle di questo corrispettivo.

²² Anche per l'MSD l'organizzazione delle sessioni è stata rivista nel corso del 2015.

²³ La prima sessione dell'MSD *ex ante* è l'unica a svolgersi durante il D-1, seguita da un alternarsi di sessioni nell'MB e nell'MSD *ex ante* durante il giorno di consegna, con la differenza che quelle nell'MB si chiudono più a ridosso delle ore di *delivery* rispetto a quelle nell'MSD *ex ante*.

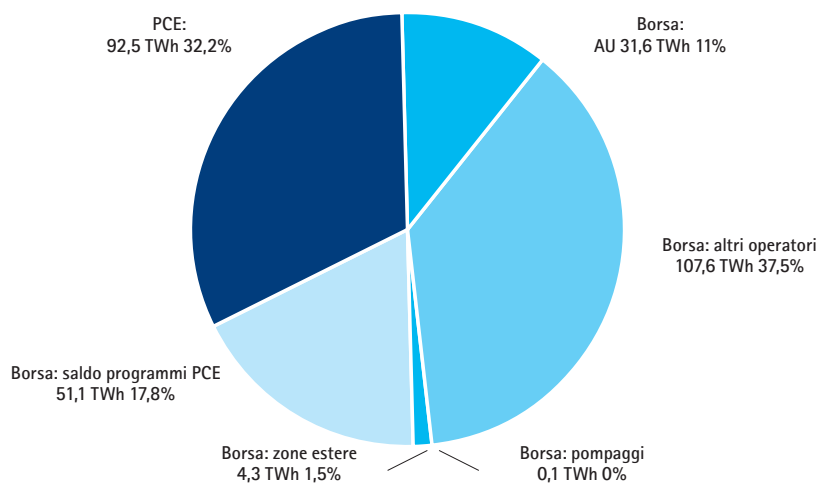


FIG. 2.8

Composizione della domanda di energia elettrica nel 2015

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

accettate vengono valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*)²⁴.

L'MTE gestito dal GME è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia. Esso consiste nella negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia.

Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti), trimestrale (quattro prodotti) e annuale (un prodotto). Terminata la fase di negoziazione, i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla Piattaforma conti energia (PCE), previa verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è previsto il meccanismo "della cascata"²⁵.

Nel novembre 2008, Borsa italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati, aventi come sottostante il PUN. In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009 di riforma del mercato elettrico, il GME ha stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare, mediante consegna fisica, i contratti finanziari conclusi sull'IDEX.

Gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la PCE che introduce ampia flessibilità per gli operatori nell'ottimizzazione del proprio portafoglio di contratti nel medio-lungo periodo. Sulla PCE vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokeraggio) e i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE, vale a dire la piattaforma dove vengono eseguiti i contratti finanziari derivati sull'energia elettrica conclusi nell'IDEX, relativamente ai quali l'operatore abbia richiesto di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico sottostante il contratto stesso.

Borsa elettrica: domanda nel Mercato del giorno prima

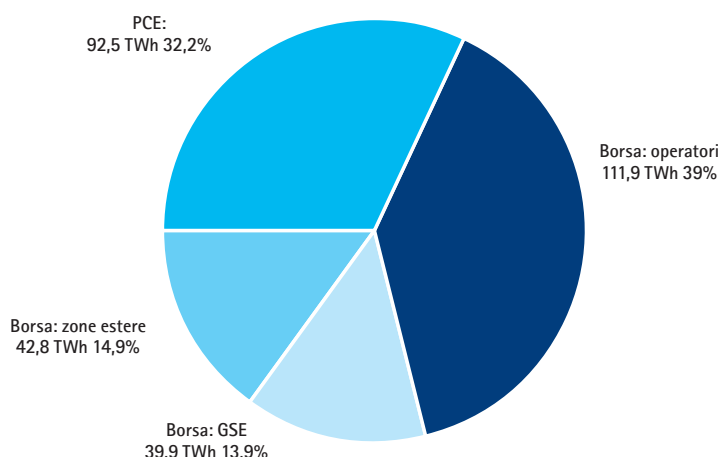
Nel 2015 la quantità di energia elettrica acquistata sull'MGP nel Sistema Italia è stata pari a 287,2 TWh, in crescita dell'1,8% rispetto al 2014 (282 TWh), invertendo il trend decrescente in atto dal 2010 al 2014. A livello zonale, tale aumento appare particolarmente consistente al Sud (+12,57%), al Centro-Sud (+10,68%) e al Centro-Nord (+8,68%), cui si contrappongono il calo della Sardegna (-22,32%), della Sicilia (-13,47%) e la sostanziale stabilità del Nord (-0,43%).

²⁴ Per maggiori dettagli su volumi, prezzi e dinamiche che interessano i mercati MI e MSD, nonché per ulteriori approfondimenti sull'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, si rimanda alla *Relazione Annuale* del GME e al *Rapporto di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine e dei servizi di dispacciamento* pubblicato dall'Autorità.

²⁵ Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (*futures*, *forward* e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte a un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

FIG. 2.9

Composizione dell'offerta di energia elettrica nel 2015



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

La crescita della domanda nell'MGP è correlata all'aumento della richiesta di energia elettrica di Terna (+1,5%). Tale incremento è conseguente alla ripresa economica, in corrispondenza dell'aumento del PIL (+0,8%), e alle condizioni climatiche estreme del mese di luglio 2015 che hanno innalzato i consumi elettrici del residenziale e del terziario per il condizionamento estivo degli ambienti, portando la domanda a segnare il suo picco storico (59,35 GW il 21 luglio). A luglio la domanda ha anche raggiunto il massimo mensile 2015, pari a 28 TWh (+8,38% sullo stesso mese 2014, quando tuttavia le temperature si collocavano al di sotto della media storica stagionale). In aumento anche gli scambi di Borsa, saliti sino a 195 TWh a fronte dei 186 TWh raggiunti nel 2014 (+4,7%). La crescita dei volumi di Borsa ha trascinato la liquidità del mercato, passata dal 65,9% del 2014 al 67,8% del 2015. L'aumento degli acquisti di Borsa riflette sia una sostanziale risalita degli acquisti dell'Acquirente unico (32 TWh, +24,3%) sia una ripresa degli stessi da parte delle zone estere (4,3 TWh, +24,2%). In calo, viceversa, la domanda sottostante il saldo programmi della PCE²⁶, calata a 51 TWh (-23,2%) (Fig. 2.8).

Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

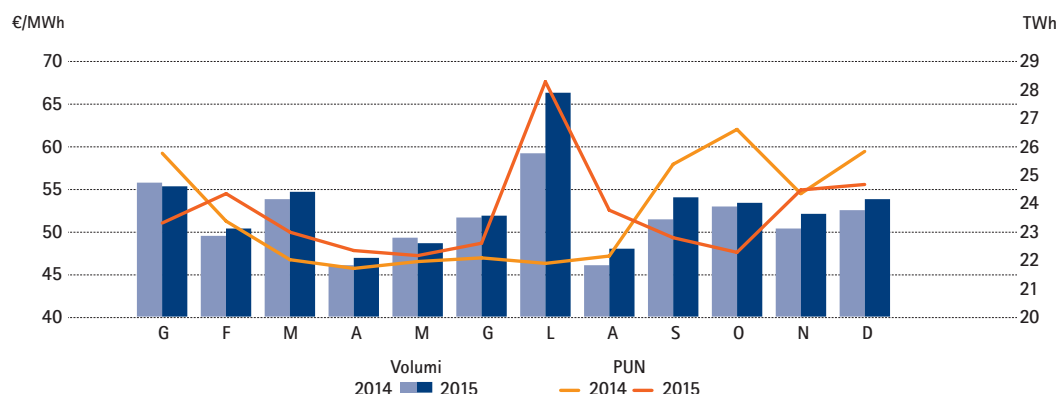
Sul lato dell'offerta, l'aumento dei volumi venduti in Borsa nel 2015 è da ricondursi principalmente alla crescita delle importazioni, che hanno raggiunto 42,8 TWh segnando un aumento del 19% sull'anno precedente. La crescita delle importazioni è dovuta all'aumento

dei livelli dell'NTC che, grazie all'introduzione del *market coupling* a febbraio 2015, è stato possibile sfruttare appieno. In crescita anche le vendite da operatori non istituzionali (112 TWh, +9,3%), mentre risultano in controtendenza le vendite di Borsa del Gestore dei servizi energetici (GSE), che ripiegano sui 40 TWh (-16%). Il calo di vendite del GSE è imputabile al calo di produzione rinnovabile nel 2015 rispetto all'anno precedente, che aveva visto in particolare condizioni di forte piovosità e conseguente alta produzione idroelettrica (Fig. 2.9).

Borsa elettrica: risultati nel Mercato del giorno prima

La Borsa elettrica italiana ha registrato nell'anno 2015 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 52,31 €/MWh, in leggerissimo aumento rispetto al 2014 (+0,4%). A livello mensile questo risultato deriva, da una parte, dalle forti flessioni tendenziali registrate dalla media mensile del PUN durante i mesi di gennaio, settembre e ottobre (-14%, -15% e -23%, rispettivamente) e, dall'altra, dagli aumenti particolarmente accentuati nei mesi di luglio e agosto (+46% e +12%). Le flessioni del PUN sono imputabili all'abbassamento del prezzo del gas nei corrispondenti mesi, rafforzate dal maggior apporto delle fonti rinnovabili nel mese di ottobre, quando il calo del PUN è stato più alto. Al contrario, gli aumenti sono riconducibili alle temperature straordinarie registrate in estate e alla drastica riduzione dell'idroelettrico dovuta alla minima piovosità del 2015. Il prezzo medio mensile più elevato è stato rilevato a luglio (67,77 €/MWh), in forte aumento sia

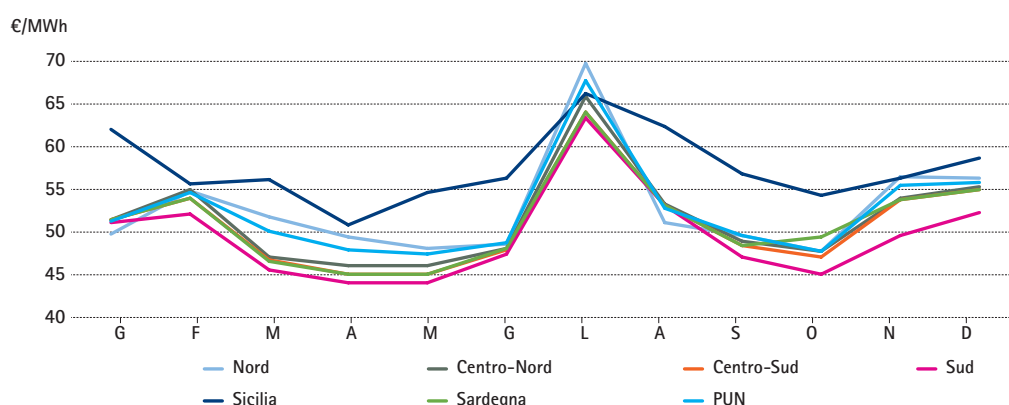
²⁶ Il saldo programmi della PCE consiste nella differenza tra gli sbilanciamenti a programma in immissione e prelievo, i quali a loro volta sono la differenza tra la posizione netta degli scambi registrati sulla PCE e, rispettivamente, le immissioni o i prelievi effettivamente registrati a programma.



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

FIG. 2.10

Andamento del PUN e volumi scambiati nel 2014 e nel 2015
€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

FIG. 2.11

Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2015
€/MWh

tendenziale (+46%) sia congiunturale (+39%) (Fig. 2.10). Le variazioni mensili registrate per il PUN sono osservate in tutti i gruppi di ore senza particolari distinzioni tra ore di picco e ore di fuori picco, la cui media annua (rispettivamente 59,28 €/MWh e 48,58 €/MWh) segna una variazione tendenziale prossima allo zero. A livello zonale si è assistito a un lieve aumento dei prezzi di vendita delle zone continentali (+4% circa), mentre i prezzi insulari hanno registrato una flessione. In particolare la Sardegna ha segnato un calo di 1,3 €/MWh, toccando il suo minimo storico (51,06 €/MWh) e portandosi nella media dei prezzi registrati dalle zone peninsulari. Il prezzo di vendita siciliano (57,53 €/MWh) ha registrato un calo di quasi 30 punti percentuali sul 2014. Tale flessione è riconducibile al regime amministrato, in vigore in Sicilia da gennaio 2015 fino all'entrata in servizio del cavo Sorgente-Rizziconi, attuata a fine maggio 2016²⁷. Secondo quanto stabilito dal decreto

legge 24 giugno 2014, n. 91, le offerte di vendita degli impianti rilevanti siciliane devono essere formulate al costo variabile riconosciuto dall'Autorità. Questa norma ha consentito di ridurre il differenziale tra la Sicilia e il Continente. Lo *spread* Sicilia-Sud è passato da 33,54 €/MWh nel 2014 a 8,11 €/MWh nel 2015 (Fig. 2.11).

Borsa elettrica: confronto con le principali Borse europee

A livello europeo le dinamiche delle principali Borse nel corso del 2015 sono state eterogenee. Il NordPool ha segnato il prezzo minore su base annua (20,97 €/MWh) tra le Borse analizzate²⁸, registrando così un calo del 29,1% sul prezzo del 2014. In controtendenza il prezzo spagnolo e quello francese, che hanno mostrato entrambi un visibile aumento, il primo del 19,1% (attestandosi a 50,32 €/MWh) e il

²⁷ Si veda il sito di Terna, News operatori del 25 maggio 2016.

²⁸ I Paesi analizzati sono: Italia, Germania, NordPool, Spagna e Francia.

TAV. 2.20

Confronto statistiche mensili alle frontiere nord all'introduzione del Market Coupling (MC)
Media aritmetica

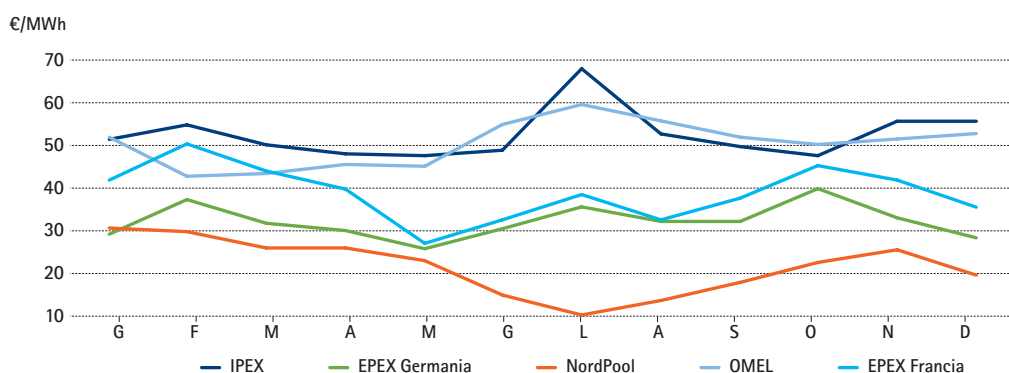
STATISTICHE	PERIODO(A)	AUSTRIA	FRANCIA	SVIZZERA	SLOVENIA
Ore di Import antieconomico (h)	Pre MC	18	58	46	0
	Post MC	1	3	108	2
Ore con prezzo uguale (h)	Pre MC	0	1	1	140
	Post MC	17	115	1	271
Media Import quando antieconomico (MWh)	Pre MC	220	1852	2034	0
	Post MC	10	95	1985	53
Media Import quando prezzo uguale (MWh)	Pre MC	18	363	815	352
	Post MC	230	1830	1473	355
Sfruttamento dell'NTC assegnato (%)	Pre MC	90%	88%	83%	94%
	Post MC	99%	99%	92%	99%

(A) Pre MC: da gennaio 2013 a febbraio 2015; Post MC: da marzo 2015 a maggio 2015.

Fonte: Elaborazioni REF-E su dati di GME, Terna e Borse estere.

FIG. 2.12

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2015
Valori medi baseload; €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati delle Borse elettriche europee.

secondo del 10,9% (arrivando a 38,48 €/MWh). La Germania ha subito un calo del 3,5%, registrando il secondo prezzo più basso (31,63 €/MWh), mentre l'Italia, come illustrato in precedenza, è rimasta stabile (52,31 €/MWh). L'Italia, dato un mix privo di nucleare e a maggioranza termoelettrico (in particolare a gas), mantiene il prezzo più alto tra i principali mercati elettrici europei, con uno *spread* medio PUN-estero di 17 €/MWh. La Borsa con il prezzo più vicino al PUN è stata quella spagnola (Omel) che, grazie al forte apprezzamento del suo prezzo elettrico durante il 2015, ha raggiunto uno *spread* con il PUN di 2,01 €/MWh. In tendenza opposta lo *spread* PUN-NordPool, che è passato da 22,48 €/MWh a 31,36 €/MWh, aumentando così il differenziale del 40%. In allargamento anche le altre combinazioni di *spread*; in particolare il differenziale Spagna-NordPool passa da 12,65 €/MWh a 29,35 €/MWh. La crescita del prezzo francese assieme alla

stabilità di quello italiano ha prodotto una riduzione del differenziale PUN-Francia, che scende di 3,52 €/MWh rispetto al 2014.

Borsa elettrica: market coupling

Durante il 2015 il livello dell'NTC dell'Italia con Austria, Francia e Slovenia è cresciuto in media, rispetto all'anno precedente, del 4,3%. Tale aumento è stato sfruttato appieno grazie all'introduzione del *market coupling*, che ha permesso di ottimizzare l'utilizzo dell'NTC. Dall'introduzione del *market coupling* il livello di capacità disponibile medio in importazione con i suddetti Paesi è stato di 2.575 MWh, dei quali in media 2.487 MWh sono stati effettivamente scambiati, arrivando a una percentuale di saturazione dell'NTC pari a 96,6%²⁹. La suddivisione di tale capacità tra i tre Paesi è sbilanciata nettamente

²⁹ Dato riferito a tutto il 2015.

DURATA	PRODOTTI BASELOAD	PRODOTTI PEAKLOAD
Mensili	175	13
Trimestrali	318	35
Annuali	4.515	31
TOTALE	5.008	79

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

BORSA	Q1 2016	Q2 2016	Q3 2016	Q4 2016	CAL 2016
EEX	38.175,8	12.355,2	10.480,3	8.992,1	35.823,6
IDEX	76,4	131,0	33,1	66,3	2.731,8

Fonte: elaborazioni REF-E su dati di IDEX ed EEX.

TAV. 2.21

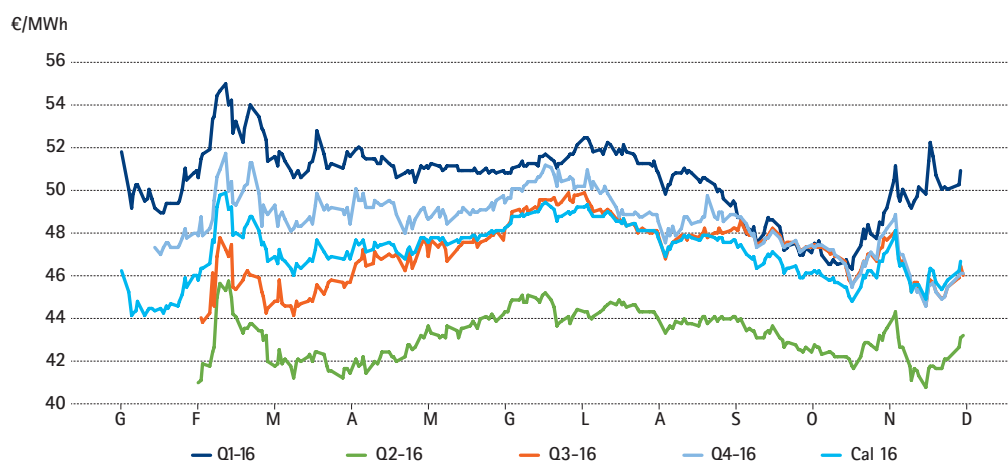
Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2015

GWh

TAV. 2.22

Volumi di prodotti future del PUN scambiati nel corso del 2015

GWh



Fonte: Elaborazioni REF-E su dati di IDEX ed EEX.

FIG. 2.13

Andamento dei prodotti forward sul PUN scambiati su EEX nel 2015

€/MWh

a favore della Francia (75%) seguita dalla Slovenia (19%), mentre la quota rimanente è occupata dall'Austria (7%). Per quanto riguarda la connessione con la Slovenia, il *market coupling* era già attivo dal 2011, ma solo in forma bilaterale.

Nella tavola 2.20 è riscontrabile il netto calo delle ore e dei volumi di flusso antieconomico relativamente alle frontiere in cui è attivo il *market coupling*, diversamente da quanto si registra sulla frontiera svizzera, dove l'allocazione della capacità avviene esclusivamente tramite aste esplicite.

Il permanere di un numero limitato di ore caratterizzate da flusso antieconomico sulle frontiere dei mercati accoppiati è riconducibile ai contratti ad allocazione esplicita della capacità su orizzonte mensile e annuale, che sussistono anche successivamente all'avvio del *market coupling*.

Mercato a termine dell'energia elettrica

Nel 2015 sull'MTE sono stati scambiati 5,1 TWh di energia, contro i 32,3 TWh del 2014, evidenziando su base annua un calo prossimo ai 27 TWh. Quest'ultimo rappresenta una flessione tre volte più ampia rispetto a quella registrata nel 2014 (-9 TWh). Il calo di scambi sull'MTE è sostenuto dal totale azzeramento delle transazioni *over the counter* (OTC) per tutti i prodotti e dal dimezzamento delle negoziazioni sul mercato rispetto al 2014 (Tav. 2.21).

La diminuzione dei volumi dell'MTE ha interessato principalmente i prodotti *baseload* (pari a 5 TWh, -27,2 TWh rispetto all'anno precedente), con particolare riferimento all'annuale, mentre i prodotti *peakload*, che erano scesi a ridosso dello zero nel 2014, sono rimasti essenzialmente invariati (pari a 0,8 TWh, +0,14 TWh rispetto all'anno

precedente). La scarsa liquidità dell'MTE, in termini di contratti conclusi e distanza temporale tra i diversi abbinamenti, complica l'analisi sui segnali di prezzo forniti nel 2015 per l'anno 2016. Focalizzando, tuttavia, l'attenzione sul prodotto *baseload* annuale – che da solo rappresenta quasi l'89% degli abbinamenti – l'andamento osservato nel 2015 sull'MTE rivela una stabilità del prezzo del prodotto.

Mercati dei derivati

Oltre a IDEX, anche altre Borse elettriche offrono un servizio di *clearing* per i prodotti italiani. EEX in particolare si sta affermando come il mercato principale per i prodotti *futures* relativi all'Italia. I volumi

di scambio su EEX relativi ai principali prodotti sul PUN (trimestrali e Calendar per l'anno successivo) hanno superato di 35 volte i volumi scambiati su IDEX nel 2015 (Tav. 2.22).

Se si confrontano i prezzi registrati dai principali prodotti senza consegna fisica scambiati su EEX con i prezzi dei prodotti corrispondenti con consegna fisica scambiati sull'MTE, emerge come i primi si collochino su un livello leggermente superiore. Il Calendar-16 relativo al PUN scambiato su EEX ha chiuso il 2015 su un prezzo medio annuo di 48,79 €/MWh, contro 46,33 €/MWh registrato sull'MTE (Fig. 2.13). La stessa tendenza è stata riscontrata per il Calendar-16 PUN *peakload*, che su EEX ha fatto segnare un prezzo medio annuo di 54,49 €/MWh, contro 52,49 €/MWh realizzato sull'MTE.

Mercati per l'ambiente

Meccanismo dei certificati verdi

Il sistema dei certificati verdi, introdotto dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, ai fini della promozione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, vede l'anno 2015 come ultimo anno di applicazione. I produttori ammessi a beneficiarne riceveranno un incentivo "sostitutivo", a decorrere dall'anno 2016, riferito alla produzione netta, fino al termine del rispettivo periodo di diritto. Il 2016 è anche l'ultimo anno in cui i certificati verdi emessi (relativi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili fino al 2015) possono essere oggetto di negoziazione sul mercato organizzato dal GME. Gli ultimi certificati verdi che resteranno invenduti potranno essere oggetto di ritiro da parte del GSE fino alla loro scadenza e fino a esaurimento.

La tavola 2.23 mostra gli esiti delle contrattazioni avvenute nel mercato gestito dal GME nel corso dell'anno solare 2015. Nella tavola sono raggruppate le contrattazioni distinguendo per tipo di prodotto negoziato, ovvero certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti da fonte rinnovabile (IAFR), e certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti di cogenerazione abbinata a teleriscaldamento (per la quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento), in entrambi i casi con indicazione dell'anno di riferimento.

Nella tavola sono mostrati anche gli esiti delle contrattazioni *over-the-counter* registrate sulla Piattaforma dei bilaterali certificati verdi (PBCV).

Si nota che il numero dei certificati verdi complessivamente oggetto di contrattazioni (pari a quasi 37 milioni) è ulteriormente diminuito rispetto all'anno solare 2014 di quasi il 14%, dopo il calo (pari a circa il 5%) già riscontrato l'anno precedente rispetto al 2013. Nell'anno solare 2015 il prezzo medio di vendita nel mercato gestito dal GME è stato di 96,96 €/MWh, in aumento di circa il 5% rispetto al valore (pari a 92,71 €/MWh) registrato nel 2014, secondo un trend di crescita ormai pluriennale. Il meccanismo dei certificati verdi, prossimo all'esaurimento dei propri effetti, è sempre più caratterizzato da un eccesso di offerta, il che comporta l'allineamento dei prezzi di mercato al prezzo di ritiro, da parte del GSE, dei certificati verdi invenduti. Quest'ultimo, per come è definito, è aumentato negli ultimi anni per effetto della riduzione del prezzo medio di mercato dell'energia elettrica.

Per quanto riguarda i bilaterali, il prezzo medio registrato è stato di 89,39 €/MWh, in aumento di circa il 6% rispetto al prezzo di 84,11 €/MWh, riscontrato l'anno scorso.

La liquidità del mercato è stata pari al 19%, valore del tutto simile a quello riscontrato l'anno scorso che, invece, risultava in aumento rispetto al 2013. Come già rilevato l'anno scorso, i certificati verdi

TAV. 2.23

Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2015

Certificati negoziati in MWh; prezzo medio in €/MWh

TIPOLOGIA DI CERTIFICATI VERDI E ANNO DI RIFERIMENTO	MERCATO DEL GME		BILATERALI	
	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
Rinnovabili (2012)	167.772	88,95	2.372.868	77,25
Rinnovabili (2013)	599.245	89,72	5.223.695	88,23
Rinnovabili (2014)	2.576.586	96,60	7.522.412	85,91
Rinnovabili (2015)	3.568.299	98,93	13.332.310	95,31
Teleriscaldamento (2012)	0	-	9.336	89,28
Teleriscaldamento (2013)	18.504	85,47	453.197	63,10
Teleriscaldamento (2014)	15.607	84,42	921.885	82,87

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

relativi alla produzione di energia elettrica degli anni più recenti (2014 e 2015) sono stati scambiati in quantità nettamente predominante rispetto a quelli riferiti ad altri anni di produzione, soprattutto per quanto riguarda il mercato gestito dal GME (in particolare, la quota complessivamente raggiunta è pari al 95% del totale degli scambi); considerando invece anche gli scambi bilaterali, essa scende a circa il 73%.

Nel corso dell'anno 2015, infine, si è svolta anche una sessione dedicata al GSE (nel mese di aprile, in particolare), nel corso della quale non sono stati assegnati certificati verdi, a differenza dell'anno precedente quando erano stati scambiati 36.580 certificati verdi.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

Nell'anno 2015 il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE), altresì conosciuti come "certificati bianchi", introdotto con i decreti del Ministro delle attività produttive 20 luglio 2004 e successivamente oggetto di una prima revisione mediante il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 21 dicembre 2007, ha raggiunto il traguardo di dieci anni dall'entrata in vigore. Da ultimo, il decreto interministeriale 28 dicembre 2012 ha stabilito gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per i distributori di energia elettrica e gas naturale sino al 2016, disponendo, al contempo, rilevanti modifiche nella struttura e nella gestione del meccanismo, in precedenza in capo all'Autorità e ora invece assegnate al GSE.

Il decreto del 2012 prevede, altresì, un meccanismo di incremento della quota relativa all'obbligo quantitativo nazionale. In particolare, a partire dal 2014, nel caso in cui l'effettivo risparmio energetico conseguito registri un ammontare in eccesso superiore al 5% degli

obiettivi nazionali, l'obbligo relativo all'anno successivo verrà incrementato della parte eccedente il 5%.

I TEE vengono rilasciati a seguito di incrementi di efficienza energetica per una durata di 5-8 anni e hanno valore proporzionale al risparmio energetico addizionale conseguito, secondo il c.d. "coefficiente di durabilità". Essi sono emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori, delle società operanti nel settore dei servizi energetici (E.S.Co.), dei soggetti che hanno ottemperato all'obbligo di nomina dell'*energy manager* ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 10, e, a partire dal 2013, delle società che provvedono volontariamente alla nomina dell'*energy manager* ovvero si dotino di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001.

Il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE, suddivisi tra le seguenti tipologie progressivamente previste dall'Autorità per tenere conto delle modifiche alla normativa di riferimento:

- tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso interventi di riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso interventi di riduzione dei consumi di gas naturale;
- tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso interventi diversi dai precedenti;
- tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati con le modalità previste dall'art. 30 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, ovvero approvate con il decreto interministeriale 28 dicembre 2012;
- tipo V, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel

TAV. 2.24

Esiti della contrattazione del mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2015
Quantità in TEE; prezzi in €/TEE

TIPOLOGIA	MERCATO DEL GME		BILATERALI	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
I	1.010.344	104,65	962.363	97,56
II	2.037.690	104,47	3.045.452	90,81
II-CAR	290.286	105,48	501.547	101,09
III	441.564	104,74	437.721	103,28
V	293	104,00	0	-

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

settore dei trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per i TEE di tipo IV;

- tipo II-CAR, attestanti il conseguimento di risparmi di energia tramite la cogenerazione ad alto rendimento la cui entità è stata certificata sulla base di quanto disposto dal decreto ministeriale 5 settembre 2011;
- tipo IN, emessi a seguito dell'applicazione di quanto disposto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012 in materia di premialità per l'innovazione tecnologica;
- tipo E, emessi a seguito dell'applicazione di quanto disposto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012 in materia di premialità per la riduzione delle emissioni in atmosfera.

I soggetti obbligati (ovvero i distributori che alla data del 31 dicembre, per due anni antecedenti a ciascun obbligo, abbiano connessi

alla propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali) possono soddisfare i propri obblighi di risparmio energetico anche acquistando i relativi TEE da altri soggetti con contrattazioni bilaterali o sull'apposito mercato organizzato e gestito dal GME, che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento, progressivamente aggiornate.

Nel 2015, in particolare, sono stati scambiati complessivamente 8.727.260 TEE, in netto calo rispetto all'anno precedente (-40%). Di essi, circa il 43% è stato scambiato sul mercato organizzato (con un aumento, rispetto al 2014, pari al 12%); ciò evidenzia che, rispetto al 2014, sono calati drasticamente gli scambi avvenuti tramite contrattazioni bilaterali.

Rimangono irrisorie le emissioni di TEE corrispondenti a risparmi perseguiti nei settori dei trasporti, e di conseguenza i relativi scambi.

Mercato finale della vendita

Il numero di operatori presenti nelle tre articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali (maggior tutela, mercato libero e salvaguardia) e dei rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas è illustrato nella tavola 2.25.

Nel 2015, hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di svolgere (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita nel mercato di maggior tutela 135 soggetti, di cui 134 hanno risposto all'Indagine; le imprese che hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita nel mercato libero sono invece 487: 404 (cioè l'83%) di

queste ha risposto all'Indagine e tra loro ve ne sono 45 che hanno comunicato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno.

Tenendo conto che molti soggetti sono presenti in più di uno dei segmenti della vendita finale, il totale delle imprese operanti nel mercato della vendita finale elettrica non può essere calcolato come somma dei soggetti di ciascuna fase. D'altro canto, per analizzare lo sviluppo del numero di imprese che lavorano nel mercato finale della vendita elettrica, è sufficiente concentrarsi sul segmento del mercato libero, dati i vincoli all'ingresso di nuovi operatori esistenti nel mercato di salvaguardia e in quello di maggior tutela. Nel 2014

TAV. 2.25

Imprese di vendita di energia elettrica nel 2015

MERCATO	IMPRESE OPERANTI ^(A)	IMPRESE RISPONDENTI	DI CUI INATTIVE
Servizio di maggior tutela	135	134	-
Servizio di salvaguardia	2	2	-
Vendita ai clienti liberi	487	404	45

(A) Imprese che nell'Anagrafica operatori hanno dichiarato di svolgere l'attività nel 2015, anche per un periodo limitato dell'anno.

Fonte: Anagrafica operatori dell'Autorità e Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.26

Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente

Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2014	2015	VAR. % 2015-2014	2014	2015	VAR. % 2015-2014
Mercato di maggior tutela	57.963	56.911	-1,8%	25.407	24.208	-4,7%
Domestico	38.626	37.946	-1,8%	21.203	20.306	-4,2%
Non domestico	19.337	18.965	-1,9%	4.204	3.902	-7,2%
Mercato di salvaguardia	3.253	3.817	17,4%	75	85	12,7%
Mercato libero	186.587	192.420	3,1%	11.700	12.714	8,7%
Domestico	18.833	21.056	11,8%	8.425	9.377	11,3%
Non domestico	167.754	171.364	2,2%	3.275	3.337	1,9%
MERCATO FINALE	247.802	253.149	2,2%	37.181	37.007	-0,5%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

i soggetti operanti (cioè che hanno svolto l'attività di vendita elettrica anche per un periodo limitato dell'anno) erano pari a 136 nella maggior tutela, due nella salvaguardia e 450 nel libero.

Il numero di venditori di energia elettrica è, quindi, cresciuto nel 2015 di 37 unità, tutte sul mercato libero. Si mantiene quindi il trend di espansione che nel segmento della vendita perdura quasi ininterrottamente dal 2008 (Tav. 2.25).

La tavola 2.26 presenta la ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2015 al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete, nonché del numero totale dei clienti (approssimato, qui come in tutti i paragrafi dedicati alla vendita, dal numero dei punti di prelievo conteggiati secondo il criterio del *pro die*). La tavola è costruita sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori al mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono una copertura del 92% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2015³⁰ (ma questa percentuale può cambiare, tenuto conto della natura pre-consuntiva dei dati utilizzati, sia

di fonte Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso i venditori). I risultati dell'Indagine annuale (provvisori per il 2015) mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale poco più di 253 TWh a circa 37 milioni di clienti (Tav. 2.26). Complessivamente i consumi di energia sono cresciuti del 2,2% rispetto al 2014, mentre i consumatori sono diminuiti dello 0,5%.

Nonostante il recupero dei consumi elettrici, come accade ormai da qualche anno, il servizio della maggior tutela ha subito un altro ridimensionamento: la crescita complessiva, infatti, è da attribuire al mercato libero e alla salvaguardia; i consumi del settore domestico e quelli degli usi produttivi si sono un po' ripresi, dopo tre anni di continuo calo, seppure i livelli siano ancora molto distanti da quelli sperimentati prima della crisi economica.

Più precisamente, il settore domestico ha acquistato complessivamente 59 TWh contro i 57,5 TWh del 2014, registrando quindi un aumento del 2,7%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico – quest'anno poco più di 194 TWh in luogo dei precedenti 190 TWh – ha evidenziato una crescita del 2% rispetto al 2014.

³⁰ Per ottenere la percentuale indicata, occorre sommare ai consumi finali esposti nella tavola i dati raccolti nell'Indagine a titolo di autoconsumi (propri e di gruppo) e a titolo di vendita a clienti finali non allacciati a reti di distribuzione, che non sono inclusi nella tavola 2.24.

TAV. 2.27

Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione

Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

	2014				2015			
	MAGGIOR TUTELA	SALVA-GUARDIA	LIBERO	TOTALE	MAGGIOR TUTELA	SALVA-GUARDIA	LIBERO	TOTALE
VOLUMI								
Bassa tensione	57.963	1.109	69.589	128.660	56.911	1.340	73.578	131.829
Domestico	38.626		18.833	57.458	37.946	-	21.056	59.002
Non domestico	19.337	1.109	50.756	71.202	18.965	1.340	52.522	72.827
Media tensione	-	2.027	90.650	92.677	-	2.337	92.029	94.366
Alta/altissima tensione	-	117	26.348	26.465	-	141	26.813	26.954
TOTALE	57.963	3.253	186.587	247.802	56.911	3.817	192.420	253.149
PUNTI DI PRELIEVO								
Bassa tensione	25.409	68	11.599	37.076	24.208	77	12.614	36.900
Domestico	21.203	-	8.425	29.628	20.306	-	9.377	29.683
Non domestico	4.207	68	3.175	7.449	3.902	77	3.237	7.217
Media tensione	-	7,7	99	107	-	7,3	99	106
Alta/altissima tensione	-	0,0	1,0	1,0	-	0,03	0,9	0,9
TOTALE	25.409	75	11.700	37.184	24.208	85	12.714	37.007

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come in passato, la quota del mercato tutelato sul mercato totale si è ridotta, in termini sia di energia sia di clienti, a vantaggio del mercato libero e, quest'anno per la prima volta da qualche anno, anche a vantaggio della salvaguardia. In un mercato finale che complessivamente si è espanso (5,3 TWh venduti in più rispetto al 2014), i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di oltre 1 TWh (-1,8% rispetto al 2014), mentre nel mercato libero sono stati venduti 5,8 TWh in più (+3,1%), come pure nel regime di salvaguardia le vendite sono cresciute di 0,6 TWh.

Prosegue lo spostamento dei consumatori domestici verso il mercato libero. I punti di prelievo domestici sono complessivamente aumentati nel 2015 di circa 55.000 unità, ma il mercato tutelato ne ha persi 897.000 rispetto al 2014, mentre il libero ne registra 952.000 in più. Inoltre il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è decisamente più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.869 kWh/anno contro 2.246 kWh/anno. Nel 2015 è leggermente risalito in entrambi i mercati: di 47 kWh nel servizio di maggior tutela e di 10 kWh nel mercato libero. Nel 2015 il servizio di salvaguardia si è nuovamente ampliato, dopo anni in cui andava assottigliandosi: l'energia venduta è cresciuta del 17,4% (+0,6 TWh) recuperando la metà del calo registrato lo scorso anno; il numero di clienti serviti è aumentato di circa 9.500 unità (l'anno scorso ne aveva perse 17.500). Come si vedrà più in dettaglio nelle pagine che seguono (si veda il paragrafo dedicato), gli aumenti sono quasi integralmente da attribuire all'illuminazione pubblica.

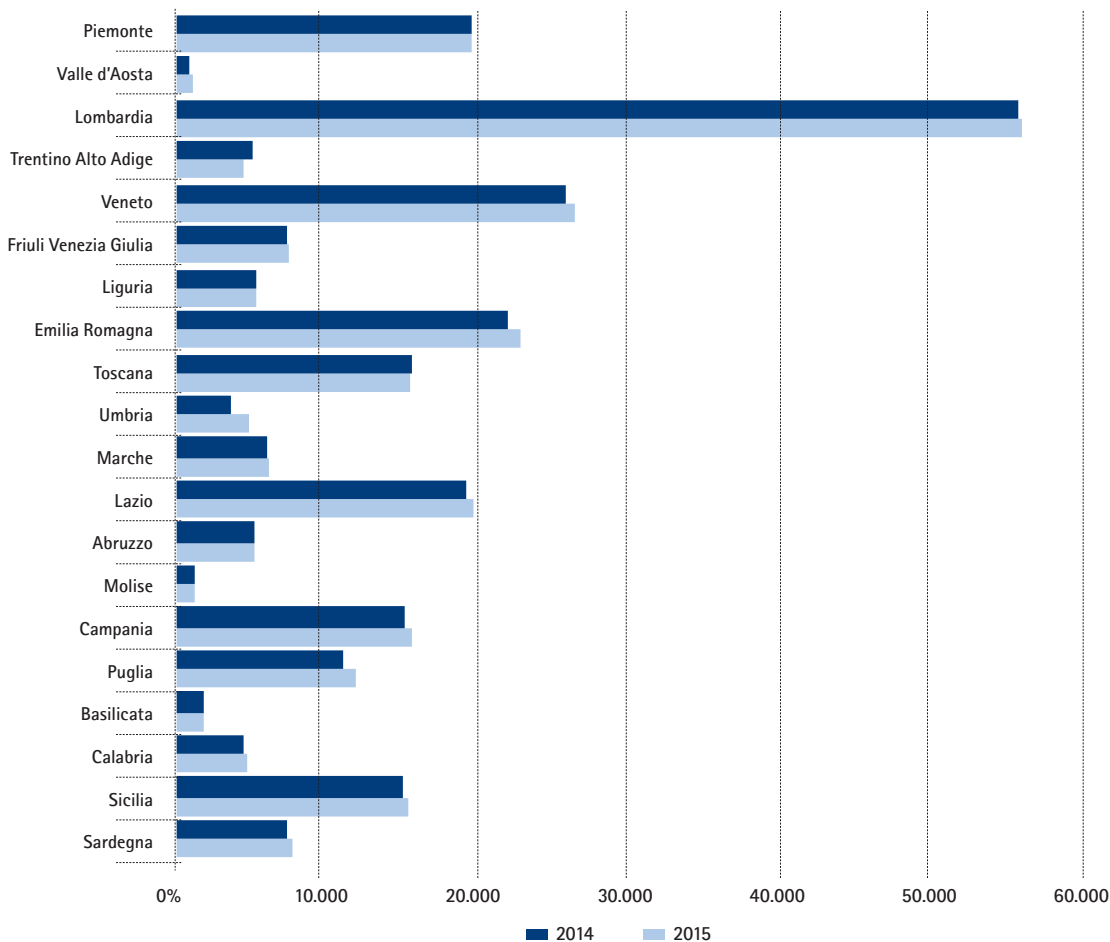
Come si è detto poco sopra, l'elettricità fornita sul mercato libero nel 2015 ha evidenziato un buon recupero: con 192,4 TWh venduti, infatti, il livello delle vendite è risalito del 3,1% tornando vicino a quello registrato nel 2011 (che fu di 196,3 TWh). Rispetto al 2011 il numero dei clienti complessivamente serviti è però quasi raddoppiato: i 7,7 milioni di allora si confrontano, infatti, con i 12,7 di oggi. Il consumo medio unitario si è pertanto notevolmente ridotto: dai 25.500 kWh/anno del 2011, nel 2015 è sceso a 15.100 kWh/anno. Il costante ridimensionamento è dovuto in parte all'ingresso in questo mercato dei consumatori domestici, tipicamente caratterizzati da valori di prelievo bassi, ma è soprattutto spiegato dal ripiegamento dei consumi non domestici. Nel 2015 le vendite del mercato libero al settore non domestico hanno registrato, in effetti, un aumento del 2,2% risalendo a 171,4 TWh, ma risultano ancora sotto ai livelli del 2013 (172,8 TWh).

Complessivamente, quindi, nel 2015 il mercato tutelato ha acquisito il 22,5% di tutta l'energia venduta al mercato finale (contro il 23,4% del 2014), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito l'1,5% (contro l'1,3% del 2014) e il mercato libero ne ha acquistato il 76% (contro il 75,3% del 2014). In termini di punti di prelievo il rapporto tende a rovesciarsi: il 65,4% dei clienti è tuttora servito in maggior tutela, il 34,4% è passato al mercato libero.

Analizzando il mercato della vendita finale sotto il profilo della tensione (Tav. 2.27), si osserva che nel 2015 i clienti allacciati in bassa tensione hanno acquistato il 43,2% dell'energia nel mercato

FIG. 2.14

Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione
GWh



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

di maggior tutela, l'1% tramite il servizio di salvaguardia e il 55,8% nel mercato libero. La porzione del mercato di maggior tutela è ovviamente più elevata (64,3%) se all'interno della bassa tensione si considerano i soli clienti domestici. I clienti non domestici connessi in bassa tensione hanno, infatti, acquisito solo il 26% dell'energia sul mercato di maggior tutela, l'1,8% in salvaguardia e il 72,1% nel mercato libero. Non vi sono, ovviamente, clienti allacciati in media o in alta tensione serviti dalla maggior tutela. La quota di energia fornita in regime di salvaguardia è più elevata nel caso dei clienti connessi in media tensione (2,5%), rispetto ai clienti in alta o altissima tensione (0,5%). Quasi tutta l'energia allacciata in alta o altissima tensione viene acquistata sul mercato libero (99,5%), che fornisce anche il 97,5% dell'elettricità utilizzata dai clienti in media tensione.

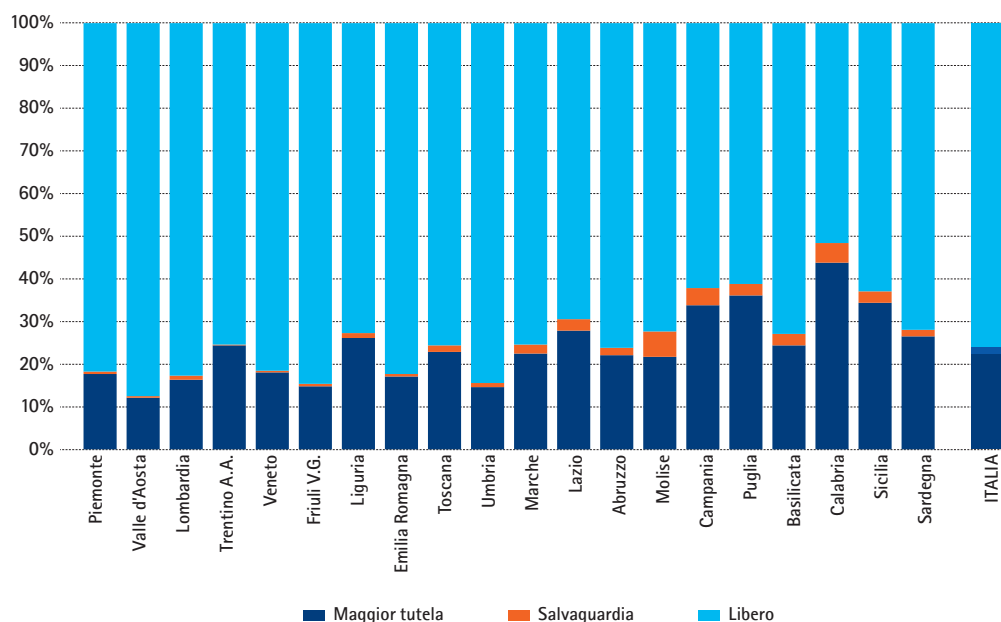
La distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Fig. 2.14) non evidenzia significativi mutamenti rispetto al 2014: la Lombardia rimane la regione con i consumi marcatamente più elevati e più che

doppi rispetto al Veneto, seconda regione con i consumi più elevati. Seguono – con valori consistenti – l'Emilia Romagna, il Lazio e il Piemonte. Le regioni che mostrano, al contrario, i valori di consumo più bassi sono la Valle d'Aosta, il Molise e la Basilicata. Quasi tutte le regioni presentano una crescita dei valori rispetto al 2014, con l'eccezione del Trentino Alto Adige e della Toscana dove invece si nota una riduzione. Occorre però ricordare che la percentuale di variazione nei volumi di vendita regionali è influenzata dai venditori che rispondono alle varie edizioni dell'Indagine (e soprattutto dalla loro localizzazione geografica).

La figura 2.15 illustra la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale che, pur vedendo la parte del mercato libero che cresce di anno in anno, si presenta abbastanza simile al 2014: la porzione di energia acquistata nel mercato libero risulta più ampia nelle regioni settentrionali, mentre nella maggior parte delle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela e della salvaguardia sono più estesi della media nazionale. In particolare, come

FIG. 2.15

Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione e tipologia di mercato
Ripartizione percentuale



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

negli anni precedenti, Valle d'Aosta e Friuli Venezia Giulia risultano i territori con le quote di mercato libero più elevate. Al terzo posto si colloca l'Umbria, novità del 2015. Altro elemento nuovo rispetto al 2014 è che le regioni in cui la quota del mercato libero ha raggiunto o supera l'80% sono divenute sette (le tre già menzionate più Lombardia, Emilia Romagna, Veneto e Piemonte), una in più rispetto all'anno precedente.

La regione Calabria mantiene, all'opposto, il primato della regione italiana con la più bassa percentuale di apertura del mercato ed è l'unica nella quale la quota del mercato libero sulle vendite complessive è ancora molto vicina al 50%. Percentuali ridotte si riscontrano anche in Puglia (61,3%), Campania (62,3%) e Sicilia (63%).

Con l'eccezione delle prime tre posizioni, la classifica (provvisoria) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2015 (Tav. 2.28) presenta alcune novità rispetto allo scorso anno per l'avvicinamento dei venditori nelle varie posizioni.

Con una quota ogni anno leggermente più bassa rispetto all'anno precedente, ma sempre distanziata dal gruppo inseguitore, l'operatore dominante dell'intero mercato resta il gruppo Enel, quest'anno al 33,7%, seguito da Edison con il 6,8% e da Eni con il 4,3%. Dei tre, solo Eni mostra una quota in aumento rispetto al 2014: i valori per lo scorso anno sono, infatti, 34% per Enel, 8,1% per Edison e 4% per Eni. Il gruppo Enel mantiene la sua importanza nel mercato totale grazie alla sua sostanziale dominanza nel c.d. *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa

tensione: più di metà di questo mercato – il 55,5%, per la precisione – è infatti servito da Enel, mentre Eni, che è in seconda posizione, possiede una quota del 4,2%.

Al contrario, nei segmenti dei clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, dal 2013 Enel non è più il primo operatore anche se mantiene quote di mercato poco distanti da quelle dei suoi concorrenti.

Nel 2015 il livello di concentrazione del mercato totale è lievemente diminuito: i primi tre operatori (gruppi societari) coprono il 44,8% delle vendite complessive (la quota era del 46,1% nel 2014); l'indice HHI è sceso da 1.330 a 1.297. Occorrono 16 gruppi (come lo scorso anno) per superare il 75%.

Nel 2015 il 73,8% dell'energia consumata dalle famiglie è stato venduto dal gruppo Enel (74,4% nel 2014); con una quota del 5,4%, il secondo gruppo è risultato Eni, mentre Acea ha mantenuto la terza posizione con il 3,9%. Complessivamente, i primi cinque operatori (Edison e A2A insieme a quelli già citati) detengono l'87,8% del settore domestico (l'88,8% nel 2014).

Prendendo a riferimento le vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 40,6%, rimane ben distanziata dal 4,3% del secondo gruppo che, per la prima volta, è risultato Gala. Seguono Hera con il 4,0%, Edison con il 3,6% ed Eni con il 3,3%.

Nel 2015 le vendite dei gruppi Edison ed Enel ai clienti non domestici in media tensione sono risultate quasi identiche: 8.896 GWh il primo

TAV. 2.28

Primi venti gruppi per vendite di energia elettrica al mercato finale nel 2015
GWh

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	POSIZIONE NEL 2014
		BT	MT	AT/AAT		
Enel	43.519	29.589	8.889	3.424	85.421	1°
Edison	1.330	2.658	8.896	4.232	17.116	2°
Eni	3.194	2.375	4.381	915	10.865	3°
Gala	65	3.152	6.072	175	9.463	6°
Hera	1.030	2.933	4.652	262	8.877	5°
Acea	2.289	2.146	2.772	1.323	8.530	4°
Axpo Group	16	1.297	2.619	3.703	7.636	10°
Sorgenia	308	1.616	3.729	381	6.033	7°
A2A	1.500	2.024	2.180	181	5.884	9°
E.ON	185	1.496	3.600	522	5.802	8°
Metaenergia	22	481	4.424	172	5.099	18°
C.V.A.	122	1.913	2.729	1	4.765	12°
Energetic Source	79	1.731	1.966	229	4.005	14°
Green Network	200	287	1.741	1.665	3.892	11°
Dolomiti Energia	553	1.220	1.710	217	3.699	15°
Iren	1.096	1.040	1.406	60	3.603	13°
Repower	0	1.778	1.636	5	3.419	16°
Duferco	30	413	505	2.286	3.235	19°
Engie	316	79	977	1.833	3.204	20°
Egea	34	405	2.149	248	2.836	17°
Altri operatori	3.114	14.194	27.335	5.121	49.764	-
TOTALE	59.002	72.827	94.366	26.954	253.149	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.29

Tassi di switching dei clienti finali nel 2014 e nel 2015

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2014		2015	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	10,3%	8,1%	10,1%	8,0%
Non domestico:	28,0%	15,8%	32,6%	15,8%
di cui:				
- bassa tensione	28,5%	15,6%	28,6%	15,5%
- media tensione	32,3%	28,7%	34,8%	34,4%
- alta e altissima tensione	17,1%	11,9%	34,6%	35,2%
TOTALE	24,2%	9,6%	27,6%	9,6%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

e 8.889 GWh il secondo. Pertanto entrambi i gruppi mostrano una quota analoga, pari al 9,4%. È cresciuta invece la quota del terzo gruppo, Gala, passata dal 5,5% del 2014 al 6,4%. Seguono poi Hera (4,9%) e Metaenergia (4,7%), mentre il gruppo Sorgenia, che nel 2014 era in quinta posizione, è sceso al settimo posto.

Appare più stabile la prima posizione del gruppo Edison nelle vendite a clienti allacciati in alta o altissima tensione, ai quali ha

fornito il 15,7% dell'energia complessivamente acquisita. In questo caso Edison è seguito da Axpo Group (13,7%), Enel (12,7%), Duferco (8,5%) ed Engie (6,8%).

Sulla base dei dati forniti dai distributori, anche il 2015 è stato caratterizzato da un intenso *switching*. Complessivamente, oltre 3,5 milioni di clienti (15.000 punti in meno del 2014), cioè il 9,6%, hanno cambiato fornitore almeno una volta nel

TAV. 2.30

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

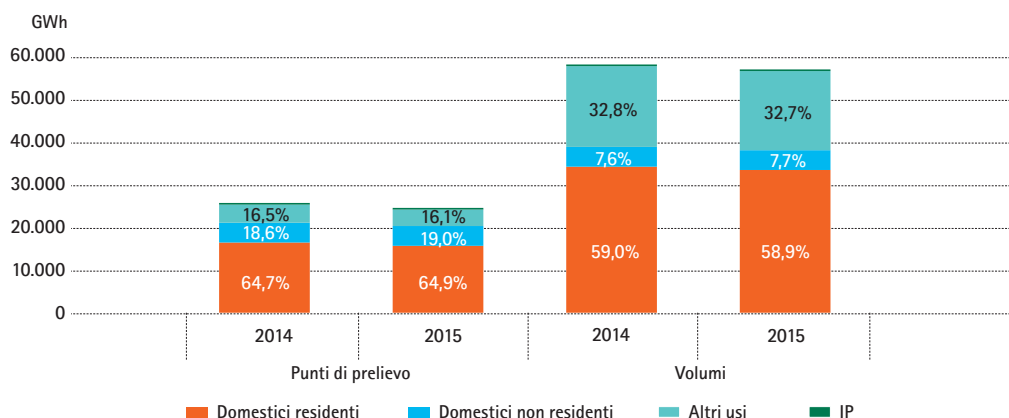
TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2014	2015	VARIAZIONE	2014	2015	VARIAZIONE
Domestici	38.626	37.946	-1,8%	21.203	20.306	-4,2%
Residenti	34.203	33.541	-1,9%	16.439	15.702	-4,5%
Non residenti	4.422	4.405	-0,4%	4.764	4.604	-3,4%
Illuminazione pubblica	314	362	15,2%	17	16	-6,4%
Altri usi	19.022	18.603	-2,2%	4.187	3.887	-7,2%
Fino a 16,5 kW	10.234	9.888	-3,4%	3.908	3.622	-7,3%
Oltre 16,5 kW	8.788	8.715	-0,8%	279	264	-5,1%
TOTALE	57.963	56.911	-1,8%	25.407	24.208	-4,7%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.16

Consumi e clienti serviti in maggior tutela nel 2015

GWh e quote percentuali



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

corso del 2015. In termini di volumi essi corrispondono quasi a più di un quarto (27,6%) del totale dell'energia distribuita (Tav. 2.29).

Per i clienti caratterizzati da minori consumi (domestici e non domestici in bassa tensione) lo *switching* risulta stabile rispetto al 2014 in termini sia di volumi sia di punti di prelievo. Più in dettaglio, nel 2015 hanno cambiato fornitore:

- l'8% delle famiglie (cioè circa 2 milioni e 400.000 punti di prelievo), corrispondente a una quota di energia del 10%;
- il 15,8% (cioè poco più di 1,1 milioni) dei clienti non domestici allacciati in bassa tensione, corrispondente a una quota di energia pari al 15,5%.

Diversamente dagli anni più recenti, il livello di *switching* del settore non domestico in media o in alta tensione ha ripreso vivacità anche in termini di punti di prelievo e non solo di energia: oltre un terzo di questa clientela ha cambiato fornitore nel corso del 2015, muovendo il 35% dei volumi complessivamente a essi distribuiti.

Servizio di maggior tutela

I consumatori domestici e le piccole imprese³¹ connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero usufruiscono del servizio di maggior tutela. Il servizio è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 utenti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale

³¹ Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono "piccole imprese" i clienti finali diversi dai clienti domestici aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %
Monoraria	1.566	2,8%	562	2,3%
Bioraria volontaria	770	1,4%	331	1,4%
Bioraria obbligatoria	36.427	64,0%	19.542	80,7%
Multioraria	18.148	31,9%	3.774	15,6%
TOTALE	56.911	100,0%	24.208	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.31

Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2015

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %
Domestici residenti fino a 3 kW	29.173	51,3%	14.586	60,3%
Monoraria	476	0,8%	267	1,1%
Bioraria volontaria	442	0,8%	202	0,8%
Bioraria obbligatoria	28.255	49,6%	14.117	58,3%
Domestici residenti oltre 3 kW	4.368	7,7%	1.116	4,6%
Monoraria	308	0,5%	76	0,3%
Bioraria volontaria	147	0,3%	37	0,2%
Bioraria obbligatoria	3.913	6,9%	1.003	4,1%
Domestici non residenti	4.405	7,7%	4.604	19,0%
Monoraria	75	0,1%	111	0,5%
Bioraria volontaria	70	0,1%	72	0,3%
Bioraria obbligatoria	4.260	7,5%	4.421	18,3%
Illuminazione pubblica	362	0,6%	16	0,1%
Monoraria	357	0,6%	15	0,1%
Multioraria	5	0,0%	0	0,0%
Altri usi fino a 16,5 kW	9.888	17,4%	3.622	15,0%
Monoraria	220	0,4%	89	0,4%
Bioraria	62	0,1%	18	0,1%
Multioraria	9.606	16,9%	3.516	14,5%
Altri usi oltre 16,5 kW	8.715	15,3%	264	1,1%
Monoraria	130	0,2%	5	0,0%
Bioraria	49	0,1%	1	0,0%
Multioraria	8.536	15,0%	258	1,1%
TOTALE	56.911	100,0%	24.208	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.32

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2015

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

indicate dall'Autorità. I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2015 sono stati venduti, nel mercato di maggior tutela, poco meno di 57 TWh a circa 24 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2014, i consumi sono scesi di circa 1 TWh (-1,8%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti del 4,7% (Tav. 2.30).

Come sempre, il numero di punti di prelievo serviti ha registrato forti cali: il servizio è nato, in effetti, al momento della completa

apertura del mercato per supportare le famiglie e le piccole imprese che non erano in grado di scegliere un fornitore, ma è destinato a esaurirsi nel tempo anche in forza di provvedimenti amministrativi. Così, lo scorso anno sono complessivamente usciti dal mercato di maggior tutela il 4,2% di famiglie, il 6,4% di punti relativi all'illuminazione pubblica e il 7,2% di clienti con altri usi. Nell'ambito dei clienti domestici, il calo più elevato si è registrato per i residenti (-4,5%), mentre una contrazione minore (-3,4) si è avuta nel caso

TAV. 2.33

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2015

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %	CONSUMO MEDIO
Domestici residenti fino a 3 kW	29.173	76,9%	14.586	71,8%	2.000
0-1.000 kWh	1.481	3,9%	2.891	14,2%	512
1.000-1.800 kWh	5.583	14,7%	3.928	19,3%	1.421
1.800-2.500 kWh	7.310	19,3%	3.410	16,8%	2.144
2.500-3.500 kWh	8.542	22,5%	2.908	14,3%	2.938
3.500-5.000 kWh	4.980	13,1%	1.232	6,1%	4.042
5.000-15.000 kWh	1.268	3,3%	218	1,1%	5.830
> 15.000 kWh	9	0,0%	0	0,0%	32.884
Domestici residenti oltre 3 kW	4.368	11,5%	1.116	5,5%	3.915
0-1.000 kWh	33	0,1%	63	0,3%	521
1.000-1.800 kWh	141	0,4%	96	0,5%	1.465
1.800-2.500 kWh	314	0,8%	143	0,7%	2.189
2.500-3.500 kWh	783	2,1%	259	1,3%	3.020
3.500-5.000 kWh	1.266	3,3%	302	1,5%	4.194
5.000-15.000 kWh	1.672	4,4%	246	1,2%	6.807
> 15.000 kWh	160	0,4%	7	0,0%	23.617
Domestici non residenti	4.405	11,6%	4.604	22,7%	957
0-1.000 kWh	1.044	2,8%	3.220	15,9%	324
1.000-1.800 kWh	902	2,4%	667	3,3%	1.351
1.800-2.500 kWh	628	1,7%	296	1,5%	2.121
2.500-3.500 kWh	635	1,7%	216	1,1%	2.940
3.500-5.000 kWh	504	1,3%	122	0,6%	4.117
5.000-15.000 kWh	546	1,4%	77	0,4%	7.094
> 15.000 kWh	147	0,4%	6	0,0%	26.409
TOTALE DOMESTICI	37.946	100%	20.306	100%	1.869

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

dei domestici non residenti. Per questi ultimi, probabilmente, è meno forte la spinta alla ricerca di condizioni economiche più favorevoli sul mercato libero. Poiché, in generale, nel 2015 i consumi energetici si sono ripresi, le riduzioni nei volumi di vendita non sono state altrettanto ampie (-1,8% per i domestici e -2,2% per gli altri usi); anzi, nel caso dell'illuminazione pubblica si è registrato, al contrario, un netto incremento dei consumi (15,2%). Di conseguenza sono rimaste praticamente immutate, rispetto al 2014, le quote dei vari usi sul consumo totale. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (37,9 TWh) che, in termini di numerosità (20,3 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'84% del mercato totale della maggior tutela (sceso complessivamente a poco più di 24 milioni di punti di prelievo) (Fig. 2.16). Il 77,3% dei clienti domestici serviti nel mercato della maggior tutela è rappresentato da famiglie residenti che acquistano l'87% dell'elettricità venduta alla clientela domestica. Il 92,9% delle famiglie residenti possiede un contratto con potenza sino a 3 kW.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel mercato di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria obbligatoria e la multioraria, che insieme contano per il 96,3% dei punti di prelievo (Tav. 2.31). Quasi tutti i clienti domestici (96,2%) pagano la tariffa bioraria obbligatoria, vale a dire quella condizione economica che varia per fascia oraria nella giornata e che, a partire dall'1 luglio 2010, viene applicata automaticamente ai clienti dotati di contatore elettronico riprogrammato; solo l'1,5% dei clienti paga la tariffa bioraria volontaria, quella cioè richiesta esplicitamente dai clienti anche prima dell'1 luglio 2010; al restante 2,2% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria. La porzione di clienti a tariffa bioraria obbligatoria è cresciuta dell'1% rispetto allo scorso anno, quella dei clienti con bioraria volontaria è diminuita dello 0,6%, così come quella dei clienti con tariffa monoraria si è ridotta dello 0,4%. Quest'ultima va rapidamente diminuendo di anno in anno, via via che gli *smart meter* sostituiscono i misuratori tradizionali: nel

TAV. 2.34

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2015

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONI	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	2.111	1.123	236	337	2.347	1.460
Valle d'Aosta	67	35	23	44	90	79
Lombardia	5.524	2.718	559	543	6.083	3.261
Trentino Alto Adige	580	292	69	99	649	392
Veneto	2.993	1.283	301	294	3.294	1.577
Friuli Venezia Giulia	753	375	72	89	825	464
Liguria	815	482	147	239	962	720
Emilia Romagna	2.308	1.073	275	287	2.583	1.360
Toscana	1.997	944	326	299	2.323	1.243
Umbria	428	200	56	55	484	255
Marche	822	399	95	119	917	517
Lazio	3.071	1.415	475	386	3.546	1.801
Abruzzo	661	340	100	165	761	506
Molise	158	90	22	42	180	132
Campania	3.103	1.354	331	264	3.434	1.618
Puglia	2.347	1.082	351	353	2.699	1.435
Basilicata	279	156	32	51	311	207
Calabria	1.193	557	202	267	1.395	824
Sicilia	3.089	1.308	532	486	3.621	1.793
Sardegna	1.242	476	200	186	1.442	662
ITALIA	33.541	15.702	4.405	4.604	37.946	20.306

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

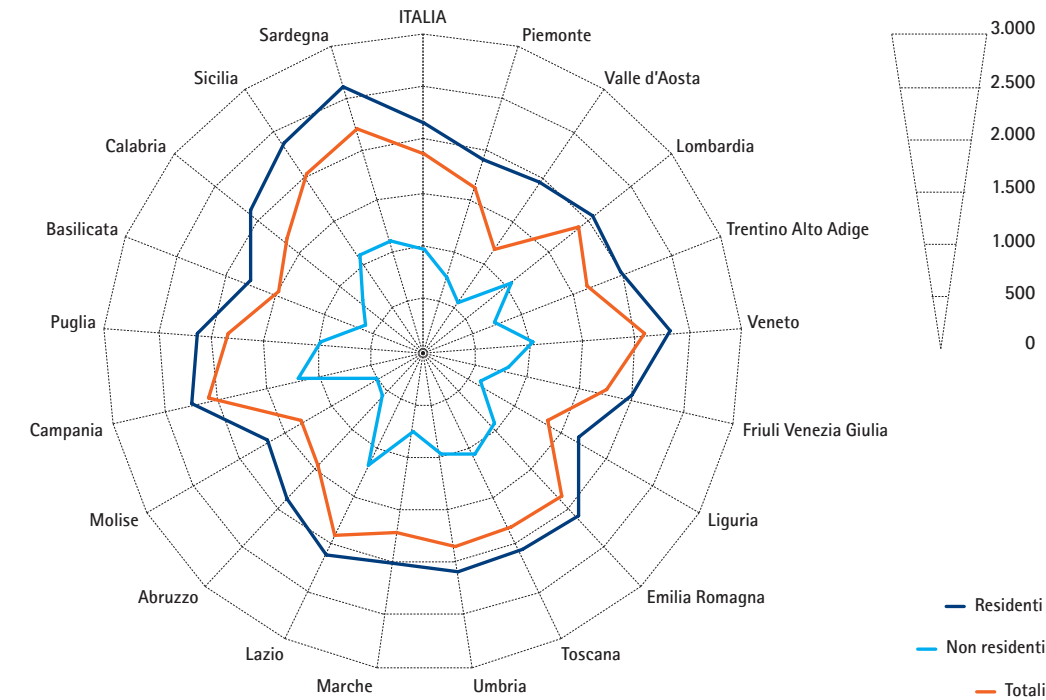
2015 è arrivata al 2,2% del totale dei clienti, ma nel 2010 era ancora pari al 65,9%. Diversamente da quanto è accaduto negli ultimi anni, nel 2015 il consumo medio unitario del cliente domestico è risalito, anche se di poco, a 1.869 kWh/anno (Tav. 2.33), dai 1.822 kWh registrati del 2014 (nel 2012 era pari a 2.014 kWh).

Il consumo medio delle famiglie italiane con un impianto di potenza fino a 3 kW (che rappresentano il 71,8% dei punti di prelievo domestici serviti in maggior tutela) è valutabile in 2.000 kWh/anno, un valore di circa 50 kWh superiore a quello osservato nel 2014. Più elevato, pari a 3.915 kWh, e anch'esso in aumento rispetto agli anni scorsi, è il consumo medio dei residenti con potenza superiore a 3 kW, che lo scorso anno era sceso a 3.788 kWh; in lievissima crescita rispetto al 2014 è anche il consumo medio dei non residenti, che nel 2015 è passato a 957 kWh contro i 928 kWh dell'anno precedente. Si osserva, inoltre, che fatto 100 il numero dei punti di prelievo residenti con potenza fino a 3 kW, che come si è appena detto rappresentano la parte più rilevante (72%) dei clienti domestici serviti nel mercato tutelato, ben 70 appartengono alle prime tre

classi di consumo: acquistano cioè al massimo 2.500 kWh/anno. Il 72,3% dei consumatori residenti con potenza superiore a 3 kW appartiene alle classi di consumo più elevate (da 2.500 a 15.000 kWh/anno); queste stesse tre classi rappresentano però il 4% di tutti i clienti domestici serviti in maggior tutela. Per quanto riguarda, invece, i punti di prelievo non residenti (perlopiù seconde case), il 70% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) e i consumi dell'84% di tali clienti non superano i 1.800 kWh/anno. La tavola 2.34 mostra la ripartizione regionale della clientela domestica servita in maggior tutela, sostanzialmente invariata rispetto allo scorso anno, seppure su quantitativi di consumo e di punti di prelievo inferiori. La Lombardia rappresenta la regione più importante: qui, infatti, è localizzato il 16,1% dei punti di prelievo che acquista un'analoga quota dei volumi. Seguono per numerosità di punti di prelievo (ma le quote sono simili anche per i volumi di vendita): il Lazio e la Sicilia (entrambi quasi al 9%), la Campania (8%), il Veneto (7,8%), il Piemonte e la Puglia (entrambi poco sopra al 7%). Otto regioni registrano una quota di punti di prelievo compresa tra il

FIG. 2.17

Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2015
KWh/anno



TAV. 2.35

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2015
Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia; consumi medi in kWh

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
Monoraria	860	453	1.897
0-1.000 kWh	57	177	319
1.000-1.800 kWh	110	80	1.378
1.800-2.500 kWh	131	61	2.132
2.500-3.500 kWh	180	61	2.955
3.500-5.000 kWh	190	46	4.147
5.000-15.000 kWh	180	28	6.469
> 15.000 kWh	13	0	30.079
Bioraria (obbligatoria o volontaria)	37.087	19.853	1.868
0-1.000 kWh	2.501	5.996	417
1.000-1.800 kWh	6.515	4.611	1.413
1.800-2.500 kWh	8.122	3.789	2.144
2.500-3.500 kWh	9.780	3.322	2.944
3.500-5.000 kWh	6.560	1.610	4.073
5.000-15.000 kWh	3.306	512	6.454
> 15.000 kWh	302	12	24.866
TOTALE	37.946	20.306	1.869

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

2% e il 7%, mentre sono cinque le regioni la cui numerosità dei punti di prelievo è inferiore al 2% (i punti di prelievo di Molise e Valle d'Aosta sono meno dell'1% del totale). Per quanto riguarda la ripartizione tra residenti e non residenti all'interno delle varie regioni, si osserva

che Valle d'Aosta, Liguria, Abruzzo, Molise e Calabria sono le regioni con la quota maggiore di punti di prelievo non residenti (intorno al 32% per tutte tranne che per la Valle d'Aosta, dove raggiunge il 56%). Al contrario, Campania, Lombardia, Veneto e Friuli Venezia

TAV. 2.36

CLASSE DI CONSUMO	POTENZA FINO A 16,5 kW			POTENZA SUPERIORE A 16,5 kW			TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
< 5 MWh	3.570	3.080	1.159	102	47	2.184	3.672	3.127
5-10 MWh	2.201	317	6.951	254	34	7.510	2.456	351
10-15 MWh	1.295	107	12.142	349	28	12.554	1.644	134
15-20 MWh	893	52	17.213	425	24	17.582	1.318	76
20-50 MWh	1.769	64	27.767	2.666	82	32.570	4.434	146
50-100 MWh	150	3	58.575	2.455	36	68.577	2.605	38
100-500 MWh	9	0	134.490	2.285	14	161.847	2.293	14
500-2.000 MWh	1	0	953.694	112	0	697.939	113	0
2.000-20.000 MWh	0	0	3.403.560	15	0	2.952.774	15	0
20.000-50.000 MWh	-	-	-	52	0	20.963.040	52	0
TOTALE	9.888	3.622	2.730	8.715	264	32.950	18.603	3.887

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2015

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

Giulia sono le regioni in cui la quota di clienti non residenti è minima (circa 16% nelle prime due e 19% nelle ultime due).

Come negli anni scorsi, i consumi medi restano relativamente poco differenziati sul territorio, specie se si considerano quelli delle famiglie residenti (Fig. 2.17). I consumi dei residenti sono tendenzialmente maggiori al Sud, probabilmente per ragioni climatiche.

Il consumo dei residenti più elevato si registra in Sardegna, che mostra un valore di quasi 500 kWh superiore alla media nazionale. Viceversa, la regione con il consumo dei residenti più basso è la Liguria, dove si acquistano 443 kWh in meno rispetto alla media nazionale. Altre regioni che mostrano valori abbastanza distanti dalla media nazionale sono – in positivo – la Sicilia (+226 kWh), il Veneto (+196 kWh) e la Campania (+155 kWh), e – in negativo – il Molise (-388 kWh), la Basilicata (-344 kWh) e la Valle d'Aosta (-218 kWh).

Il confronto tra i consumi medi dei clienti con prezzo monorario e quelli dei clienti con prezzo biorario non mostra differenze particolarmente rilevanti, con l'eccezione della classe più bassa (Tav. 2.35). Infatti, escludendo la prima classe, per la quale i clienti con condizione bioraria acquistano in media il 31% in più di quelli con tariffa monoraria, i consumi dei clienti a condizione bioraria – sia essa volontaria o obbligatoria – risultano sempre superiori (anche se in misura modesta e via via più ridotta all'aumentare del consumo annuo) a quelli dei clienti monorari, sino alla soglia dei 2.500 kWh annui. Quando l'uso dell'energia elettrica diviene più intenso, e cioè nelle ultime tre classi, i clienti con condizione bioraria mostrano, invece, consumi medi via via più bassi di quelli dei clienti con

condizione monoraria. Ciò è coerente con l'ipotesi di una maggiore attenzione verso i consumi elevati da parte dei clienti con condizione bioraria.

La tavola 2.36 propone la ripartizione dei volumi (18,6 TWh) e dei punti di prelievo (circa 3,9 milioni) serviti nel mercato della maggior tutela relativi agli altri usi dell'energia elettrica (che non includono l'illuminazione pubblica), suddivisi per classe di consumo.

I punti di prelievo con potenza inferiore a 16,5 kW rappresentano il 93,2% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela e ne acquistano il 53%. Come nel 2014, circa un quinto (19,7%) dell'energia per altri usi è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (< 5 MWh/anno), che costituiscono l'80,5% dell'intera platea di consumatori non domestici. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui che variano tra 5 MWh e 10 MWh, comprende un altro 9% dei punti di prelievo non domestici e assorbe il 13% dell'elettricità venduta per altri usi. In pratica, l'89,5% dei clienti non domestici che acquistano energia elettrica per altri usi mostra consumi annui che non superano i 10 MWh.

I punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW rappresentano solo il 6,8% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela, ma assorbono il 47% delle vendite totali. Questi clienti sono ovviamente caratterizzati da consumi annui più elevati: metà dei punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW ricade nelle classi con consumi compresi tra 20 e 500 MWh.

La distribuzione regionale dei clienti non domestici (altri usi), praticamente immutata rispetto al 2014, è illustrata nella tavola 2.37. Anche in questo caso la Lombardia risulta la regione più importante

TAV. 2.37

Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2015

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

REGIONI	FINO A 16,5 kW		OLTRE 16,5 kW		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	599	245	496	19	1.094	264
Valle d'Aosta	28	13	19	1	47	14
Lombardia	1.295	447	1.671	49	2.966	496
Trentino Alto Adige	203	70	242	7	445	77
Veneto	689	250	748	23	1.437	273
Friuli Venezia Giulia	147	58	138	5	285	63
Liguria	269	120	165	6	434	126
Emilia Romagna	652	264	650	21	1.302	285
Toscana	615	251	595	19	1.210	270
Umbria	118	50	107	4	225	54
Marche	223	100	233	7	456	107
Lazio	1.104	353	839	21	1.943	374
Abruzzo	194	73	157	5	351	78
Molise	48	20	31	1	80	21
Campania	1.118	336	649	16	1.767	353
Puglia	840	325	711	22	1.552	347
Basilicata	82	44	63	2	145	46
Calabria	380	141	274	8	654	150
Sicilia	953	344	687	20	1.640	364
Sardegna	331	118	238	8	570	126
ITALIA	9.888	3.622	8.715	264	18.603	3.887

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

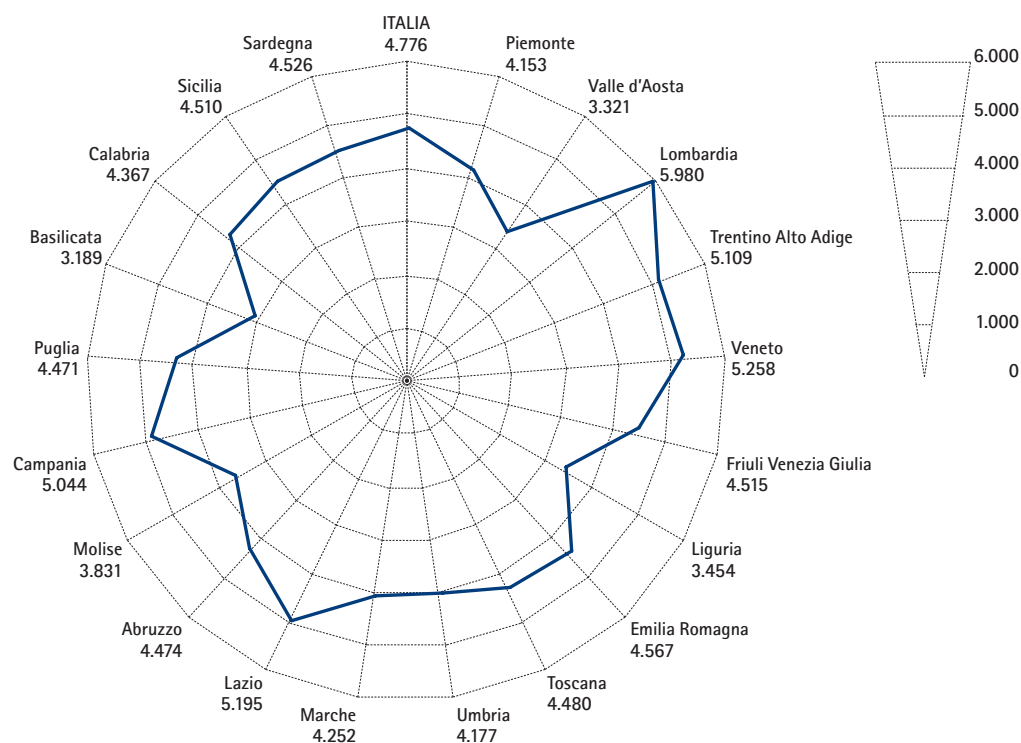
in termini sia di numero di punti di prelievo (12,8%) sia di volumi acquistati (15,9%) del totale nazionale. Molto rilevanti sono anche Lazio, Sicilia, Campania e Puglia, che contano ciascuno intorno al 9% del totale nazionale, in termini sia di punti di prelievo sia di energia acquistata. Seguono, a breve distanza, Emilia Romagna, Toscana, Veneto e Piemonte, con quote di punti di prelievo intorno al 7% (le cinque regioni insieme raggiungono il 28,1% del totale nazionale) e di volumi acquisiti (complessivamente il 27,1% del totale).

Anche per gli altri usi si osservano complessivamente valori di consumo medio regionali non troppo dissimili intorno alla media nazionale, nel 2015 risalita a 4.787 kWh dai 4.543 kWh del 2014. Fanno eccezione per i valori elevati: Lombardia, Trentino Alto Adige e Veneto (i cui valori di consumo medio risultano maggiori del dato nazionale, rispettivamente, di 1.193, 1.016 e 471 kWh). Al contrario, i valori più bassi si osservano in Basilicata, Valle d'Aosta, Liguria e Molise, dove il dato di consumo medio è molto inferiore al valore nazionale (rispettivamente di 1.597, 1.465, 1.333 e 956 kWh), come si può osservare nella figura 2.18. Il consumo medio, tuttavia, risulta molto diverso se calcolato tra le due tipologie di clienti: quello dei

soggetti con potenza impegnata fino a 16,5 kW, infatti, è pari a 2.730 kWh, mentre quello dei soggetti con potenza superiore a 16,5 kW risulta pari a 32.950 kWh (Tav. 2.36), entrambi in aumento sui corrispondenti valori del 2014 (2.618 kWh e 31.535 kWh, rispettivamente). Nell'ambito di tali tipologie, la variabilità territoriale tende a rimanere quella descritta in termini generali.

Da sottolineare è anche che la condizione economica assolutamente prevalente tra gli altri usi è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 97,1% dei punti di prelievo e al 97,5% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria, che appartiene al 2,4% dei punti di prelievo (1,9% dei volumi). Residuali, invece, sono le quote della tariffa bioraria, con le quali viene fatturato lo 0,5% dei clienti ovvero lo 0,6% dell'energia acquistata in questa tipologia contrattuale.

Le ripartizioni dei volumi (362 GWh) e dei punti di prelievo (circa 16.000) relativi all'uso di illuminazione pubblica venduti nel mercato di maggior tutela sono illustrate, infine, nella tavola 2.38. Questa tipologia di utenti è l'unica, come si è visto nelle pagine precedenti, i cui consumi risultano aumentati nel corso del 2015, nonostante la



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.18

Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2015
kWh

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE %	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	11	3,0%	6	38,3%	1.819
5-10 MWh	16	4,4%	2	14,0%	7.250
10-15 MWh	18	4,9%	1	9,3%	12.330
15-20 MWh	18	4,9%	1	6,6%	17.368
20-50 MWh	96	26,5%	3	19,1%	32.126
50-100 MWh	94	25,8%	1	8,6%	69.464
100-500 MWh	94	26,1%	1	3,9%	154.954
500-2.000 MWh	14	4,0%	0	0,1%	785.497
2.000-20.000.000 MWh	2	0,4%	0	0,0%	2.823.616
TOTALE	362	1	16	1	23.241

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.38

Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2015
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

contemporanea riduzione dei punti di prelievo alimentati. Per questo motivo il consumo medio unitario è cresciuto del 23%, risalendo a 23.241 kWh/anno, contro i 18.883 kWh/anno del 2014.

Circa metà dei punti di prelievo (52,3%) ricade nelle prime due classi di consumo, che insieme acquisiscono il 74% dei volumi complessivamente venduti. Ma l'80% circa (78,3% per esattezza) dell'energia venduta per l'illuminazione pubblica, tuttavia, è acquistata dai punti di prelievo che si collocano nelle tre classi di consumo comprese tra 20 e 500 MWh, che insieme rappresentano il 31,7% di tutti i clienti

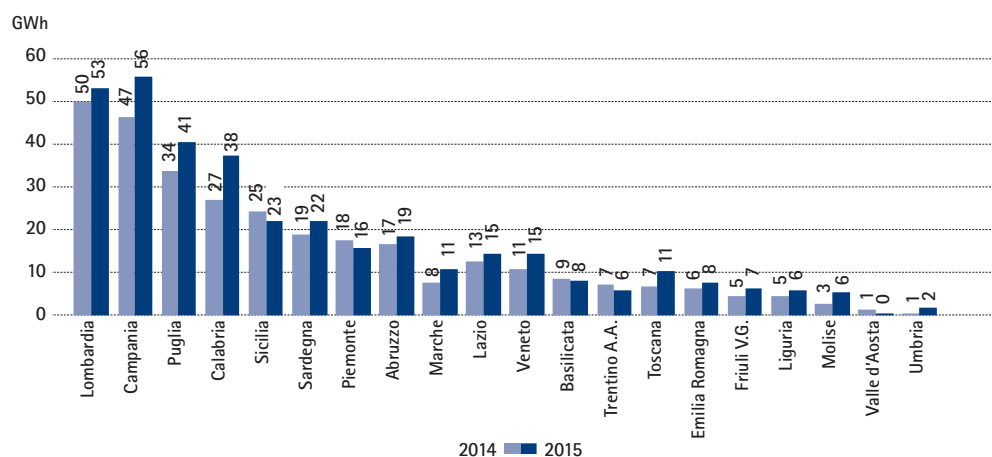
dell'illuminazione pubblica. I consumi medi delle diverse classi sono, naturalmente, molto differenziati.

Nella figura 2.19 si può osservare la ripartizione per regioni dell'energia acquistata tramite il servizio di maggior tutela per l'illuminazione pubblica nel 2014 e nel 2015. Nel grafico, le regioni sono presentate in ordine decrescente per ampiezza della superficie.

I volumi maggiori si osservano, ancora una volta, in Lombardia (53 GWh), seguita dalla Campania (56 GWh) e dalla Puglia (41 GWh). I consumi, in effetti, mostrano un generale trend decrescente, con

FIG. 2.19

Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione
GWh



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.39

Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2015
Volumi in GWh

RAGIONE SOCIALE	2015	QUOTA	POSIZIONE NEL 2014
Enel Servizio Elettrico	48.776	85,7%	1°
Acea Energia	2.833	5,0%	2°
A2A Energia	1.939	3,4%	3°
Iren Mercato	661	1,2%	4°
Trenta	399	0,7%	5°
Hera Comm	326	0,6%	6°
Azienda Energetica Trading - Etschwerke Trading	250	0,4%	9°
Acegas-Aps Service	364	0,6%	7°
Agsm Energia	132	0,2%	10°
C.V.A. Trading	118	0,2%	11°
AIM Energy	87	0,2%	12°
Amet	55	0,1%	13°
Asm Vendita e Servizi	50	0,1%	15°
Gelsia	47	0,1%	16°
Azienda Pubbliservizi Brunico	47	0,1%	17°
Altri esercenti	828	1,5%	-
TOTALE	56.911	100,0%	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

alcune eccezioni (Campania, Abruzzo e Toscana, principalmente). Dalla figura si può notare, inoltre, come l'aumento complessivo dei consumi dell'illuminazione pubblica rispetto al 2014 sia piuttosto diffuso territorialmente: solo in cinque regioni, infatti, i volumi acquistati nel 2015 risultano inferiori a quelli consumati nel 2014. I soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di energia elettrica a clienti tutelati nel 2015 sono 135, uno in meno rispetto al 2014. Di questi hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 133 esercenti.

La concentrazione nel mercato della maggior tutela è lievemente cresciuta rispetto al 2014. La quota del principale esercente, Enel Servizio Elettrico, è infatti risalita di tre decimi di punto percentuale, dall'85,4% del 2014 all'85,7%; seguono Acea Energia (5% come nel 2014), A2A Energia (3,4%, mentre nel 2014 era 3,6%) e Iren Mercato (1,2% come nel 2014). Come lo scorso anno, gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%. Gli operatori che non sono presenti nella tavola coprono insieme l'1,5% del mercato di maggior tutela, lo stesso valore che avevano l'anno prima (Tav. 2.39). Misurata con l'indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori), la concentrazione

passa dal 93,9% del 2014 al 94,1%, mentre se si utilizza l'indice HHI sale da 7.328 a 7.385 (si ricorda che il valore di 10.000 indica concentrazione massima).

Le operazioni societarie più rilevanti che sono avvenute nel corso del 2015 tra gli esercenti il servizio di maggior tutela sono le seguenti:

- dall'1 gennaio il Comune di Silandro ha ripreso in carico l'attività di vendita a clienti tutelati da Asm Silandro in liquidazione;
- l'1 luglio AEM Gestioni (la *multitutility* del comune di Cremona) ha ceduto l'attività di vendita a clienti tutelati elettrici a Linea Più e contemporaneamente ha assunto la denominazione di Linea Reti Impianti (inserendosi nello stesso gruppo societario);
- sempre dall'1 luglio, Marche Energie, la *joint venture* partecipata al 70% da Estra Energie e al 30% da Odoardo Zecca, ha ceduto l'attività di vendita a clienti tutelati a Prometeo. Quest'ultima è la società di vendita di elettricità e gas del gruppo Edma, Energia del Medio Adriatico, la *holding* con sede ad Ancona, costituita dalla *utility* marchigiana Multiservizi e dalla toscana Estra;
- l'1 dicembre 2015 Eni ha incorporato la società Est Più, entrando quindi anche nel segmento della vendita di maggior tutela; Est Più, che svolgeva pure l'attività di vendita a clienti finali liberi dell'energia elettrica, era già al 100% di Eni;
- il 31 dicembre 2015 ACSM – Azienda Consorziale Servizi Municipalizzati, che operava nel territorio di Primiero (TN), ha ceduto l'attività di vendita di energia elettrica a clienti tutelati ad ACSM Trading.

Dall'inizio del 2016, si sono registrate inoltre le seguenti operazioni:

- ASP – Azienda Servizi Polverigi, che opera nel comune di Ancona, ha ceduto l'attività a Prometeo con decorrenza 1 gennaio;
- in provincia di Trento è stato istituito il nuovo Comune di Sella Giudicarie, nato dalla fusione dei comuni di Roncone, Bondo, Breguzzo, Lardaro, per un totale di 2.918 abitanti;
- come si è già detto nelle pagine dedicate alla distribuzione elettrica, è proseguita la riorganizzazione delle attività di distribuzione e di vendita ai clienti tutelati dell'energia elettrica nella provincia di Bolzano dove, con decorrenza 1 gennaio, Selnat ha ceduto la rete di distribuzione di energia elettrica in quattro comuni: Stelvio, Silandro, Prato allo Stelvio e Sarentino. Agli

stessi esercenti che hanno acquisito la distribuzione da Selnat – che sono, rispettivamente, Azienda Elettrica Stelvio Società Cooperativa, Azienda Energetica Prato Società Cooperativa, Comune di Silandro e Consorzio ERD – è stata ceduta da Enel Servizio Elettrico anche l'attività di vendita in maggior tutela. Per effetto di queste cessioni, nei comuni indicati si sono quindi riunificate in capo allo stesso esercente l'attività di distribuzione con quella del servizio di vendita di maggior tutela. Da ricordare che Selnat è la società alla quale era passata, nel 2011, l'intera rete di distribuzione dell'energia elettrica dell'Enel in Alto Adige. Nei comuni indicati, tuttavia, Selnat effettuava solo la distribuzione di energia elettrica, mentre il servizio di maggior tutela era svolto, per conto di Selnat, da Enel Servizio Elettrico;

- il 19 febbraio 2016 l'impresa Elettrica D'Anna e Bonaccorsi ha variato la sua natura giuridica, passando da società in nome collettivo a società a responsabilità limitata e a fine marzo Trenta Energia ha cambiato ragione sociale in Dolomiti Energia.

Mercato libero

Come si è visto nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2015 sono stati venduti 192,4 TWh, il 3,1% in più del 2014, a 12,7 milioni di clienti, cresciuti dell'8,7% rispetto al 2014. Il mercato libero è in costante espansione per il numero dei clienti, ma non per l'energia venduta: quella dello scorso anno, infatti, è la prima variazione nettamente positiva dal 2011.

Indipendentemente dalle quantità vendute, si registra da anni una costante crescita nel numero di imprese attive e il 2015 non ha fatto eccezione: il numero di venditori attivi è salito di 39 unità (+12%). Perciò il volume di vendita medio unitario delle imprese che operano su questo mercato continua invariabilmente a ridursi. Nel 2015 è sceso a 536 GWh, il valore storicamente più basso rilevato sinora, equivalente alla metà di quello del 2009 (Tav. 2.40), nonché al 40% di quello osservato nel 2007, anno di completa apertura del mercato. Come sempre l'incremento numericamente più significativo delle imprese di vendita è avvenuto nella classe di operatori più piccola (quelli con vendite inferiori a 0,1 TWh) dove il numero di venditori è salito di 40 unità, passando dai 222 del 2014 a 262. Tra i grandi è da sottolineare il rientro di Eni nella prima classe (nel 2014 era scesa nella seconda): per questo il numero di venditori con oltre 10 TWh è aumentato di un'unità. Poiché dalla terza classe è salito un

TAV. 2.40

Attività dei venditori nel periodo 2009-2015 per classe di vendita

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Numero di esercenti maggior tutela	147	149	137	136	136	136	135
Numero di venditori attivi	177	193	196	230	275	320	359
Oltre 10 TWh	2	4	3	2	3	2	3
5-10 TWh	6	4	9	8	7	7	7
1-5 TWh	22	20	19	23	23	23	25
0,1-1 TWh	53	65	63	56	60	66	62
Fino a 0,1 TWh	94	100	102	141	182	222	262
Volume venduto (TWh) ^(A)	181,0	182,8	196,1	189,5	189,7	186,6	192,4
Oltre 10 TWh	68,3	77,9	70,9	55,4	62,6	53,4	62,4
5-10 TWh	44,5	31,5	63,0	59,5	45,0	48,4	45,8
1-5 TWh	46,3	44,5	34,4	50,0	56,7	58,7	58,3
0,1-1 TWh	19,5	26,9	25,7	21,8	22,2	22,7	22,1
fino a 0,1 TWh	2,3	2,0	2,0	2,8	3,1	3,3	3,8
Volume medio unitario (GWh)	1.022	947	1.000	824	690	583	536
Oltre 10 TWh	34.165	19.474	23.643	27.694	20.853	26.700	20.798
5-10 TWh	7.415	7.878	7.002	7.439	6.434	6.918	6.538
1-5 TWh	2.105	2.227	1.811	2.174	2.467	2.553	2.332
0,1-1 TWh	369	414	408	389	371	344	357
fino a 0,1 TWh	24	20	20	20	17	15	15

(A) I volumi relativi alle vendite sul mercato libero coprono solo una parte dei volumi rilevati da Terna, comunque non inferiore all'89% negli anni 2008-2010.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.41

Mercato libero per tipologia di cliente e tensione

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2014	2015	VARIAZIONE	2014	2015	VARIAZIONE
Bassa tensione	69.589	73.578	5,7%	11.599	12.614	8,7%
Domestico	18.833	21.056	11,8%	8.425	9.377	11,3%
Illuminazione pubblica	4.879	4.592	-5,9%	224	217	-3,2%
Altri usi	45.877	47.930	4,5%	2.950	3.020	2,4%
Media tensione	90.650	92.029	1,5%	99	99	-0,5%
Illuminazione pubblica	373	384	3,0%	1	0,99	-1,3%
Altri usi	90.277	91.645	1,5%	98	98	-0,5%
Alta e altissima tensione	26.348	26.813	1,8%	0,97	0,92	-5,7%
Altri usi	26.348	26.813	1,8%	0,97	0,92	-5,7%
TOTALE	186.587	192.420	3,1%	11.700	12.714	8,7%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

operatore (Metaenergia), il numero di soggetti inclusi nella classe di imprese con vendite comprese tra 5 e 10 TWh è rimasto invariato a sette. Anche la classe di imprese con vendite comprese tra 1 e 5 TWh è cresciuta di due unità: due imprese sono uscite (Metaenergia, appunto, salita nella classe superiore, e Illumia, scesa in quella inferiore) e quattro ne sono entrate (C.U.R.A. Consorzio Utilities Ravenna, Utilità, Electra Italia ed Emmecidue).

L'incremento delle vendite sul mercato libero registrato nel 2015 è andato quasi integralmente a vantaggio degli operatori più grandi. Il confronto con le quantità vendute nel 2014 mostra, infatti, che la prima classe ha venduto 9 TWh in più, le classi intermedie hanno registrato una perdita, complessivamente pari a 3,7 TWh, mentre l'ultima classe ha venduto mezzo terawattora in più.

TAV. 2.42

Mercato libero domestico nel 2015 per classe di consumo
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	817	3,9%	1.731	18,5%	472
1.000-1.800 kWh	3.080	14,6%	2.176	23,2%	1.415
1.800-2.500 kWh	4.338	20,6%	2.025	21,6%	2.142
2.500-3.500 kWh	5.903	28,0%	2.007	21,4%	2.941
3.500-5.000 kWh	4.337	20,6%	1.066	11,4%	4.070
5.000-15.000 kWh	2.355	11,2%	364	3,9%	6.470
> 15.000 kWh	226	1,1%	8	0,1%	27.966
TOTALE DOMESTICI	21.056	100,0%	9.377	100,0%	2.246
DI CUI CON CONTRATTO DUAL FUEL					
< 1.000 kWh	106	3,2%	279	18,3%	382
1.000-1.800 kWh	532	16,1%	376	24,7%	1.413
1.800-2.500 kWh	729	22,0%	341	22,4%	2.140
2.500-3.500 kWh	931	28,1%	317	20,8%	2.937
3.500-5.000 kWh	634	19,1%	156	10,3%	4.060
5.000-15.000 kWh	337	10,2%	52	3,4%	6.533
> 15.000 kWh	44	1,3%	1	0,1%	30.729
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	3.313	100,0%	1.522	100,0%	2.177

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I risultati dello spostamento dei volumi verso la prima classe di operatori da quelle inferiori e dell'affacciarsi di un sempre maggior numero di venditori sono stati, ovviamente, una notevole riduzione nei volumi medi unitari di vendita, in particolare di quello dei più grandi (-22%). Nell'ambito della prima classe, infatti, i volumi di vendita, che pure hanno evidenziato una notevole crescita (+16,9%), quest'anno si sono suddivisi tra tre operatori anziché tra due. L'unica classe in cui l'indicatore dei volumi medi è cresciuto è la penultima, dove la riduzione delle vendite è stata meno rilevante rispetto a quella del numero dei venditori.

Le prime tre classi di operatori (ovvero le prime 35 imprese, corrispondenti a poco meno del 10% dei venditori attivi) hanno coperto l'86,5% delle vendite complessive del 2015; le stesse cifre, calcolate nel 2014, erano, rispettivamente, pari a 10% e a 86%. In pratica, come succede da diverso tempo, una porzione sempre leggermente più piccola di imprese attive riesce di anno in anno a soddisfare una quota di consumi sempre lievemente più ampia, a dispetto del numero dei nuovi entranti.

Il dettaglio dei clienti nel mercato libero per tipologia di cliente e per tensione (Tav. 2.41) mostra che l'aumento dei punti serviti è stato ottenuto interamente nella bassa tensione (+8,7%), in particolare grazie all'aumento molto significativo del settore domestico (+11,3%). I clienti in media e in alta tensione sono invece diminuiti,

di poco quelli in media tensione (-0,5%) e proporzionalmente di più (-5,7%) quelli in alta tensione.

Non altrettanto è accaduto ai volumi di vendita, dove invece le variazioni rispetto al 2014 sono tutte positive, con l'unica eccezione dell'illuminazione pubblica servita in bassa tensione. La crescita più elevata riguarda, ancora una volta, i consumi delle famiglie che sono aumentati di 2,2 TWh rispetto all'anno precedente (+11,8%); anche l'elettricità fornita agli altri usi in bassa tensione ha registrato una crescita significativa, pari al 4,5%. Tassi di crescita meno elevati, ma comunque positivi, si notano anche per gli usi produttivi in media e alta tensione.

Da un punto di vista relativo si osserva che il 38,2% dei volumi è stato acquisito dai consumatori connessi in bassa tensione (era il 37,2% nel 2014), il 47,8% dalla media tensione (era il 48,6% nel 2014) e il 13,9% dall'alta e dall'altissima tensione (era il 14,1% nel 2014). Conseguentemente, quindi, la quota degli "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), che nel 2014 era dell'87,1% sull'intero mercato libero, è scesa all'86,5% in termini di energia e al 24,5% in termini di punti di prelievo (era al 26,1% nel 2014).

Tra i clienti domestici, la classe più rilevante in termini di punti di prelievo è quella con consumi compresi tra 1.000 e 1.800 kWh, che raccoglie il 23,2% dei clienti. Tuttavia, anche le due classi successive

TAV. 2.43

Mercato libero domestico nel 2015 per condizione contrattuale applicata

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %
Monoraria	12.390	58,8%	5.542	59,1%
Bioraria	7.223	34,3%	3.206	34,2%
Multioraria	1.443	6,9%	629	6,7%
TOTALE DOMESTICI	21.056	100,0%	9.377	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.44

Mercato libero non domestico nel 2015 per classe di consumo

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	BT	2.972	1,7%	1.849	1.607
5-10 MWh	BT	3.070	1,8%	431	7.115
10-15 MWh	BT	2.648	1,5%	215	12.305
15-20 MWh	BT	2.496	1,5%	144	17.371
< 10 MWh	MT	39	0,0%	9	4.561
10-20 MWh	MT	82	0,0%	6	14.438
< 20 MWh	AT e AAT	0,1	0,0%	0,0	3.425
20-50 MWh	Tutti	11.853	6,9%	377	31.472
50-100 MWh	Tutti	9.904	5,8%	143	69.159
100-500 MWh	Tutti	25.893	15,1%	123	210.947
500-2.000 MWh	Tutti	28.210	16,5%	30	939.747
2.000-20.000 MWh	Tutti	49.545	28,9%	10	4.946.270
20.000-50.000 MWh	Tutti	12.397	7,2%	0,41	30.026.369
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.217	1,9%	0,05	60.080.021
70.000-150.000 MWh	Tutti	6.330	3,7%	0,06	97.886.956
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	12.709	7,4%	0,03	367.442.429
TOTALE NON DOMESTICI		171.364	100,0%	3.337	51.355

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.45

Mercato libero non domestico nel 2015 per livello di tensione

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	DI CUI DUAL FUEL	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI DUAL FUEL
BT	52.522	1.486	3.237	60
MT	92.029	2.412	99	2
AT e AAT	26.813	1.712	1	0,03
TOTALE NON DOMESTICI	171.364	5.610	3.337	62

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

possiedono un peso simile. Se si guarda ai volumi di acquisto, invece, la classe più importante risulta quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, cui viene venduto il 28% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero. Di fatto, l'85% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (Tav. 2.42). In ogni classe i consumi medi che

emergono dai dati relativi al mercato libero risultano molto simili a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (Tav. 2.43).

Nel 2015 il 16,2% dei clienti domestici, circa 1,5 milioni, risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*. Il numero di clienti domestici con questo tipo di contratto³² è cresciuto, in quanto lo scorso anno erano 1,3 milioni, ma la loro quota è rimasta sostanzialmente

³² Si considerano *dual fuel* i clienti che ricevono una stessa fattura per la fornitura di energia elettrica e di gas; dal conteggio sono, quindi, esclusi i clienti che, pur avendo un contratto con il medesimo fornitore sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale, ricevono fatture distinte per i due servizi.

TAV. 2.46

REGIONE	NUMERO DEGLI OPERATORI		C3 SUL MERCATO TOTALE		% PUNTI DI PRELIEVO	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015
Piemonte	168	197	32,1	29,7	47,8	47,8
Valle d'Aosta	67	85	81,0	89,7	66,2	66,1
Lombardia	210	239	31,7	29,8	65,7	65,3
Trentino Alto Adige	130	150	71,8	70,5	71,1	69,7
Veneto	176	195	35,3	30,6	53,3	59,4
Friuli Venezia Giulia	130	144	43,0	39,7	52,4	46,4
Liguria	145	169	40,1	38,8	55,9	65,7
Emilia Romagna	171	185	41,2	38,8	69,8	68,4
Toscana	165	189	39,6	39,7	66,5	64,4
Marche	119	136	45,2	58,6	68,2	54,8
Umbria	139	151	38,2	35,0	64,1	66,9
Lazio	171	191	47,9	46,4	55,2	57,9
Abruzzo	140	152	39,8	39,4	78,1	72,8
Molise	100	115	48,8	50,5	63,8	61,3
Campania	164	177	49,3	46,4	66,8	67,6
Puglia	160	179	51,5	50,3	71,4	71,0
Basilicata	102	127	58,4	51,8	84,8	82,9
Calabria	119	144	58,5	62,0	85,7	82,1
Sicilia	131	155	47,6	48,0	81,5	76,3
Sardegna	126	149	62,1	59,5	72,6	66,2

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero

Quota di mercato dei primi tre operatori; percentuale dei punti di prelievo da questi serviti

invariata rispetto a quella registrata nel 2014. Il consumo complessivo di questi clienti è pari a 3,3 TWh, quasi il 16% di tutta l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero. Anche in questo caso emergono consumi medi simili a quelli generali.

In contrasto con quanto accade nel servizio di maggior tutela, dove la tariffa bioraria è largamente prevalente in quanto obbligatoria da una certa data in poi, la disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero (Tav. 2.43) mostra una sostanziale preferenza per la modalità contrattuale monoraria, che è stata scelta da più di metà dell'intera clientela (59,1% dei punti di prelievo) ed è in crescita rispetto al 2014 (era al 55,4%). Il 34,2% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo il 6,7% quella multioraria. La semplicità di calcolo e di controllo in bolletta della tariffa monoraria è probabilmente l'elemento che la rende preferibile agli occhi dei clienti.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, le vendite in termini di volumi risultano concentrate nelle classi di consumo che vanno da 100 a 20.000 MWh/anno, che insieme comprendono il 60,5%

dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 55,4% dei clienti, tuttavia, appartiene alla prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno (Tav. 2.44).

Tra la clientela non domestica i contratti *dual fuel* non hanno grande diffusione: i punti di prelievo che hanno preferito una fornitura di questo tipo sono circa 61.700 sugli oltre 3,3 milioni totali e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari a circa 5,6 TWh sui 171 complessivi (Tav. 2.45).

I livelli regionali di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero sono esposti nella tavola 2.46. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale si riferiscono alla quota di mercato dei primi tre operatori (calcolata per i singoli esercenti e non per i gruppi societari) e alla percentuale dei punti di prelievo da questi serviti.

Come in passato, anche nel 2015 le regioni settentrionali, fatta eccezione per la Valle d'Aosta e il Trentino Alto Adige, presentano indici di concentrazione mediamente più contenuti rispetto a quelli meridionali. In particolare, Lombardia, Piemonte e Veneto risultano,

TAV. 2.47

Primi venti gruppi di vendita
al mercato libero nel 2015

Volumi in GWh; quota percentuale

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA %	POSIZIONE NEL 2014
Enel	34.908	18,1%	1°
Edison	17.116	8,9%	2°
Eni	10.825	5,6%	3°
Gala	9.463	4,9%	4°
Axpo Group	7.636	4,0%	9°
Hera	6.472	3,4%	7°
Sorgenia	6.033	3,1%	5°
E.On	5.802	3,0%	8°
Acea	5.697	3,0%	6°
Metaenergia	5.099	2,7%	17°
C.V.A.	4.633	2,4%	11°
Energetic Source	4.005	2,1%	13°
A2A	3.945	2,1%	12°
Green Network ^(A)	3.892	2,0%	10°
Repower	3.419	1,8%	15°
Dolomiti Energia	3.300	1,7%	18°
Duferco	3.235	1,7%	19°
Engie	3.204	1,7%	20°
Iren	2.942	1,5%	14°
Egea	2.836	1,5%	16°
Altri operatori	47.959	24,9%	-
TOTALE VENDITORI NEL MERCATO LIBERO	192.420	100%	-

(A) Green Network Luce & Gas nel 2014.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

nell'ordine, le regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori intorno al 30% delle vendite complessive regionali. In Piemonte, inoltre, i primi tre operatori risultano servire la più bassa quota di clienti. Viceversa, Calabria, Sardegna e Basilicata sono le regioni che – dopo la Valle d'Aosta e il Trentino – evidenziano i livelli di concentrazione più elevati in termini di quota di volumi, ma soprattutto di clienti serviti. I livelli, tuttavia, si stanno abbassando nel tempo, anche perché il numero di operatori cresce costantemente in tutte le regioni. La classifica dei primi venti gruppi per vendite nel mercato libero è esposta nella tavola 2.47. Il gruppo Enel ha conservato la prima posizione con una quota del 18,1%, sostanzialmente stabile rispetto al 17,9% del 2014. Nel mercato libero, tuttavia, la predominanza di Enel è assai meno rilevante rispetto a quella che il gruppo possiede nel servizio di maggior tutela (Tav. 2.47), dove la distanza rispetto a Edison è dell'80%, mentre qui è di nove punti percentuali. In più, nel 2015 tale distanza si è allungata, considerando che nel 2014 era pari a sette punti.

Solidamente al terzo posto si trova Eni, che copre il 5,6% del mercato, così come in quarta posizione è rimasto il gruppo Gala, la cui quota è salita di un punto percentuale rispetto al 2014. Numerosi altri avvicendamenti si osservano nelle posizioni successive, perché i volumi di vendita tendono a divenire più omogenei tra loro.

Il grado di concentrazione nazionale nel mercato libero è basso: la quota dei primi tre gruppi è stabile intorno al 33% da diversi anni; quella dei primi dieci è scesa dal 57,5% al 56,7%. Anche l'indice HHI è sceso da 597 a 575 ed è largamente lontano dalla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato. Il 45,7% dei 359 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 55 imprese, pari al 15,3%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 140 società hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19.

Molte sono state le operazioni societarie che dall'inizio del 2015 ad aprile 2016 hanno interessato gli operatori della vendita elettrica del mercato libero e che si possono raggruppare in incorporazioni,

cessioni/acquisizioni di attività, avvio di attività, variazioni di gruppo societario e altre modifiche (della natura giuridica o della ragione sociale). Per le incorporazioni sono da ricordare:

- Edlo Energy che a gennaio 2015 ha incorporato Orobie Gas & Power e Lion Energy;
- Green Network ha incorporato Green Network Luce & Gas nel novembre 2015;
- numerose operazioni sono avvenute nel mese di dicembre: Est Più è stata incorporata in Eni; Energetic Source ha incorporato Tecnoenergia; Compagnia Energetica Italiana (che fa parte del gruppo ENOI) ha incorporato InEnergy; Europa Gestioni Immobiliari ha incorporato Poste Energia; SEL AG ha cessato l'attività di vendita a clienti liberi ed è stata incorporata da O.9 che dall'1 gennaio 2016 ha cambiato ragione sociale divenendo Alperia;
- nel mese di gennaio 2016 Simecom ha incorporato Chiara Gaservizi.

Tra le cessioni e/o acquisizioni relative all'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica sono da annoverare:

- dall'1 gennaio 2015 Epiù ha ceduto l'attività di vendita a clienti liberi a Exergia; Compagnia Energetica Italiana ha acquisito l'attività di vendita a clienti liberi da Energetica Campana;
- Gala ha acquisito il fallimento di Tradecom dall'1 maggio 2015;
- dall'1 luglio 2015 Gritti Gas e Simecom, soci dell'impresa Energia Ambiente e Servizi EAS che vende gas ed elettricità per il gruppo ENova, hanno siglato un atto di scissione parziale a seguito del quale EAS ha scorporato due distinti rami di azienda organizzati per l'esercizio dell'attività di vendita di gas naturale e di energia elettrica, assegnando ai due soci parte del suo patrimonio;
- dall'1 gennaio 2016 Lifegate Energy ha acquisito l'attività di vendita a clienti liberi dalla capogruppo Lifegate;
- dall'1 aprile 2016 Multiutility ha ceduto parzialmente l'attività di vendita a clienti liberi a Dolomiti Energia.

Infine, nel periodo dall'1 gennaio 2015 al 30 aprile 2016:

- hanno avviato l'attività di vendita nel mercato libero 41 imprese, perlopiù provenienti dal settore del gas naturale, ma anche consorzi, sistemi efficienti di utenza e società di altro tipo. Tra queste: le società del gruppo Autogas Nord (Autogas Nord, Autogas Centro, Autogas Jonica, Autogas Nord Veneto Emiliana), Sato Service Energia, Chiurlo, Azzalini Mario C., SI Energy, Be Power, Consorzio Energetico Val Venosta, Italian Energy Company, Unipower Italia, Sima Energia, Consorzio Euro Terminal Energia, Azienda Elettrica Selva dei Molini, Società di Vendita Monte Urano Gas, solo per citarne alcune;
- hanno cessato l'attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti liberi sei imprese (San Marco Energia, Italiana Energia, Setecna International and Infrastructures, Cesap Vendita Gas, Cleanpower, SI Energy);
- tre società si sono estinte o hanno cessato tutte le attività (Energia Gas Italia di A. Zuyeva, Società Centro Energia e Nautilus Aviation);
- cinque imprese hanno cambiato il gruppo societario: Utilità è entrata nel gruppo Metano Nord; Geo è entrata nel gruppo Unogas; SO.MET. Energia è entrata nel gruppo SO.MET. (prima questa impresa era al 60% di E.On Energia e al 40% di Società Metanodotti Valletanaro); Simp Gas è entrata nel gruppo Tradeinv Gas & Energy; Coop Gas è entrata nel gruppo ESTRA (prima era del gruppo CPL Concordia);
- sei imprese hanno cambiato la natura giuridica, divenendo tutte società per azioni;
- 14 imprese hanno cambiato ragione sociale (tra loro Trenta è divenuta Dolomiti Energia, Flyenergia ora è Energetic Source Luce & Gas).

Diversamente dagli anni scorsi, in questa *Relazione Annuale* la grandezza media delle imprese è stata calcolata considerando esclusivamente le società che effettuano la vendita di energia elettrica a clienti finali. L'indicatore mostra una dimensione dei venditori piuttosto ridotta. In media le imprese di vendita sul mercato libero operano con 8,9 addetti (Tav. 2.48). L'82% circa dei venditori³³ opera con meno di 10 addetti, ma vende il 52% dell'energia complessiva. Il restante 48% dei volumi venduti sul mercato libero è fornito dal

³³ L'informazione sul numero degli addetti è tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. I valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2014 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola sono riferiti a 112 imprese.

TAV. 2.48

Ripartizione delle imprese che vendono energia elettrica per classi di addetti
Volumi in M(m³)

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI VENDUTI A CLIENTI FINALI
0	34,8%	-	46,1%
1	18,8%	0,5	0,4%
2-9	28,6%	3,5	5,5%
10-19	8,0%	15,1	11,5%
20-49	5,4%	33,0	10,4%
50-250	4,5%	107,9	26,1%
TOTALE	100,0%	8,9	100,0%

Fonte: Raccolta dati *unbundling* e Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.49

Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente nel 2014 e nel 2015

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2014	2015	VARIAZIONE	2014	2015	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	262	430	64,0%	11,0	17,6	60,2%
Altri usi	847	910	7,4%	56,6	59,9	5,8%
TOTALE BT	1.109	1.340	20,8%	67,6	77,5	14,7%
Illuminazione pubblica	22	29	34,2%	0,1	0,1	5,5%
Altri usi	2.005	2.308	15,1%	7,6	7,2	-5,2%
TOTALE MT	2.027	2.337	15,3%	7,7	7,3	-5,0%
Altri usi	117	141	20,6%	0,0	0,0	-2,8%
TOTALE AT	117	141	20,6%	0,0	0,0	-2,8%
TOTALE SALVAGUARDIA	3.253	3.817	17,4%	75,2	84,8	12,7%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

18% dei soggetti che opera con un numero di addetti compreso tra 10 e 250.

Servizio di salvaguardia

Tutti i clienti non domestici che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero sono ammessi al servizio di salvaguardia. Il servizio di salvaguardia, però, è anche il regime in cui finisce questo stesso tipo di utenti quando perdurano in una condizione di morosità.

Dal 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta³⁴, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi. Nel novembre 2013 si è tenuta la procedura concorsuale per l'esercizio del servizio di salvaguardia, fissata

(eccezionalmente per tre anni) dal 2014 al 2016. Le imprese che si sono aggiudicate il diritto sono due:

- Enel Energia per i territori di otto regioni: Veneto, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Sardegna, Campania, Abruzzo, Calabria e Sicilia;
- Hera Comm per i territori delle restanti 12 regioni, vale a dire: Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Lombardia, Toscana, Marche, Umbria, Lazio, Puglia, Molise e Basilicata.

Secondo i dati ricevuti dagli operatori della salvaguardia, nel 2015, diversamente da quanto è successo nei due anni precedenti, il regime della salvaguardia è tornato ad ampliarsi, essendo entrati circa 10.000 punti di prelievo in più rispetto al 2014. Più precisamente, lo scorso anno sono stati serviti in regime di salvaguardia

³⁴ Come ha stabilito il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007.

TAV. 2.50

Servizio di salvaguardia nel 2014 e nel 2015 per regione
Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONE	ESERCENTE	2014		2015	
		VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	Hera Comm	128	3,4	110	3,2
Valle d'Aosta	Hera Comm	5	0,1	4	0,1
Lombardia	Hera Comm	500	10,0	529	10,5
Trentino Alto Adige	Hera Comm	6	0,2	12	0,2
Veneto	Enel Energia	81	3,2	125	3,4
Friuli Venezia Giulia	Enel Energia	36	0,9	41	1,0
Liguria	Hera Comm	72	1,1	59	1,7
Emilia Romagna	Enel Energia	105	4,3	121	4,2
Toscana	Hera Comm	246	7,2	231	7,4
Umbria	Hera Comm	39	1,1	49	2,0
Marche	Hera Comm	47	1,3	131	2,4
Lazio	Hera Comm	481	6,3	523	7,4
Abruzzo	Enel Energia	113	2,6	97	2,9
Molise	Hera Comm	88	0,6	73	0,6
Campania	Enel Energia	350	9,2	618	10,3
Puglia	Hera Comm	219	6,0	308	7,3
Basilicata	Hera Comm	40	0,7	51	0,9
Calabria	Enel Energia	153	4,9	221	6,5
Sicilia	Enel Energia	362	8,8	393	9,7
Sardegna	Enel Energia	181	3,4	122	3,2
ITALIA	-	3.253	75,2	3.817	84,8

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

84.785 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* e cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti), che complessivamente hanno prelevato circa 3,8 TWh (Tav. 2.49). In pratica, il mercato della salvaguardia è aumentato del 12,7% in termini di punti di prelievo e del 17,4% in termini di energia consumata rispetto al 2014. L'aumento registrato nei punti di prelievo è da attribuire pressoché integralmente all'illuminazione pubblica, mentre la crescita dei volumi acquistati è avvenuta per tutte le tipologie di clienti. Infatti, come si vede nei dati esposti nella tavola, i punti di prelievo per l'illuminazione pubblica sono cresciuti del 59,7% (60,2% quelli in bassa tensione e 5,5% in media tensione), mentre i punti relativi agli altri usi sono diminuiti, con l'eccezione di quelli serviti in bassa tensione, anch'essi aumentati del 5,8%.

I volumi di acquisto sono invece risultati tutti più elevati rispetto al 2014: in media del 17,4%, ma con un andamento nettamente diversificato tra illuminazione pubblica (+61,7%) e altri usi (+13,1%).

Dati questi andamenti, anche i consumi medi unitari si sono ovviamente innalzati. Il consumo medio degli utenti connessi in bassa

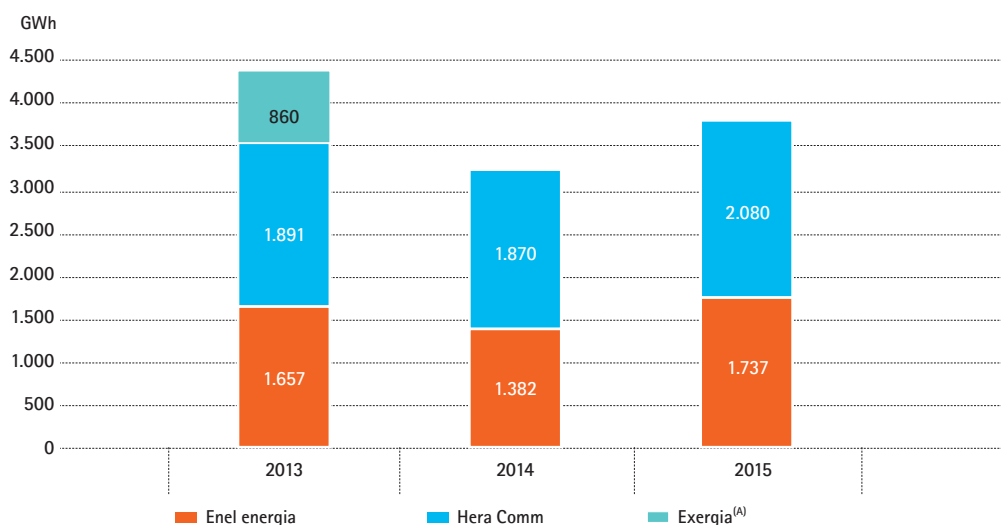
tensione, infatti, è sceso da 16 a 17 MWh, quello degli utenti connessi in media tensione è passato da 265 a 321 MWh e i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione sono saliti da 4,4 a 5,4 GWh.

Per effetto della crescita dei relativi punti e volumi, la quota dell'illuminazione pubblica sull'intero mercato è salita dal 15% al 21% in termini di clienti e dal 9% al 12% in termini di volumi acquisiti. Gli usi industriali e commerciali hanno di conseguenza diminuito la loro importanza in questo mercato, pur rimanendo preponderanti: nel 2015, infatti, hanno prelevato l'88% di tutta l'energia venduta (nel 2014 la quota corrispondente era del 91%). Il 69% dell'energia acquistata da questi clienti viaggia sulle reti in media tensione, ma una quota non trascurabile (27%) viene fornita in bassa tensione.

L'analisi più dettagliata a livello regionale, esposta nella tavola 2.48, mostra che Campania, Lombardia, Lazio e Sicilia sono, nell'ordine, le regioni che nel 2015 hanno assorbito i volumi maggiori di energia elettrica acquisita in questo regime. Rispetto al 2014, la quota di energia acquisita complessivamente da questi

FIG. 2.20

Venditori del servizio di
salvaguardia
GWh



(A) Negli ultimi tre mesi del 2013 il servizio fu svolto dalla società AEM Comune di Chiomonte al posto di Exergia.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

territori è salita dal 52% al 54%. Quote relativamente importanti (superiori al 5%) appartengono anche ad altre tre regioni: Puglia, Toscana e Calabria. La tavola consente di valutare, inoltre, come l'incremento medio nazionale osservato nei punti di prelievo serviti in salvaguardia, pari al 12,7%, abbia in realtà una fortissima variabilità territoriale: si passa infatti da regioni in cui la crescita rispetto al 2014 risulta particolarmente elevata (Umbria, Marche e Liguria) a regioni in cui si registra, al contrario, una netta diminuzione (Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige e Molise).

Inoltre, con l'eccezione della Valle d'Aosta e dell'Emilia Romagna, i punti di prelievo relativi all'illuminazione pubblica risultano aumentati in tutte le regioni d'Italia.

Stando a quanto emerge dai dati inviati dagli operatori, l'ampliarsi del servizio di salvaguardia è dunque prevalentemente dovuto al passaggio in questo mercato di numerose utenze di illuminazione pubblica che, come si è visto nelle pagine precedenti, sono invece diminuite nella maggior tutela (Tav. 2.23) e nel mercato libero (Tav. 2.34). Come nel 2014, la quota di Hera Comm è risultata superiore a quella di Enel Energia (Fig. 2.20), ma il divario tra le due è diminuito per via della maggiore crescita registrata dalle vendite di Enel Energia rispetto a quelle di Hera Comm. Nel 2015 il servizio di salvaguardia è risultato, dunque, più equamente ripartito tra le due società: l'energia venduta da Enel Energia è salita al 45,5% (dal 42,5% del 2014), mentre quella venduta da Hera Comm è scesa al 54,5% (dal 57,5% del 2014).

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare per l'anno 2016 le tariffe relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici e non domestici. La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2016 risulta pari a 2,835 c€/kWh, in leggera diminuzione dopo l'aumento registrato tra il 2014 e il 2015. Nella tavola 2.51 tale

tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2015, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l'anno 2016. I valori delle componenti UC₃ e UC₆ considerate nel calcolo per gli anni 2015 e 2016 sono, rispettivamente, quelli fissati con le delibere 29 dicembre 2014, 675/2014/R/com, e 28 dicembre 2015, 657/2015/R/com, con riferimento al primo trimestre dei due anni.

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC ₃ e UC ₆	TOTALE
2015	0,665	1,889	0,255	0,302	3,111
2016	0,656	1,777	0,246	0,156	2,835
Variazione assoluta	-0,009	-0,112	-0,009	-0,146	-0,276
Variazione %	-1,4%	-5,9%	-3,5%	-48,3%	-8,9%

Fonte: AEEGSI.

	2015	2016	DIFFERENZA
BT usi domestici	4,841	4,397	-0,444
BT illuminazione pubblica	2,551	2,241	-0,310
BT altri usi	3,718	3,339	-0,379
MT illuminazione pubblica	1,576	1,435	-0,141
MT altri usi	1,774	1,620	-0,154
AT	0,816	0,760	-0,056
AAT	0,715	0,664	-0,051

Fonte: AEEGSI.

	2015	2016	DIFFERENZA
BT usi domestici	0,835	0,805	-0,030
BT illuminazione pubblica	0,052	0,052	0,000
BT altri usi	0,206	0,200	-0,006
MT illuminazione pubblica	0,060	0,053	-0,007
MT altri usi	0,029	0,026	-0,003
AT	0,006	0,005	-0,001
AAT	0,001	0,001	0,000

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.51

Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura c€/kWh

TAV. 2.52

Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente c€/kWh

TAV. 2.53

Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente c€/kWh

Prezzi del mercato al dettaglio

Nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, è stato chiesto agli operatori della vendita, come di consueto, di trasmettere i dati relativi ai prezzi finali praticati ai loro clienti sia al netto delle imposte sia per la parte connessa ai soli costi di approvvigionamento, intesa come somma delle componenti relative all'energia, al dispacciamento, alle perdite di rete, allo sbilanciamento e ai costi di commercializzazione della vendita.

L'analisi dei dati trasmessi dagli operatori, relativi sia alla sola componente dei costi di approvvigionamento sia ai prezzi finali al netto delle imposte, ha mostrato un'estrema variabilità della spesa unitaria dei clienti. Tale risultato è riscontrabile per tutte le classi di consumo, sia pure con alcuni distinguo. Come si vede nella tavola 2.54, che mostra i prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo, i valori vanno da un minimo di 178,6 €/MWh, riscontrabile per la classe 1.800-2.500 kWh/anno, a un massimo di 331,7 €/MWh per la classe più piccola. Il prezzo al netto delle imposte possiede un andamento a "U", nel senso che scende all'aumentare della dimensione dei clienti fino alla terza classe, per poi tornare a salire per i clienti di maggiore dimensione. Il tratto decrescente della curva riflette la riduzione dei costi fissi unitari, mentre quello crescente è dovuto alla struttura progressiva delle tariffe domestiche. Il costo di

approvvigionamento, invece, com'è logico attendersi, diminuisce continuamente al crescere dell'ampiezza dei consumi, ma il suo calo non compensa l'effetto della progressività delle tariffe.

A riprova dell'estrema variabilità dei prezzi praticati dai venditori, si possono osservare i dati presentati nella tavola 2.55 che, per ciascuna classe di consumo dei clienti domestici, suddivide per fasce di prezzo (esprese in €/MWh) i prezzi riscontrati nel mercato libero e la quota di elettricità venduta corrispondente.

La variabilità risulta più ampia nella prima classe di consumo, mentre in quelle successive la numerosità dei prezzi rilevata è maggiore soprattutto nelle fasce centrali. La tavola riporta anche l'indicazione del prezzo minimo e del prezzo massimo che appaiono molto distanti (in qualche caso ben oltre il triplo).

Con il progressivo sviluppo del mercato libero si è notevolmente ampliata la gamma di offerte disponibili per i clienti finali che possono scegliere tra tipologie di offerte anche molto diverse tra loro. Alcune di queste offerte includono pacchetti con servizi accessori (assistenza, manutenzione, assicurazione ecc.), per cui il prezzo offerto per l'elettricità tiene conto, in realtà, di elementi aggiuntivi, rispetto al costo dell'energia stessa. Altre offerte

TAV. 2.54

Prezzi medi finali a clienti domestici per classe di consumo nel 2015

Quantità di energia in GWh; punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh

CLASSE DI CONSUMO	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
< 1.000	3.374	7.904	331,55	133,73
1.000-1.800	9.705	6.867	184,46	98,84
1.800-2.500	12.591	5.875	178,56	95,09
2.500-3.500	15.863	5.390	192,40	93,63
3.500-5.000	11.087	2.722	216,16	92,60
5.000-15.000	5.841	904	250,33	89,56
> 15.000	542	21	276,62	85,14
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	59.002	29.683	207,07	96,42

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	FASCE DI PREZZO (c€/kWh)					PREZZO MINIMO	PREZZO MASSIMO
	30-75	75-100	100-125	125-150	> 150		
0-1.000	6	15	33	23	23	34,7	286,0
1.000-1.800	5	41	39	11	4	56,3	179,6
1.800-2.500	5	49	34	8	4	50,0	185,6
2.500-3.500	6	52	34	6	2	48,6	164,5
3.500-5.000	10	52	29	7	2	48,0	166,4
5.000-15.000	17	53	22	6	2	33,9	189,8
>15.000	30	46	17	5	2	36,3	189,8
TOTALE DOMESTICI	12	54	24	7	3	33,9	189,8

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.55

Percentuale di prezzi applicati ai clienti domestici per fascia di prezzo nel 2015

Prezzi minimo e massimo in €/MWh

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
Bassa tensione	71.487	7.139	192,67	87,79
Media tensione	92.029	99	147,19	69,22
Alta e altissima tensione	26.813	0,92	106,06	60,65
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	190.330	7.239	158,48	74,99

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.56

Prezzi medi finali ai clienti non domestici per livello di tensione nel 2015

Quantità di energia in GWh; prezzi in €/MWh

prevedono sconti sulla componente materia prima energia, altre ancora, invece, vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (come sconti al supermercato o sul carburante o sui servizi telefonici ecc). Alcuni venditori offrono anche strutture di prezzo, come quelle a prezzo bloccato, i cui meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi non sono influenzati dalle dinamiche congiunturali dei prezzi dell'energia, ma dipendono in misura rilevante dalla data di sottoscrizione dei contratti (e in particolare dalle attese sull'andamento dei prezzi dei combustibili esistenti in quel momento), nonché dalla durata dei contratti stessi (più è lunga, più il prezzo pattuito deve tener conto dei rischi di mutamento del mercato). Ancora, altre offerte sono legate al rispetto di determinate soglie di consumo, superate le quali scattano componenti aggiuntive di prezzo.

Considerando l'estrema varietà delle offerte disponibili appena descritta, e in analogia a quanto rilevato e pubblicato a livello internazionale, anche in ambito ACER (Agenzia europea per la regolazione dei regolatori dell'energia), si è ritenuto quindi più opportuno elaborare un unico dato di sintesi per il mercato finale, comprensivo di tutte le formule contrattuali.

Approvvigionamento dell'Acquirente unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica avvenuta l'1 luglio 2007, ai sensi della legge n. 125/07, di conversione del decreto legge n. 73/07, l'Acquirente unico è il soggetto che svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela, servizio rivolto ai clienti domestici e alle piccole imprese che non hanno un venditore sul mercato libero. I clienti che, pur non avendo un venditore sul mercato libero, non rientrano tra gli aventi diritto alla maggior tutela, sono serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia, svolto da società di vendita selezionate attraverso apposite procedure di gara. Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attribuite, l'Acquirente unico è incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento cui può ricorrere.

La tavola 2.57 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2015. Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente unico abbia sottoscritto contratti al di fuori

TAV. 2.57

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2015
GWh, al lordo delle perdite di rete

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Al di fuori del sistema delle offerte	9.242	6.804	13.045	29.092
di cui:				
- contratti bilaterali tramite aste AU	4.400	3.239	6.210	13.850
- contratti stipulati sull'MTE	4.842	3565	6.835	15.242
Mercato del giorno prima	12.208	10.799	8.554	31.562
Sbilanciamento Unità di consumo ^(A)	419	135	558	1.111
TOTALE	21.869	17.739	22.157	61.765

(A) Per semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111, e successive integrazioni e modifiche.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dell'Acquirente unico.

TAV. 2.58

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2015

Incidenza delle fonti di approvvigionamento non soggette al rischio prezzo sul totale del fabbisogno nel 2015

	F1	F2	F3	TOTALE
Contratti bilaterali tramite aste AU	20%	18%	28%	22%
Contratti stipulati sull'MTE	22%	20%	31%	25%

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dell'Acquirente unico.

TAV. 2.59

Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali (baseload) nel 2016

DATA DELL'ASTA	MW	DATA ASTA	MW
19/02/2014	50	16/07/2014	40
26/02/2014	50	23/07/2014	50
05/03/2014	50	30/07/2014	10
12/03/2014	50	06/08/2014	5
19/03/2014	50	27/08/2014	100
26/03/2014	50	03/09/2014	100
02/04/2014	50	10/09/2014	15
09/04/2014	45	17/09/2014	10
07/05/2014	50	08/10/2014	10
14/05/2014	50	15/10/2014	87
21/05/2014	6	22/10/2014	50
28/05/2014	50	29/10/2014	41
04/06/2014	100	05/11/2014	60
18/06/2014	35	19/11/2014	100
25/06/2014	45	26/11/2014	50
02/07/2014	15	03/12/2014	50
09/07/2014	13	12/12/2014	50

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dell'Acquirente unico.

del sistema delle offerte per un ammontare pari a circa il 60% del proprio fabbisogno. Relativamente agli acquisti fatti sull'MGP, circa il 12% di essi è stato coperto dal rischio prezzo con contratti *Virtual Power Plant* (VPP).

La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le unità di consumo si è attestata su valori circa doppi rispetto a quelli del 2014 e corrispondenti all'1,8% del fabbisogno.

TAV. 2.60

Approvvigionamenti
dell'Acquirente unico previsti
per l'anno 2016

FONTE	DESCRIZIONE DELLA QUANTITÀ	STIMA DELLA QUANTITÀ PER IL 2016 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'AU	PREZZO
Contratti bilaterali e acquisti sull'MTE	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2016 e gli acquisti effettuati sul mercato a termine dell'energia elettrica	17.594	31,6	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (MGP)	La quota rimanente per soddisfare la domanda dei clienti finali	38.045	68,4	Prezzo unico nazionale
TOTALE FABBISOGNO		55.640	100,0	

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dell'Acquirente unico.

Nella tavola 2.58 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di Borsa. Con riferimento al 2016³⁵, l'ammontare di energia elettrica acquistata sull'MGP corrisponde a circa il 68% del fabbisogno dell'Acquirente unico. Per l'anno 2016, in esito alle aste riportate nella tavola 2.59, l'Acquirente unico ha sottoscritto contratti fisici bilaterali di tipo *base load*. All'energia elettrica conseguente alle assegnazioni riportate nella tavola 2.59 si aggiungono le quantità contrattate direttamente sull'MTE. Complessivamente per l'anno 2016 la quantità di energia elettrica approvvigionata mediante aste dell'Acquirente unico e acquisti sull'MTE risulta, rispettivamente, pari a 13.940 GWh e a 3.654 GWh, per un totale di 17.594 GWh. Infine, la tavola 2.60 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2016.

Prezzo dell'energia elettrica e inflazione

Nell'ambito del paniere di spesa per la rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione, il peso dell'energia elettrica è salito dall'1,96% del 2015 al 2,14% del 2016, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione operata dall'Istat³⁶.

Il segmento dell'energia elettrica è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende l'insieme di due dei segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire l'energia elettrica e il gas. Poiché il peso di quest'ultimo è lievemente diminuito nel 2015 (vedi il Capitolo 3 di questo Volume), l'incidenza della tipologia "Beni energetici regolamentati" è passata dal 4,7% del 2015 al 4,8% del 2016.

Tali variazioni, combinandosi con gli andamenti dell'anno precedente, fanno sì che complessivamente il 2015 presenti una diminuzione media annua dell'1,2% che, rapportata alla stabilità del livello generale dei prezzi, rappresenta una riduzione della stessa entità in termini reali. Nel primo trimestre di quest'anno, l'indice dell'elettricità ha registrato una diminuzione dello 0,3%.

Il tasso di variazione a 12 mesi è risultato pari, a marzo 2016, all'1,5%, che si può confrontare con il tasso di inflazione tendenziale, pari allo 0,3%. Considerando, invece, il livello medio dell'indice energia elettrica nel 2015 (100), l'inflazione settoriale acquisita³⁷ per il 2016 da questo segmento di consumo risulta pari all'1,5%. Come evidenziato più avanti, tale risultato risente del fatto che le sensibili diminuzioni disposte in via amministrativa dall'1 gennaio 2016 non sono incorporate nelle rilevazioni statistiche svolte sino a marzo.

³⁵ I dati relativi all'anno 2016 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2016.

³⁶ Ogni anno, la determinazione dei coefficienti di ponderazione degli indici viene effettuata mediante l'utilizzo dei dati relativi ai consumi finali delle famiglie, stimati dalla Contabilità nazionale dell'Istat, e di quelli derivanti dall'Indagine sui consumi delle famiglie, oltre che da altre fonti ausiliarie interne ed esterne all'Istat. Le variazioni dei prezzi dei beni e dei servizi inclusi nel paniere concorrono al calcolo dell'indice generale in funzione della quota di spesa che le famiglie destinano al loro acquisto. Al fine di misurare le quote di spesa con riferimento ai valori del periodo che definisce la base di calcolo degli indici, ossia dicembre 2015, i dati relativi ai consumi finali delle famiglie, riferiti invece all'anno 2014, vengono opportunamente inflazionati sulla base delle variazioni di prezzo misurate nel corrispondente intervallo temporale.

³⁷ L'inflazione acquisita rappresenta la variazione media dell'indice nell'anno indicato, che si avrebbe ipotizzando che l'indice stesso rimanga al medesimo livello dell'ultimo dato mensile disponibile nella restante parte dell'anno.

TAV. 2.61

Numeri indice e variazioni del
prezzo dell'energia elettrica

Numeri indice 2015=100 e
variazioni percentuali

	ENERGIA ELETRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETRICA REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
2015						
Gennaio	100,0	-1,4%	99,4	-0,6%	100,6	-0,9%
Febbraio	100,0	-1,4%	99,8	-0,1%	100,2	-1,3%
Marzo	100,0	-1,4%	99,8	-0,1%	100,1	-1,3%
Aprile	99,2	-1,3%	100,0	-0,1%	99,2	-1,2%
Maggio	99,2	-1,3%	100,1	0,1%	99,1	-1,4%
Giugno	99,2	-1,3%	100,3	0,2%	98,9	-1,5%
Luglio	99,0	-1,7%	100,2	0,2%	98,8	-1,8%
Agosto	99,0	-1,7%	100,4	0,2%	98,6	-1,8%
Settembre	99,0	-1,7%	100,0	0,2%	98,9	-1,8%
Ottobre	101,8	-0,4%	100,2	0,3%	101,6	-0,7%
Novembre	101,8	-0,4%	99,8	0,1%	102,0	-0,5%
Dicembre	101,8	-0,4%	99,8	0,1%	102,0	-0,5%
ANNO 2016	100,0	-1,2%	100,0	0,0%	100,0	-1,2%
2016						
Gennaio	101,5	1,5%	99,7	0,3%	101,8	1,2%
Febbraio	101,5	1,5%	99,5	-0,3%	102,0	1,8%
Marzo	101,5	1,5%	99,7	-0,1%	101,8	1,7%

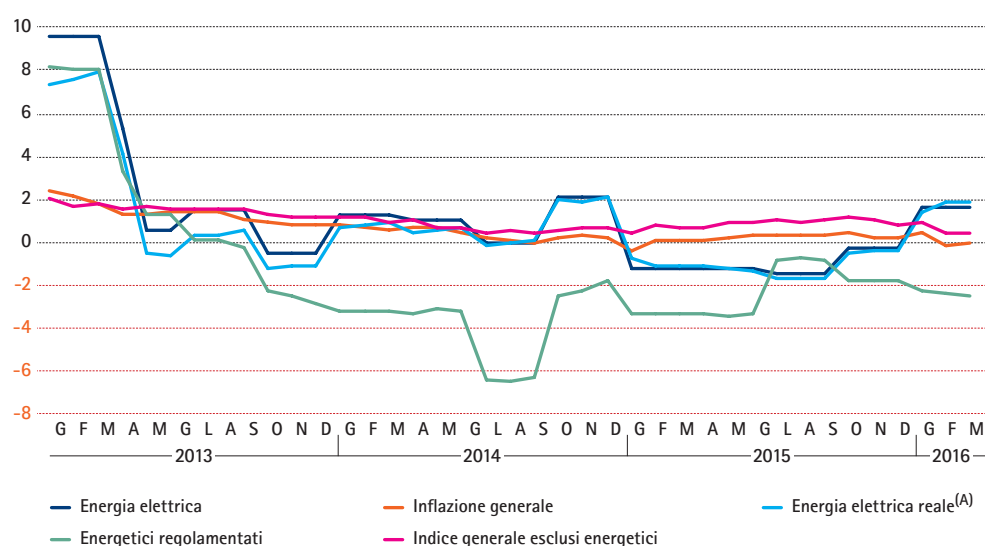
(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

FIG. 2.21

Inflazione generale e
dell'energia elettrica a
confronto negli ultimi anni

Variazione anno su anno degli indici
di prezzo al consumo

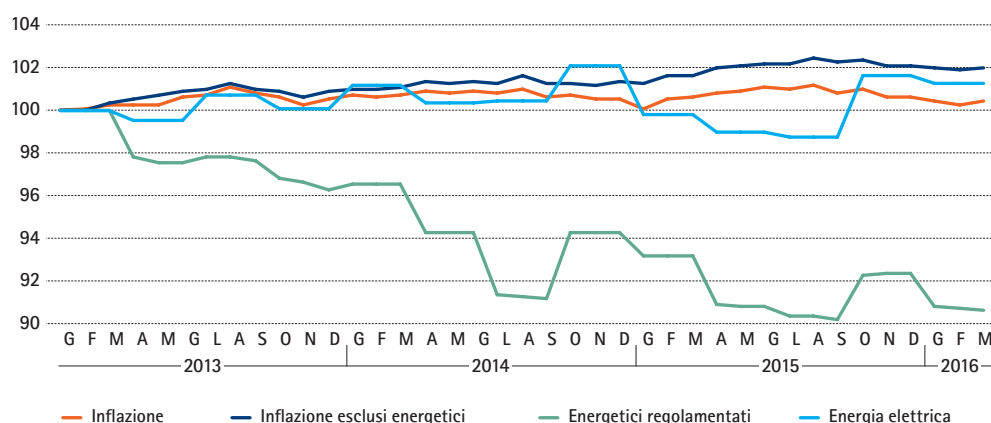


(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

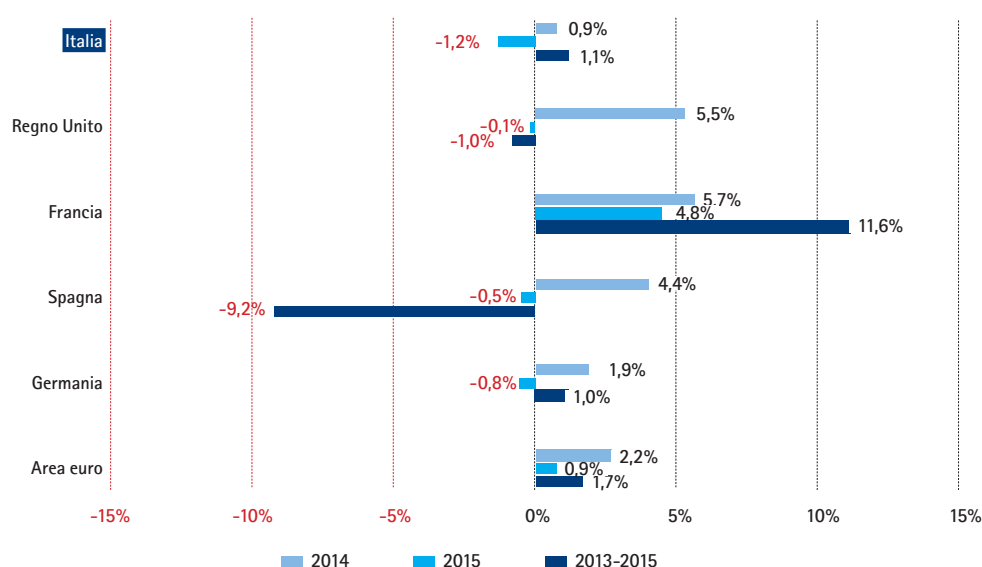
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - Indici nazionali.

L'andamento dell'elettricità ha concorso a determinare il tasso di variazione a 12 mesi dei prezzi dei "Beni energetici regolamentati" (Fig. 2.21) che è sceso in modo continuativo, portandosi su valori negativi (decremento dei prezzi) a partire da luglio 2013, fino a toccare il minimo di -6,7% nell'agosto 2014.

Il prolungato ribasso dei prezzi energetici ha influenzato sensibilmente l'andamento complessivo dell'inflazione. L'indice generale dei prezzi (Fig. 2.22) a marzo presenta praticamente lo stesso livello di gennaio 2013 (sostanziale assenza di inflazione), mentre l'indice generale al netto dei beni energetici presenta una crescita (+2%).



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Nell'ambito dei beni energetici, quelli regolamentati mostrano un decremento di circa il 10% nel periodo, mentre la sola energia elettrica presenta un andamento prossimo a quello degli indici generali. Ciò, come accennato in precedenza, risente anche del fatto che le consistenti diminuzioni disposte in via amministrativa con decorrenza 1 gennaio 2016 sono state riscontrate dai consumatori col ricevimento delle fatture successive alla rilevazione statistica di marzo.

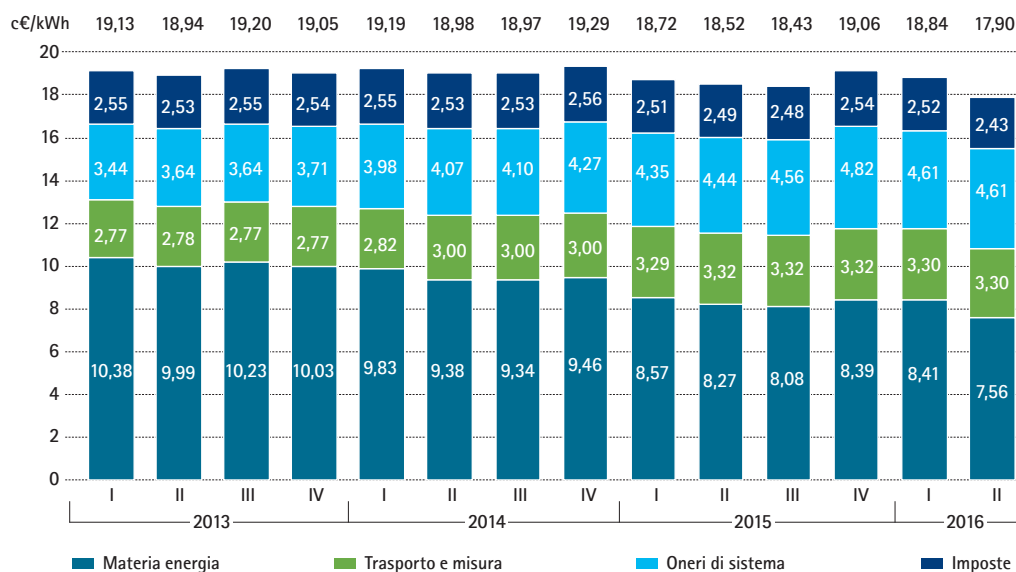
La crescita del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo

armonizzati pubblicati dall'Eurostat e rilevati per la misura dell'inflazione (Fig. 2.23). La diminuzione dell'1,2%, registrata nel 2015 in Italia, risulta la più elevata di tutti i Paesi considerati. La Francia presenta, all'opposto, un aumento del 4,8% e anche la media dell'Area euro mostra un lieve incremento (0,9%). Considerando l'insieme degli ultimi tre anni, si riscontrano differenze ancora più marcate: Italia, Regno Unito e Germania presentano prezzi sostanzialmente stabili (variazione complessiva di circa l'1% in valore assoluto), mentre la Spagna mostra una diminuzione del 9,2% e la Francia, ancora una volta all'opposto, un aumento dell'11,6%.

FIG. 2.24

Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW

c€/kWh; 2013-2016

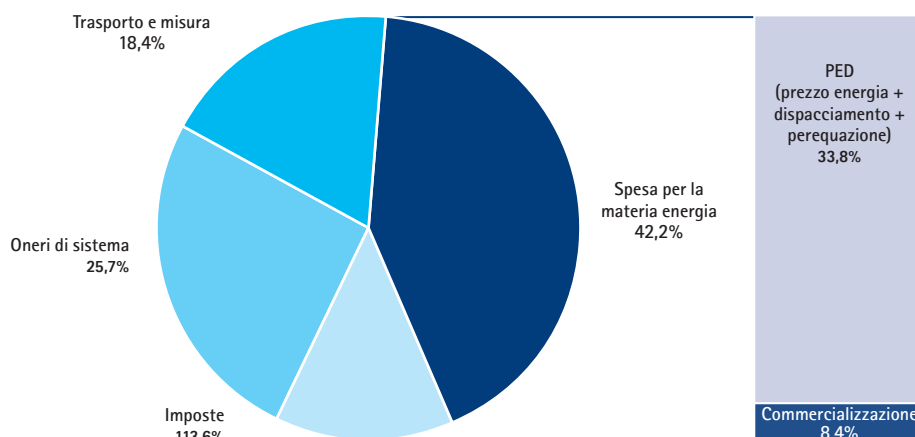


Fonte: AEEGSI.

FIG. 2.25

Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW

Valori aggiornati al secondo trimestre 2016



Fonte: AEEGSI.

Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

La dinamica dell'indice mensile dell'Istat per il prezzo dell'energia elettrica è coerente con l'andamento delle condizioni di fornitura nel servizio di maggior tutela per un consumatore domestico residente con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza di 3 kW. Per tale consumatore tipo, le forniture in maggior tutela presentano nel 2013 e nel 2014 livelli di prezzo sostanzialmente stabili, con piccole oscillazioni intorno al valore medio di 19,1 c€/kWh. Nei primi nove mesi del 2015 vi sono state tre riduzioni consecutive che hanno determinato una diminuzione di 0,85 c€/kWh (Fig. 2.24), parzialmente

compensata dall'incremento dell'ultimo trimestre (0,66 c€/kWh). Nuove diminuzioni ci sono anche nell'anno in corso, con riduzioni di 0,23 c€/kWh da gennaio e 0,94 c€/kWh da aprile.

La dinamica sopra esposta risulta dall'evoluzione delle singole componenti, in dettaglio:

- la materia energia è il principale fattore che disegna l'andamento complessivo, ma nel periodo considerato (da gennaio 2013 a giugno 2016) tale componente presenta una riduzione nettamente superiore a quella del prezzo finale, in termini sia relativi (27% contro 6%) sia assoluti (2,82 contro 1,23 c€/kWh);

TAV. 2.62

Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2015
M€

ALiquota	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A ₂	Oneri per il finanziamento delle attività nucleari residue	622
A ₃	Fonti rinnovabili e assimilate	13.804
A ₄	Regimi tariffari speciali ferrovie	248
A ₅	Finanziamento della ricerca	52
A ₆	<i>Stranded costs</i>	0
A _S	Bonus sociale	17
A _E	Agevolazioni per le imprese energivore	689
UC ₄	Imprese elettriche minori	66
MCT	Misure di compensazione territoriale	48
UC ₇	Efficienza energetica negli usi finali	250
TOTALE		15.796

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati della CSEA.

- quanto sopra dipende principalmente dall'evoluzione degli oneri di sistema, che sono cresciuti continuativamente sino all'ultimo trimestre 2015 (aumento di 1,38 c€/kWh, dovuto in particolare all'elemento A₃, relativo agli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate); la lieve diminuzione nei primi due trimestri del 2016 (0,21 c€/kWh) dipende essenzialmente dalla sospensione transitoria dell'elemento A_E, relativo alle agevolazioni alle imprese a elevato consumo energetico;
- i costi di trasporto e misura sono aumentati nel secondo trimestre 2014 (0,18 c€/kWh) e nel primo trimestre 2015 (circa 0,30 c€/kWh), dopodiché sono rimasti stabili.

All'1 aprile 2016, il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente, con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza, era pari a 15,47 c€/kWh al netto delle imposte e a 17,90 c€/kWh al lordo delle imposte.

Le voci a copertura dei costi di trasporto e misura (incluse le componenti tariffarie UC₃ e UC₆, in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) rappresentano il 18,4% del prezzo lordo complessivo, con un aumento di mezzo punto percentuale rispetto al peso registrato nel secondo trimestre 2015.

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica ad aprile 2016 presentano un'incidenza sul prezzo lordo pari al 42,2%, in riduzione di 2,5 punti percentuali rispetto a un anno prima. Tali corrispettivi comprendono le seguenti voci:

- i costi di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso (elemento PE);
- i costi di dispacciamento (elemento PD);
- i saldi risultanti dal sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti in maggior tutela (elementi PPE₁ e PPE₂);
- le voci relative alla commercializzazione (corrispettivi PCV e DISP_{BT}).

Infine, all'1 aprile 2016 gli oneri generali di sistema, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, incidono sul prezzo lordo per il 25,8%, in aumento di 1,8 punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2015.

La tavola 2.62 illustra la ripartizione del gettito complessivo degli oneri generali di sistema, di competenza nel 2015, tra le diverse componenti, evidenziando il peso della componente A₃. Per ulteriori informazioni di dettaglio, si rimanda al Capitolo 2 del Volume II.

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

La continuità del servizio di trasmissione nel 2015, misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS), evidenzia un peggioramento rispetto al 2014, l'anno migliore del periodo 2010-2015. Nella tavola 2.63 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS relativo agli anni dal 2010 al 2015.

Il motivo dell'aumento della ENS è dovuto principalmente agli incidenti rilevanti verificatisi nell'anno 2015. Sono così definite le interruzioni con ENS superiore a 250 MWh (considerando gli effetti dei servizi di mitigazione prestati dalle imprese distributrici, tali da consentire l'alimentazione degli utenti connessi alle reti di

TAV. 2.63

Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti
MWh/anno

ANNO	ENS ^(A)
2010	2.175
2011	3.131
2012	4.460
2013	2.980
2014	1.693
2015	3.211

(A) Il dato è calcolato per l'intera area nazionale con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti connessi con la rete rilevante, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine della disalimentazione.

Fonte: Comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

TAV. 2.64

Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti
Numero di incidenti rilevanti;
MWh/anno

ANNO	INCIDENTI RILEVANTI	ENS
2010	1	339
2011	2	1.305
2012	3	2.985
2013	2	1.163
2014	0	0
2015	2	1.876

Fonte: Rapporti annuali di Terna e comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

TAV. 2.65

Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici
Numero di episodi; MWh/anno

ANNO	EPISODI	MITIGAZIONE
2012	17	447
2013	22	1.408
2014	9	353
2015	17	232

Fonte: Comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

TAV. 2.66

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Torino	0,21	0,25	0,20	0,25	0,29	0,47
Milano	0,10	0,09	0,16	0,18	0,20	0,42
Padova	0,29	0,31	0,33	0,46	0,89	0,45
Firenze	0,19	0,14	0,16	0,25	0,17	0,65
Roma	0,32	0,42	0,70	0,57	0,45	0,75
Napoli	1,14	0,90	0,99	0,95	0,95	1,04
Palermo	0,80	0,95	0,79	0,84	1,11	0,89
Cagliari	0,11	0,27	0,41	0,73	2,33	0,61
TOTALE ITALIA	0,39	0,39	0,45	0,49	0,61	0,65

(A) I dati sono calcolati con riferimento alle disalimentazioni subite da utenti coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine.

Fonte: Comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN
Numero di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti)^(A)

distribuzione a seguito di disalimentazioni delle cabine primarie originarie sulla rete di trasmissione).

In particolare, nell'anno 2015 si sono verificati due incidenti rilevanti che hanno interessato rispettivamente:

- vaste aree dell'Emilia Romagna e della Lombardia nei giorni del 5 e 6 febbraio, comportando una ENS pari a 984 MWh;
- le province dell'Abruzzo nei giorni del 5 e 6 marzo, comportando una ENS pari a 892 MWh.

Nell'anno 2014 non si sono verificati incidenti rilevanti mentre negli anni 2012 e 2013 si sono verificati, rispettivamente, tre e due incidenti rilevanti, che hanno comportato valori di ENS pari a 2.985 MWh nel 2012 e a 1.163 MWh nel 2013.

Nella tavola 2.64 sono riportati il numero e l'entità complessiva dell'energia non fornita netta in occasione degli incidenti rilevanti, mentre nella tavola 2.65 sono riportati il numero degli episodi relativi al servizio di mitigazione fornito dalle imprese distributrici, oltre all'entità complessiva di tale servizio in termini di energia controalimmentata riconosciuta alle medesime imprese.

Ai fini della regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione, l'indicatore oggetto di regolazione premi-penalità è la ENS ottenuta escludendo i volumi di ENS derivanti da cause non riconducibili all'operato di Terna, e considerando il contributo degli incidenti rilevanti corretto da una funzione di saturazione (ENS regolata).

Per il periodo 2012-2015 gli obiettivi di miglioramento annuo della ENS regolata sono differenziati tra la rete di trasmissione storica

(già esistente nel 2008) e la porzione di rete di trasmissione acquisita nel 2009 da Enel distribuzione (rete TELAT); nel 2015 tali valori sono, rispettivamente, pari a 888 MWh e a 545 MWh, per un totale di 1.433 MWh.

Sempre nel 2015, i valori effettivi di ENS regolata, comunicati da Terna e ancora oggetto di verifica da parte dell'Autorità, sono pari a 488 MWh per la rete di trasmissione storica e a 806 MWh per la rete TELAT, per un totale di 1.294 MWh.

Il 20 marzo 2015 è stata attivata da parte di Terna la Procedura per la riduzione della generazione distribuita in condizioni di emergenza del sistema elettrico nazionale (RIGEDI) per gestire l'impatto dell'eclisse di sole sul sistema elettrico, al fine di garantire le condizioni di sicurezza del sistema elettrico. Tale procedura ha comportato una energia non ritirata pari a 1.374 MWh, di cui 491 MWh nella sola regione Puglia.

Il numero medio delle interruzioni lunghe e brevi per utente (dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna, e compresi gli incidenti rilevanti) è riportato nella tavola 2.66.

Il numero medio su base nazionale è aumentato rispetto agli anni precedenti.

Per quanto riguarda la distribuzione del numero medio di interruzioni tra le diverse aree operative territoriali gestite da Terna, nel 2015 si evidenzia un peggioramento, rispetto al 2014, in tutte le aree operative territoriali (in particolare nelle aree di Milano e Firenze), a esclusione delle aree di Padova, Palermo e Cagliari per le quali si evidenzia un miglioramento, con particolare riferimento all'area di Cagliari, dove fino al 2014 si è registrato un progressivo peggioramento.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni

Nel 2015 si registra un peggioramento della durata e del numero delle interruzioni rispetto al biennio 2013-2014, dovuto essenzialmente a eventi meteorologici di natura eccezionale (nevicata, trombe d'aria ecc.). Il dato 2015 ricalca quello del 2012, sia per la durata sia per il numero di interruzioni, per il rapporto tra le quote di durata o di numero di responsabilità delle imprese distributrici e quelle dovute a forza maggiore o originatesi sulla rete di trasmissione; in questi due anni l'impatto degli eventi meteorologici eccezionali ha contribuito in modo consistente all'aumento della durata e del numero delle interruzioni.

Rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione premi-penalità della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, il miglioramento è pari al 41% per la durata delle interruzioni e pari al 32% per il numero di interruzioni lunghe (di

durata superiore a tre minuti). Si conferma un sensibile divario tra il Centro-Nord e il Sud del Paese.

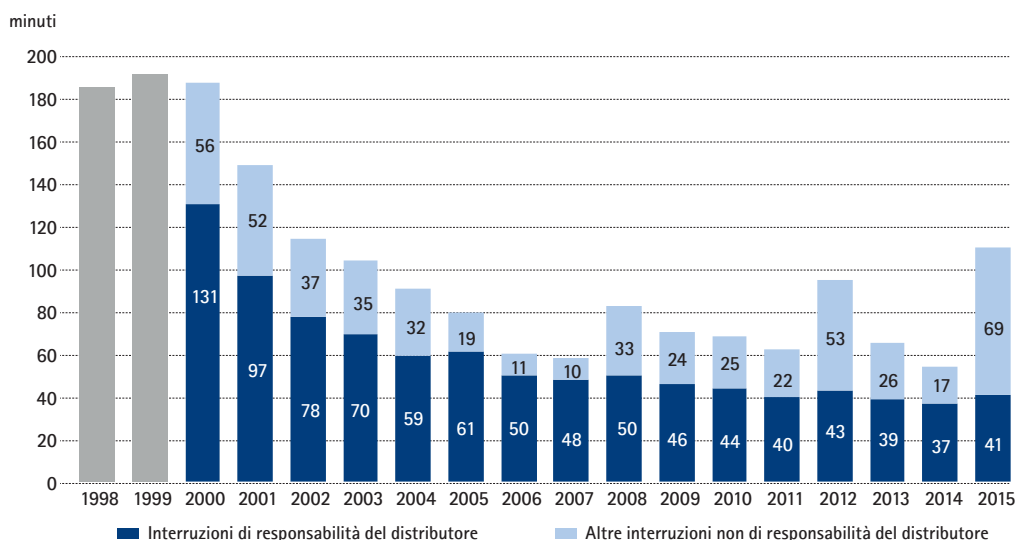
Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2015, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 41 minuti a livello nazionale (Fig. 2.26 e Fig. 2.28), e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 3,27 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale (Fig. 2.31).

Nel calcolo di tali valori sono dedotte le interruzioni con origine sulla RTN e sulla rete in alta tensione, le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate, identificate in base a un metodo statistico, le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti; per queste ultime è mostrato, nella figura 2.26, il contributo alla durata su base regionale. Considerando le interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione, nel 2015:

FIG. 2.26

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno^(A), riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti)



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2015 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

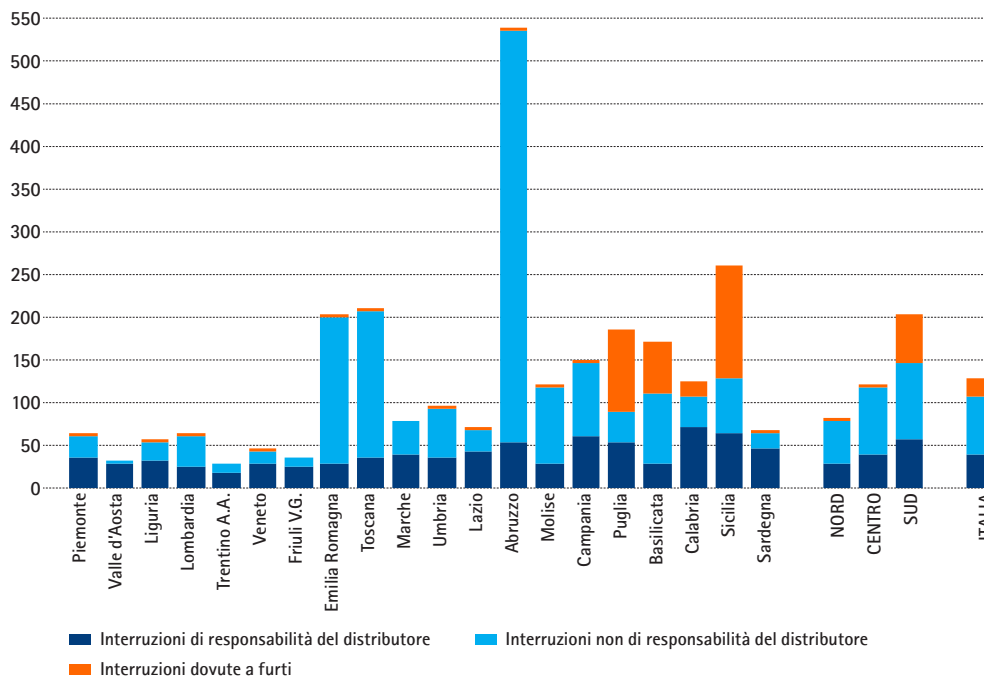


FIG. 2.27

Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione
Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici^(A)

(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2015 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

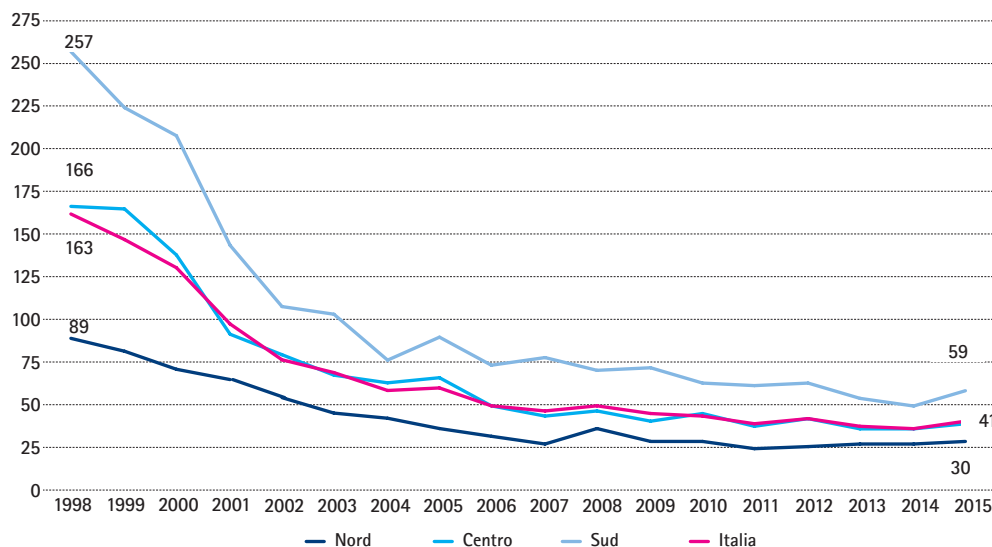


FIG. 2.28

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Minuti persi per cliente BT all'anno^(A); riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici

(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2015 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

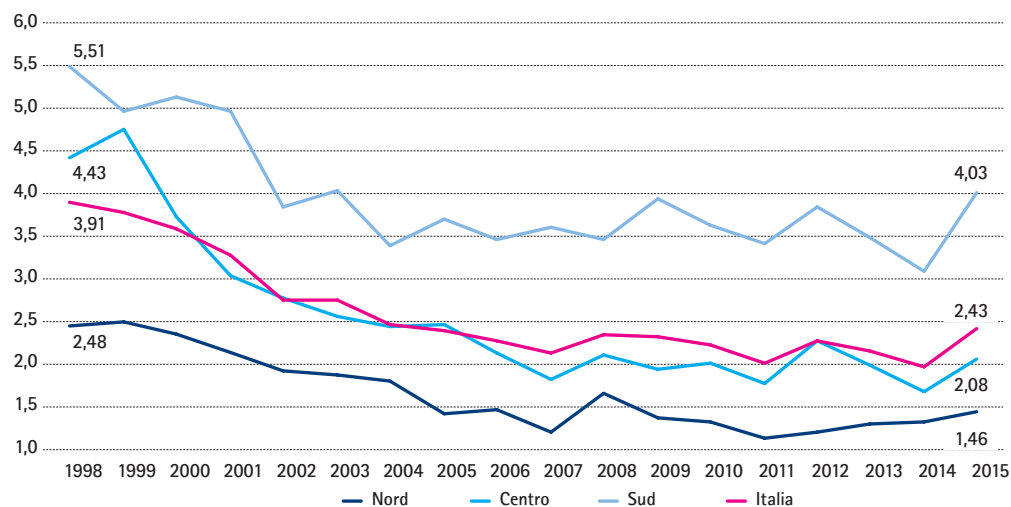
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

- la durata delle interruzioni per utente in bassa tensione è stata pari a 110 minuti (Fig. 2.26);
- la durata delle interruzioni per utente di responsabilità delle imprese distributrici è stata di 41 minuti a livello nazionale, di 30 minuti nel Nord Italia, di 41 minuti nel Centro Italia e di 59 minuti nel Sud Italia (Fig. 2.28);
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe si è attestato a 2,43 interruzioni per utente in bassa tensione (Fig. 2.29);

FIG. 2.29

Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)^(A)



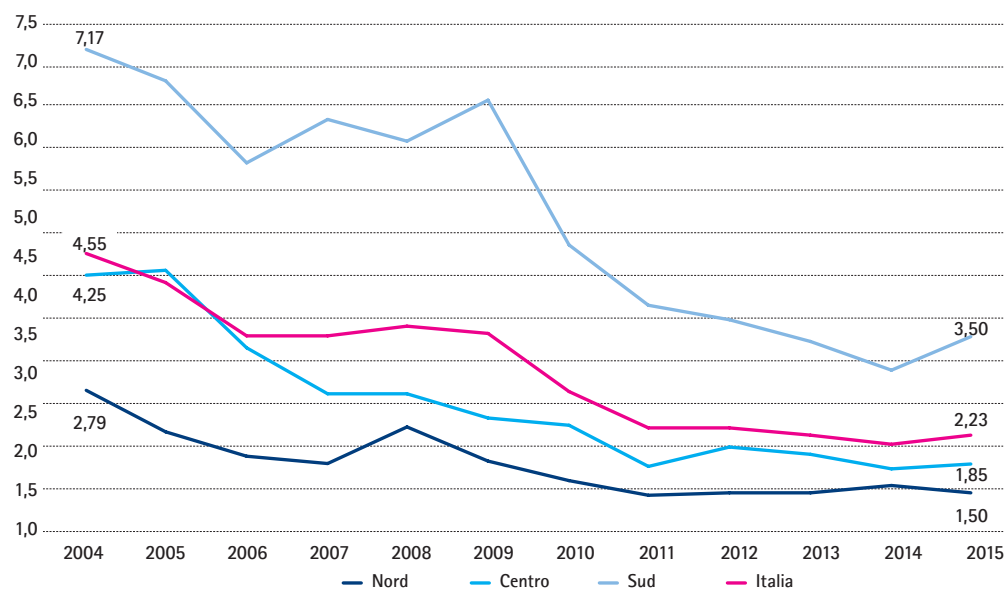
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2015 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.30

Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)^(A)



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2015 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

- il numero di interruzioni senza preavviso brevi si è attestato a 2,23 interruzioni per utente in bassa tensione (Fig. 2.30);
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente di responsabilità delle imprese distributrici è stato pari a 3,27 a livello nazionale, con un miglioramento pari al 29% rispetto al 2008; pari a 2,13 interruzioni nel Nord Italia, a 2,86 interruzioni nel Centro Italia e a 5,13 interruzioni nel Sud Italia (Fig. 2.31).

La tavola 2.67 mostra i valori di continuità del servizio su base regionale, relativi a interruzioni sulle reti di distribuzione e trasmissione (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e gli incidenti rilevanti e, per quanto riguarda la durata delle interruzioni, anche dei furti), e in particolare mostra la durata delle interruzioni senza preavviso per utente in bassa tensione, nonché il numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie (di durata inferiore al secondo) registrato nel corso del 2015.

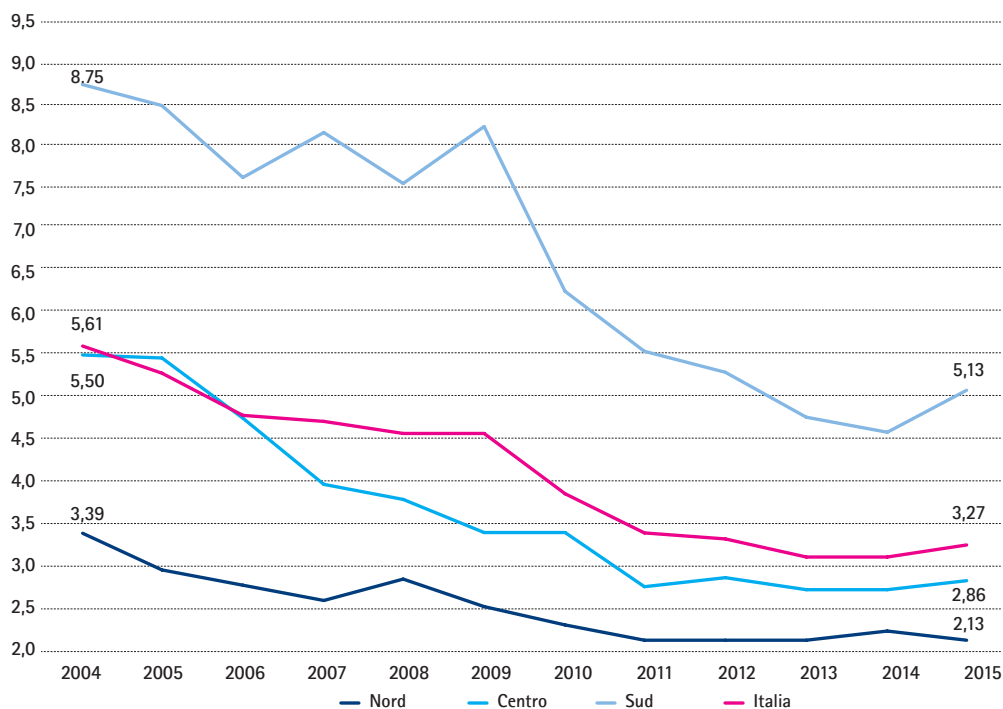


FIG. 2.31

Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici^(A)

(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2015 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

Per quanto riguarda le interruzioni transitorie che hanno interessato gli utenti in media tensione, non oggetto di regolazione incentivante, l'Autorità ha confermato nella pubblicazione comparativa tra imprese distributrici un possibile strumento mirato a ridurne il numero. La suddetta pubblicazione comparativa tra imprese distributrici comprende anche il confronto sulla durata delle interruzioni lunghe e sul numero di interruzioni lunghe, brevi e transitorie misurate sull'utenza in bassa tensione.

Persiste il fenomeno dei furti negli impianti della distribuzione. Per le regioni del Sud Italia si riporta la durata delle interruzioni dovute a furti nel periodo 2008-2015, come illustrato nella tavola 2.68. Il fenomeno dei furti inizia a rilevarsi, con impatti sulla durata delle interruzioni, ancorché in modo poco significativo, anche nelle regioni del Centro-Nord.

Standard di qualità individuali per utenti in media tensione

Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per gli utenti alimentati in media tensione. Gli utenti che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli

standard fissati dall'Autorità (Tav. 2.69) possono ricevere un indennizzo economico. Con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti in media tensione, per avere diritto a tali indennizzi, gli utenti in media tensione devono aver inviato all'impresa distributtrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità.

Gli utenti in media tensione che nel 2015 hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (definiti come utenti "peggio serviti"), sono localizzati in maggioranza nelle regioni del Sud. Qui la percentuale degli utenti peggio serviti ha raggiunto il 26% (come per l'anno 2012, il 23% negli anni 2013 e 2014), ben oltre il 9% medio nazionale (Fig. 2.32).

Gli utenti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS). L'impresa distributtrice trattiene una quota predefinita del CTS e deve versarne la maggior parte al Fondo utenti in media tensione presso la ex Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), ora Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) (Tav. 2.70). Alla CSEA è destinata anche la quota di penalità per numero di interruzioni oltre lo standard, che le imprese distributrici

TAV. 2.67

Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione

Valori medi annuali riferiti a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici

REGIONE O AREA	DURATA MEDIA ANNUALE INTERRUZIONI (AL NETTO DEI FURTI)	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI LUNGHE	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI BREVI	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI TRANSITORIE
Piemonte	63	1,66	1,81	2,69
Valle d'Aosta	34	1,21	1,38	1,82
Liguria	54	1,67	2,20	2,45
Lombardia	62	1,24	1,03	1,36
Trentino Alto Adige	30	1,32	1,48	1,26
Veneto	44	1,36	1,61	3,39
Friuli Venezia Giulia	35	0,97	1,25	3,11
Emilia Romagna	203	1,90	1,83	2,45
Toscana	210	1,86	1,65	2,79
Marche	82	1,88	2,09	5,75
Umbria	94	2,09	2,11	5,12
Lazio	68	2,29	1,89	3,92
Abruzzo	544	3,73	3,20	9,62
Molise	118	2,16	1,89	4,34
Campania	149	4,53	3,40	4,09
Puglia	91	3,35	2,84	5,48
Basilicata	114	2,42	1,89	5,71
Calabria	109	3,86	3,88	8,42
Sicilia	131	5,19	4,85	11,41
Sardegna	67	2,50	2,19	3,84
Nord	79	1,46	1,50	2,27
Centro	119	2,08	1,85	3,87
Sud	148	4,03	3,50	7,08
ITALIA	110	2,43	2,23	4,17

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.68

Durata media annuale delle interruzioni per utente in bassa tensione dovute a furti registrate da Enel Distribuzione

Minuti persi

REGIONE O AREA	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Abruzzo	0	0	0	0	0	1	0	0
Molise	0	0	0	0	4	2	10	5
Campania	0	0	0	1	1	1	1	1
Puglia	13	15	44	169	71	129	58	97
Basilicata	2	1	15	16	11	29	26	62
Calabria	0	0	0	30	39	37	33	18
Sicilia	78	81	204	391	288	259	351	133
Sardegna	0	0	0	0	2	1	1	1
Sud	22	23	60	135	91	95	103	57
ITALIA	7	8	20	45	35	37	40	22

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

non corrispondono direttamente a indennizzo di utenti in media tensione nel caso di utenti con impianti non adeguati (Tav. 2.71). In particolare, tali ammontari vengono destinati al Conto qualità dei

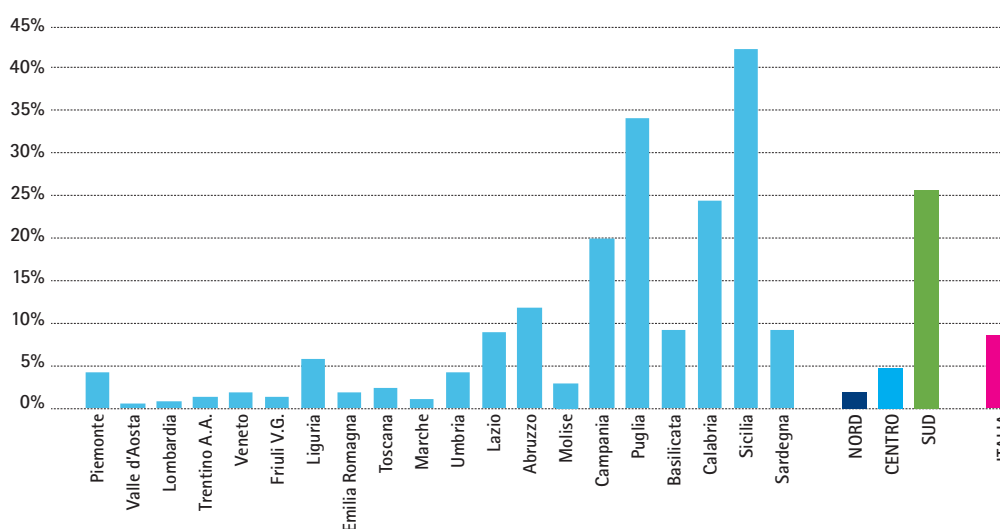
servizi elettrici che, insieme al Fondo utenti in media tensione, ha l'obiettivo di finanziare interventi migliorativi della qualità (a partire dai premi erogati dalla regolazione premi-penalità della continuità).

LOCALIZZAZIONE DELL'UTENTE	DIMENSIONE DEL COMUNE	STANDARD VIGENTI
Ambiti in alta concentrazione	Oltre 50.000 abitanti	6
Ambiti in media concentrazione	Tra 5.000 e 50.000 abitanti	9
Ambiti in bassa concentrazione	Meno di 5.000 abitanti	10

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.69

Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.32

Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2015

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici

ANNO	CTS RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CTS TRATTENUTO	ECCEDENZIA VERSATA ALLA CCSE
2007	12,8	5,2	7,6
2008	45,2	5,4	39,8
2009	62,5	5,5	57,0
2010	54,6	5,3	49,3
2011	53,4	5,3	48,1
2012	45,7	9,2	36,5
2013	43,7	9,7	34,0
2014	41,0	9,8	31,3
2015	40,4	9,7	30,7

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.70

Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati
M€

Le penalità versate per l'anno 2015 sono in linea con il 2014. Tali penalità hanno subito un drastico aumento per effetto dell'ampliamento del numero di interruzioni penalizzabili, pari al triplo dello standard per il biennio 2014-2015 (per il biennio 2012-2013 il tetto alle penalità per singolo utente in media tensione era pari al doppio dello standard), nonché dell'ammontare massimo di

esposizione al rischio per le imprese distributrici, pari a 650,00 € per il numero di utenti in media tensione serviti dall'impresa distributtrice (per il biennio 2012-2013 l'ammontare massimo di esposizione al rischio per le imprese distributrici era pari a 450,00 € per il numero di utenti in media tensione serviti dall'impresa distributtrice).

TAV. 2.71

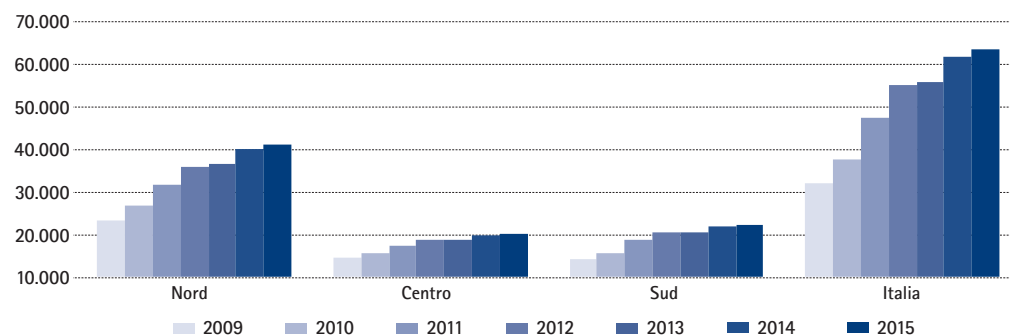
Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati
M€

ANNO	PENALITÀ PER LE IMPRESE DISTRIBUTTRICI	CORRISPOSTE A UTENTI MT COME INDENNIZZO AUTOMATICO	ECCEDEZZA VERSATA ALLA CCSE
2007	7,4	0,4	7,0
2008	8,2	0,9	7,3
2009	10,0	1,7	8,3
2010	14,9	4,1	10,8
2011	14,2	5,2	9,0
2012	6,3	2,9	3,4
2013	4,8	2,4	2,4
2014	7,4	4,2	3,2
2015	7,5	4,2	3,3

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.33

Utenti in media tensione con impianti adeguati^(A)



(A) Per gli anni 2009, 2010 e 2011 sono indicati gli utenti in media tensione che hanno inviato la dichiarazione di adeguatezza.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

Oltre alle interruzioni, gli utenti di tipo industriale, con particolare riferimento a quelli associati ad attività produttive di tipo continuo, risultano essere sensibili al disturbo della qualità della tensione denominato "buco di tensione". Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione di esercizio, diverso da una interruzione (tensione residua al di sotto del 5% su tutte le tre fasi di alimentazione), seguito dal rapido ripristino della tensione. I buchi di tensione sono caratterizzati dalla tensione residua (solitamente espressa in percentuale della tensione di esercizio) e dalla durata (normalmente espressa in millisecondi).

La tavola 2.72 rappresenta il numero medio di buchi di tensione per punto di misura per l'anno 2014. La tavola fa riferimento alla classificazione per celle di severità (profondità/durata) definita nella norma europea EN 50160, *Caratteristica della tensione*

fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica, pubblicata nel maggio 2011. La tavola 2.73 riporta i valori di alcuni indicatori sintetici relativi ai buchi di tensione, rilevanti ai fini della qualità della tensione per gli utenti. Tali indicatori fanno riferimento alle classi di immunità delle apparecchiature elettriche a fronte di buchi di tensione, indicate dalle norme CEI EN 61000-4-11 e CEI EN 61000-4-34, che richiamano la definizione di classi di ambienti elettromagnetici fornita dalla CEI EN 61000-2-4.

Nel 2015 si assiste a un generale peggioramento rispetto agli ultimi anni analizzati, sia con riferimento ai buchi di tensione con classe di severità 2, che passano da 62,3 buchi di tensione nel 2014 a 82 buchi nel 2015, sia con riferimento ai buchi di tensione con classe di severità 3, che passano da 20,9 buchi di tensione nel 2014 a 25,5 buchi nel 2015.

Per quanto riguarda i buchi di tensione al di fuori delle classi di immunità, nel 2015 si sono verificati mediamente circa 19 buchi di

TAV. 2.72

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA ^(A)				
	20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
$80 \leq u < 90$	49,9	8,3	3,4	1,0	0,1
$70 \leq u < 80$	18,1	5,7	1,5	0,1	0,0
$40 \leq u < 70$	21,1	6,9	0,8	0,1	0,1
$5 \leq u < 40$	7,0	2,1	0,5	0,0	0,0
$1 \leq u < 5$	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	96,2	23,0	6,2	1,2	0,2

(A) I dati si riferiscono al periodo compreso tra la settimana del 29 dicembre 2014 e quella del 3 gennaio 2016.

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN a cura di Ricerca sul sistema energetico.

Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione
Anno 2015

TAV. 2.73

INDICATORE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
N: numero dei buchi di tensione	122,8	136,3	126,5	114,4	98,4	90,9	103,3	110,4	99,6	126,8
N2a: numero dei buchi con classe di severità 2	61,7	64,3	68,8	49,6	40,6	34,6	37,7	39,6	62,3	82,0
N3b: numero dei buchi con classe di severità 3	25,7	25,2	26,8	18,8	16,0	14,2	16,2	16,9	20,9	25,5

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del sistema di monitoraggio QuEEN.

Indicatori relativi ai buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione
Anni 2006-2015

tensione al di fuori delle classi di immunità 2 e 3, rispetto ai circa 16 buchi del 2014.

Nel 2015 tutte le semisbarre in media tensione delle cabine primarie sono dotate di apparecchiature per il monitoraggio della qualità della tensione, la cui disponibilità consentirà la definizione di elementi di regolazione in materia di buchi di tensione per gli utenti alimentati in media tensione.

Al termine del 2015, il Tavolo di lavoro per il monitoraggio della qualità della tensione, istituito ai sensi della delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11, e coordinato dalla società Ricerca sul sistema energetico (RSE), ha individuato le condizioni per il riconoscimento dell'origine dei buchi di tensione (rete AT-AAT o rete MT). Tali condizioni sono state condivise dai gestori di rete della distribuzione e della trasmissione partecipanti al Tavolo di lavoro.

Indennizzi per interruzioni di lunga durata

Dal 2009 sono in vigore standard individuali per gli utenti in bassa tensione e in media tensione (estesi dal 2012 anche ai produttori in bassa tensione e in media tensione) sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente

dalle cause che le hanno provocate (Tav. 2.74). La tavola 2.75 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa tensione e in media tensione, con riferimento alle interruzioni occorse nel 2015 per il superamento di tali standard: oltre 100 milioni di euro a circa 714.000 utenti in bassa tensione (in media poco più di 150 € per utente) e circa 5 milioni di euro a poco meno di 3.900 utenti in media tensione (in media poco più di 1.300 € per utente); dette interruzioni sono da addebitare per lo più a eventi meteorologici eccezionali verificatisi il 5 e il 6 febbraio in Emilia Romagna e in Lombardia, il 5 e il 6 marzo in Abruzzo. Per il 2015 circa 100 milioni di euro di indennizzi sono a carico del Fondo eventi eccezionali, istituito presso la CSEA, in quanto dovuti a interruzioni causate da eventi meteorologici eccezionali. Tale Fondo è finanziato in parte dalle imprese di distribuzione e da Terna (per l'anno 2015 pari a circa 7 milioni di euro) e in parte dagli utenti alimentati in media e in bassa tensione. Sempre per il 2015, ulteriori 10 milioni di euro di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici e di Terna (Tav. 2.76) per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità.

TAV. 2.74

Standard in vigore sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e media tensione
Ore

TIPO DI INTERRUZIONE E GRADO DI CONCENTRAZIONE TERRITORIALE	STANDARD PER CLIENTI BT	STANDARD PER CLIENTI MT
Interruzioni senza preavviso		
Alta concentrazione (comuni con più di 50.000 abitanti)	8	4
Media concentrazione (comuni con numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000)	12	6
Bassa concentrazione (comuni con meno di 5.000 abitanti)	16	8
Interruzioni con preavviso		
Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.75

Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni
Numero di clienti; M€

GRADO DI CONCENTRAZIONE	CLIENTI BT INDENNIZZATI	AMMONTARE	CLIENTI MT INDENNIZZATI	AMMONTARE
Alta	88.561	8,3	335	0,4
Media	345.089	52,1	2.098	2,7
Bassa	280.449	45,6	1.454	2,1
TOTALE	714.099	106,0	3.887	5,2

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.76

Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici
M€

ANNO	INDENNIZZI AGLI UTENTI PER IL SUPERAMENTO DELLA DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI	AMMONTARE RICHIESTO AL FONDO EVENTI ECCEZIONALI	QUOTA PARTE A CARICO DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI E DI TERNA	AMMONTARE VERSATO AL FONDO EVENTI ECCEZIONALI
2009	4,2	3,5	0,6	9,6
2010	15,5	13,2	2,3	5,3
2011	21,6	18,4	3,2	5,2
2012	92,9	89,3	3,7	6,1
2013	38,8	29,8	8,9	9,5
2014	21,7	18,6	3,1	4,8
2015	111,2	101,7	9,5	6,9

Fonte: AEEGSI.

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura è quello di definire standard nazionali minimi e obbligatori per le prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposte a

reclami per l'attività di distribuzione e misura ecc.). Gli standard di qualità commerciale, applicabili a tutti i distributori, esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni e sono tesi alla tutela dei clienti e al miglioramento complessivo del sistema.

Le prestazioni sono assoggettate sin dall'1 luglio 2000 agli standard specifici e generali definiti dall'Autorità, che sono stati aggiornati nel 2004, nel 2007, nel 2011 e, da ultimo, nel 2015 in occasione della revisione periodica della disciplina.

I clienti finali, e dall'anno 2013 anche i produttori, che richiedono una prestazione soggetta a standard specifico, vengono informati dall'esercente il servizio di vendita del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Le imprese distributrici comunicano annualmente all'Autorità: i tempi medi reali di effettuazione delle prestazioni, i parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi), il numero e l'ammontare degli indennizzi automatici pagati agli utenti nel corso dell'anno (anche a seguito di prestazioni eseguite nell'anno precedente). Dal 2013 le prestazioni di verifica del gruppo di misura, di verifica della tensione di fornitura, di sostituzione del gruppo di misura guasto e di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura sono state estese anche ai produttori di energia connessi alle reti in bassa e in media tensione. Dal secondo

semestre 2012 gli standard relativi a preventivi e allacciamenti sono stati estesi alle connessioni temporanee in bassa tensione.

Il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico nell'anno 2015 è rimasto sostanzialmente invariato rispetto all'anno 2014, mentre si riscontra una decisa diminuzione del numero e dell'ammontare degli indennizzi pagati rispetto agli anni 2014 e 2013 (Tav. 2.77), dovuti anche alla diminuzione del numero totale delle prestazioni richieste dai clienti finali e dai produttori.

Esaminando le singole prestazioni, per categoria di utenza (Tavv. da 2.78 a 2.82) si osserva che la percentuale più alta dei casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nell'anno 2015 è attribuibile:

- per i clienti in bassa tensione, alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura e al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- per i clienti in media tensione, alla riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità, alla comunicazione

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO	AMMONTARE EFFETTIVAMENTE PAGATO NELL'ANNO
Carta dei servizi			
1997	6.099	21	0,001
1998	4.167	54	0,002
1999	8.418	22	0,001
Regolazione della qualità commerciale			
2000 (II semestre)	7.902	4.771	0,22
2001	25.650	12.437	0,82
2002	61.881	52.229	3,11
2003	67.344	79.072	4,21
2004	57.424	48.305	3,41
2005	64.696	63.822	4,43
2006	73.868	73.714	4,07
2007	73.903	70.712	4,25
2008	30.359	28.873	2,36
2009	28.693	25.687	1,74
2010	14.499	13.005	1,00
2011	15.351	14.989	1,22
2012	15.168	14.633	1,29
2013	20.795	24.976	2,36
2014	15.765	19.523	1,97
2015	15.833	17.206	1,46

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.77

Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2015

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali tra clienti finali e produttori; M€

TAV. 2.78

Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in bassa tensione nel 2015

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT	20	giorni lavorativi	198.543	11,77	1,03%	2.415
Esecuzione di lavori semplici	15	giorni lavorativi	267.559	6,41	0,55%	1.787
Attivazione della fornitura	5	giorni lavorativi	1.328.178	0,69	0,19%	2.811
Disattivazione della fornitura	5	giorni lavorativi	900.989	0,72	0,15%	1.466
Riattivazione per morosità	1	giorni feriali	1.568.619	0,08	0,19%	3.694
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2	ore	62.221	0,00	0,17%	101
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4	ore	86.195	1,58	1,93%	1.201
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15	giorni lavorativi	17.570	9,64	4,27%	493
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	9.037	5,82	1,10%	10
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	1.610	15,98	4,26%	20
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	574	57,01	16,46%	6

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.79

Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2015

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni temporanee	10	giorni lavorativi	18.461	4,85	1,24%	264
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 44 kW e distanza massima di 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	5	giorni lavorativi	10.589	2,72	0,97%	109
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione oltre i 44 kW e/o distanza massima superiore a 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	10	giorni lavorativi	2.264	3,84	0,26%	10

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

dell'esito della verifica del gruppo di misura e alla comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura;

- per i produttori in bassa tensione, al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;

TAV. 2.80

Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in media tensione nel 2015

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT	40	giorni lavorativi	3.273	23,83	1,55%	51
Esecuzione di lavori semplici	30	giorni lavorativi	357	11,01	2,10%	8
Attivazione della fornitura	5	giorni lavorativi	1.941	2,78	2,20%	52
Disattivazione della fornitura	7	giorni lavorativi	1.913	5,18	2,50%	66
Riattivazione per morosità	1	giorni feriali	1.844	0,69	4,24%	83
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2	ore	914	0,00	0,00%	0
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15	giorni lavorativi	243	12,63	7,89%	2
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	38	10,20	2,53%	0
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	49	29,37	14,61%	4
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	2	43,50	0,00%	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.81

Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in bassa tensione nel 2015

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15	giorni lavorativi	586	10,03	2,38%	0
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	255	4,74	1,02%	0
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	80	16,24	2,50%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	214	50,00	11,72%	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.82

Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in media tensione nel 2015

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

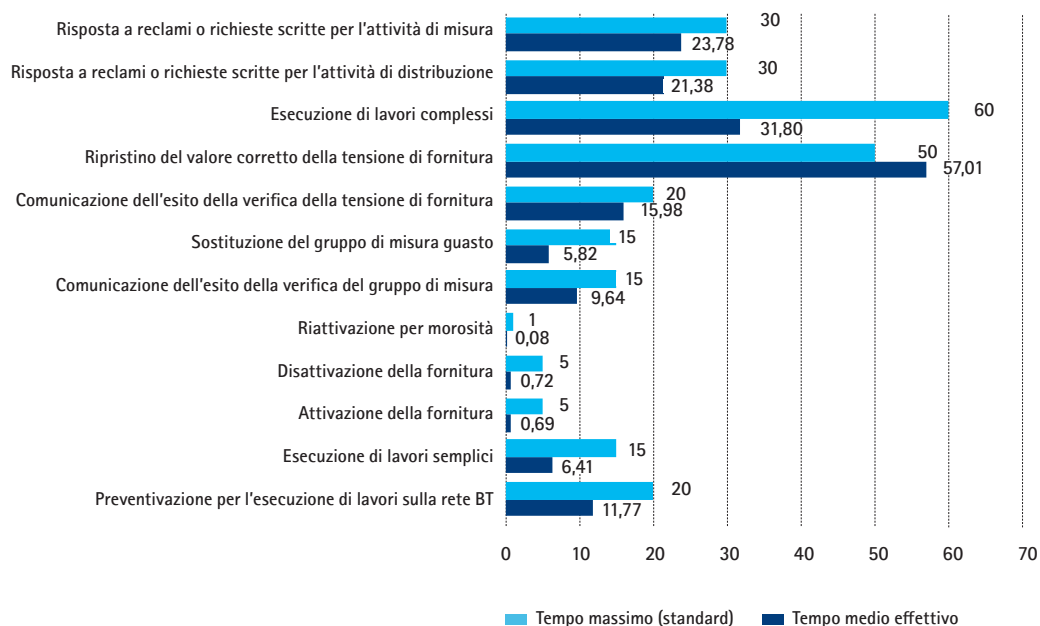
PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15	giorni lavorativi	91	12,18	3,01%	0
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	45	6,87	1,16%	0
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	3	19,67	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	2	29,00	0,00%	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.34

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in bassa tensione nel 2015

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

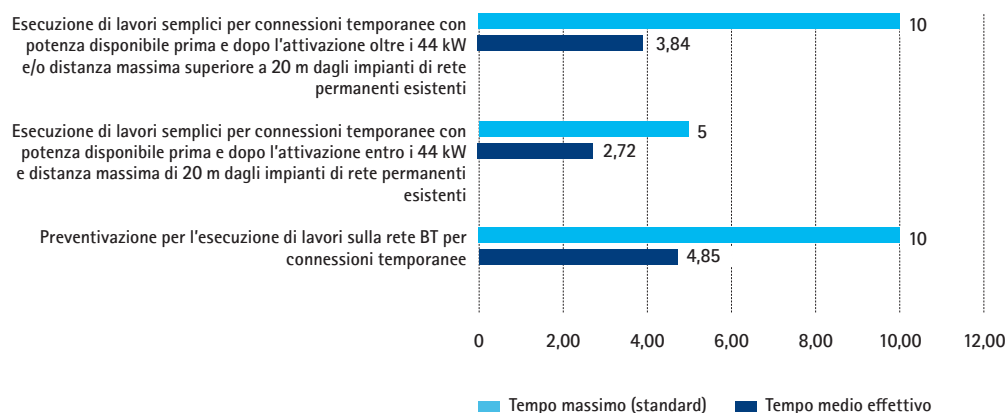


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.35

Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2015

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

- per i produttori in media tensione, alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura.

Per tutte le altre prestazioni, le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici sono al di sotto del 3%.

Per alcune prestazioni (richieste di esecuzione di lavori complessi, risposte motivate a reclami scritti o a richieste di informazioni scritte per le attività di distribuzione e misura) non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici.

Per queste prestazioni sono fissati standard generali di qualità che permettono di monitorare l'andamento della qualità commerciale e di individuare tempestivamente eventuali profili di criticità.

Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni registrati nel 2013 per categoria di utenza (Figg. da 2.34 a 2.38), si può osservare che, per ogni tipologia di prestazione, il tempo medio effettivo risulta essere migliore del tempo massimo fissato dall'Autorità, a esclusione:

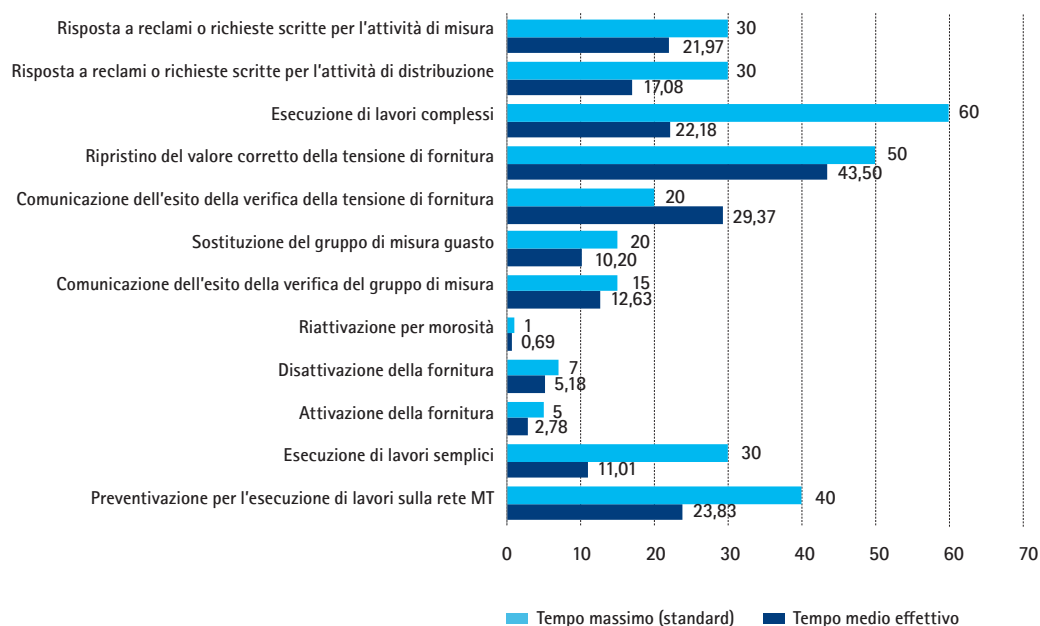


FIG. 2.36

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in media tensione nel 2015

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

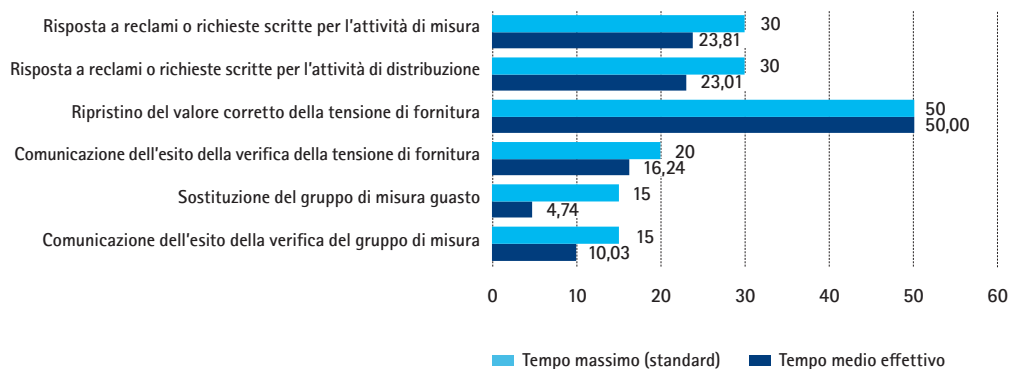


FIG. 2.37

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in bassa tensione nel 2015

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

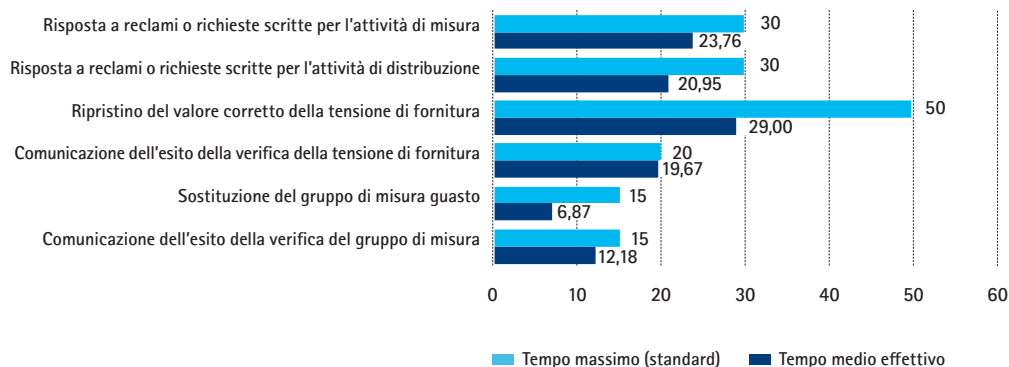


FIG. 2.38

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in media tensione nel 2015

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

- per i clienti in bassa tensione, del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- per i clienti in media tensione, della comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura.

Per assicurare coerenza con le disposizioni previste dal *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV), il quale prevede che il venditore sia l'interfaccia unica del *customer care* per i clienti finali, dall'1 luglio 2009 sono in vigore due standard specifici in capo ai distributori per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori (richiesta di dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura e richiesta di altri dati tecnici).

Le prestazioni hanno standard specifici differenziati a seconda che la richiesta del venditore riguardi la lettura del gruppo di misura o altri dati tecnici. In caso di non rispetto dello standard per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi, è previsto un indennizzo automatico che il distributore deve versare al venditore.

La tavola 2.83 illustra il numero di richieste, i tempi medi effettivi, la percentuale di casi di mancato rispetto dello standard e il numero di indennizzi corrisposti ai venditori dai distributori registrati nell'anno 2015. I dati per l'anno 2015 sono in linea con quelli relativi agli anni precedenti. Per la richiesta di dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura, la percentuale di casi di mancato rispetto dello standard è superiore al 5%.

TAV. 2.83

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2015

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10	giorni lavorativi	4.966	9,98	8,36%	480
Richiesta di altri dati tecnici	15	giorni lavorativi	65.370	11,04	1,73%	1.523

Fonte: Dichiarazioni dei distributori all'AEEGSI.

3.

Struttura, prezzi e qualità
nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale

Il 2015 è stato un anno positivo per l'economia italiana: lo scorso anno, dopo tre flessioni consecutive, la crescita del PIL è stata dello 0,8%. Un contributo positivo è arrivato dalla domanda interna, grazie alla crescita dei consumi finali nazionali e degli investimenti fissi lordi, mentre la domanda estera netta ha fornito un apporto negativo alla variazione del PIL (le esportazioni di beni e servizi sono aumentate meno delle importazioni). A livello settoriale, il valore aggiunto ha registrato aumenti in volume nell'agricoltura, nell'industria in senso stretto e nelle attività dei servizi. Le costruzioni hanno, invece, registrato un calo dello 0,7%. In aggiunta a ciò, i mesi invernali (inizio e fine anno) del 2015 hanno registrato condizioni climatiche favorevoli ai consumi di gas, in quanto temperature più vicine alle medie stagionali rispetto al 2014 hanno spinto i consumi per il riscaldamento.

All'opposto, i mesi estivi sono risultati mediamente più caldi, innalzando pertanto i consumi per il raffrescamento.

Di conseguenza, lo scorso anno il consumo interno lordo di gas naturale, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, è aumentato di 5,6 miliardi di metri cubi, risalendo a 67,5 G(m³) dai 61,9 G(m³) del 2014. In termini percentuali, il consumo lordo è cresciuto del 9,1% rispetto al 2014.

Coerentemente agli andamenti economici e climatici sopra accennati, nel 2015 si sono registrati, in particolare, una marcata risalita (11,8%) dei consumi civili (residenziale e terziario), una ancor più elevata crescita nei consumi della generazione termoelettrica (16,8%), peraltro favorita anche dai bassi prezzi del gas, nonché un incremento significativo (7,7%) degli altri usi, specie di quelli per autotrazione, in aumento da anni. Solo l'industria ha registrato ancora un ripiegamento, pari al 3,4%. Nonostante l'elevato recupero, la domanda finale complessiva resta ancora lontana dal punto di massimo toccato nel 2005: nel 2015 risulta, infatti, al 75% del livello raggiunto in quell'anno. La corposa risalita della domanda

finale è stata coerentemente accompagnata da un aumento delle importazioni nette (9,8%). I volumi di gas importato dall'estero sono, infatti, cresciuti di 5,4 G(m³) rispetto al 2014, tornando a 61,2 G(m³); le esportazioni si sono ridotte di 16 M(m³). È proseguito, invece, il trend di riduzione della produzione nazionale (-5,3%) che in larga misura dipende dalle condizioni dei giacimenti ormai in gran parte sfruttati. Nel corso dell'anno i prelievi da stoccaggio sono risultati inferiori alle immissioni; pertanto i volumi in stoccaggio a fine anno sono risultati di 228 M(m³) più elevati dei quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore netto dei consumi nazionali nel 2015 è risultato pari a 65,6 G(m³), un valore del 9,5% più alto del 2014.

Poiché l'aumento delle importazioni è stato superiore a quello dei consumi, anche nel 2015 il livello di dipendenza dall'estero (misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo) è risalito al 90,6%, allontanandosi sempre di più dall'88,4% registrato nel 2013.

Il bilancio degli operatori (Tav. 3.1) è redatto tradizionalmente riaggregando i dati che le singole imprese hanno fornito nell'Indagine annuale sui settori regolati in base al gruppo di appartenenza dichiarato presso l'Anagrafica operatori, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08. Nel caso in cui un'impresa dichiari di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerata come gruppo a sé. I gruppi sono stati attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi, cioè la somma dei quantitativi relativi agli autoconsumi, alle vendite effettuate all'ingrosso e a quelle realizzate nel mercato al dettaglio, comprese le vendite a soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. Le elaborazioni dei dati raccolti devono intendersi come provvisorie.

Nell'anno 2015 i gruppi principali sono stati Eni, Engie (ex GdF Suez), Edison ed Enel, i cui impieghi sono risultati, rispettivamente, pari a 58,4 G(m³), 41,6 G(m³), 23,8 G(m³) e 18,4 G(m³); a parte il gruppo

Eni, dunque, si è registrato un notevole aumento degli impieghi in tutti i principali gruppi industriali. L'ingresso del gruppo Enel nella classe dei grandi gruppi fa sì che nella classe relativa a soggetti con impieghi compresi tra 10 e 15 G(m³) sia rimasto solo il gruppo Royal Dutch Shell con impieghi scesi, rispetto all'anno scorso, da 12,3 G(m³) a 11,0 G(m³). Nella classe dei gruppi i cui impieghi sono compresi tra 2 e 10 G(m³), sono presenti dieci gruppi con vendite e autoconsumi che passano dai 6,2 G(m³) di ENOI, in crescita rispetto allo scorso anno quando aveva impieghi per 4,5 G(m³), ai 2,3 G(m³) di Iren. In questa classe, oltre a quelli citati, i gruppi presenti sono Duferco, Hera, E.On, A2A, Gunvor International B.V., Axpo Group, Roma Gas & Power e Koch Supply & Trading. I nuovi entranti in questo gruppo sono Axpo Group e Koch Supply & Trading che l'anno scorso rientravano, rispettivamente, nel gruppo dei soggetti con impieghi compresi tra 1 e 2 G(m³) e nella classe 0,1-1 G(m³). Il gruppo VNG Italia, che l'anno scorso era compreso in questa classe, è invece passato tra i gruppi con impieghi tra 1 e 2 G(m³).

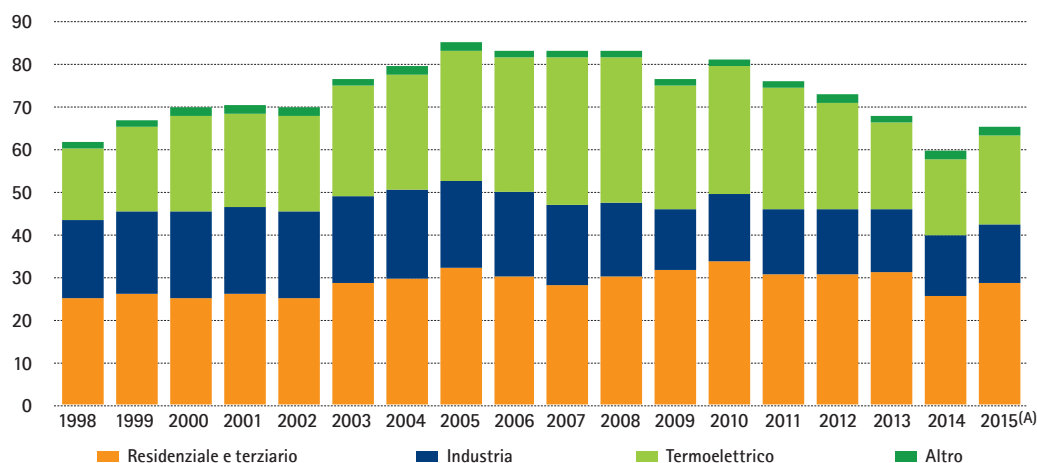
Nella classe dei gruppi con impieghi tra 1 e 2 G(m³) se ne contano 15, con impieghi che passano dai 1,7 G(m³) dei due più grandi (Canarbino ed Estra) ai poco più di 1 G(m³) dei due gruppi più piccoli (2B Energia e Alpiq). Sono 66, invece, i gruppi della classe con impieghi compresi tra 0,1 e 1 G(m³) le cui vendite e/o autoconsumi sono pari a 393,1 M(m³), mentre nell'ultima classe ricadono 297 gruppi con impieghi che passano dai 99,5 M(m³) del più grande ai 1.100 m³ del più piccolo. Oltre la metà di questi (162 gruppi) ha vendite e/o autoconsumi inferiori ai 10 M(m³). Come già rilevato negli anni passati e come si spiegherà più diffusamente nel corso di questo

Capitolo, si continuano a registrare nuovi ingressi nel mercato e questo aspetto, unito alla particolare mobilità dei gruppi tra le diverse classi, determina ogni anno una connotazione delle classi diversa rispetto a quella degli anni precedenti.

La coltivazione di gas naturale è quasi tutta nella disponibilità del gruppo Eni, fatta eccezione per Royal Dutch Shell, Edison e alcuni altri piccoli coltivatori. Nel 2015 le importazioni hanno registrato un aumento, ma il fenomeno si è manifestato solamente nei gruppi più grandi, mentre per quelli più piccoli i volumi importati dall'estero sono diminuiti in ragione del fatto che gli operatori di minore dimensione si approvvigionano direttamente sul territorio nazionale. Infatti, anche sul mercato all'ingrosso si registra una quota considerevole di gas acquistato direttamente da Eni. Il gas acquistato sul territorio nazionale che ha come controparte l'operatore principale quest'anno è pari al 23,4%, mentre nel 2014 era pari al 17,8%. Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, risultano anche per il 2015 particolarmente significative, arrivando a coprire il 72,5% dei volumi venduti e autoconsumati; tali vendite sono elevate per tutti i gruppi, a eccezione di quelli con vendite inferiori a 0,1 G(m³), dove tale frazione è pari appena al 16,2%. In questa classe sono raccolti, infatti, i soggetti che sono concentrati nella vendita al dettaglio. Nel 2015 è cresciuto ulteriormente, rispetto al passato, anche il valore delle vendite al Punto di scambio virtuale (PSV) che ammontano a 133,9 G(m³), rappresentando il 75,4% delle vendite all'ingrosso. La quota di vendite al PSV è sempre particolarmente elevata (nel gruppo Eni all'89,9%), sebbene sia pari al 42,3% nella classe con impieghi sotto i 0,1 G(m³).

FIG. 3.1

Consumi di gas naturale per settore
G(m³)



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale
2015G(m³); valori riferiti ai gruppi
industriali

	GRUPPO ENI	15-45 G(m ³)	10-15 G(m ³)	2-10 G(m ³)	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	TOTALE
Produzione nazionale netta	6,2	0,4	0,7	-	-	0,1	0,1	7,5
Importazioni nette ^(A)	31,9	19,4	0,6	3,9	1,5	1,9	0,0	59,2
Variazioni scorte	0,0	0,3	-0,4	-0,1	-0,2	0,1	0,0	-0,3
Stoccaggi al 31 dicembre 2014	2,0	1,8	0,3	2,6	0,8	1,1	0,0	8,7
Stoccaggi al 31 dicembre 2015	2,1	1,5	0,6	2,6	1,0	1,0	0,0	8,9
Acquisti sul territorio nazionale	22,0	63,0	10,0	35,0	18,5	23,1	5,0	176,6
- da Eni	16,8	9,1	1,8	6,1	3,0	4,0	0,5	41,4
- da altri operatori	5,1	54,0	8,2	28,9	15,5	19,0	4,5	134,0
Acquisti in Borsa	-	1,0	0,2	0,7	0,7	0,6	0,1	3,3
Cessioni ad altri operatori nazionali	40,0	65,7	9,0	27,4	17,5	13,0	0,8	173,5
- di cui vendite al PSV	36,1	47,0	7,8	23,0	11,5	8,1	0,4	133,9
Vendite in Borsa	0,1	1,2	0,5	1,1	0,6	0,5	0,0	4,1
Trasferimenti netti	-1,1	0,5	-0,1	0,3	0,3	0,4	0,2	0,5
Consumi e perdite ^(B)	0,5	0,7	0,1	0,3	0,2	0,2	0,0	2,0
Autoconsumi	5,5	3,6	0,2	2,2	0,0	1,4	0,2	13,2
Vendite finali	12,9	13,4	1,4	8,7	2,6	11,0	4,2	54,1
- di cui a clienti finali collegati	0,7	6,3	-	1,8	0,8	1,7	0,4	11,7
Al mercato libero	9,2	11,8	1,4	6,9	2,4	8,7	3,0	43,4
Al mercato tutelato	3,5	1,5	-	1,8	0,2	2,3	1,1	10,4
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	0,2	0,1	-	0,0	0,0	-	0,0	0,3
Vendite finali per settore ^(C)	12,8	13,3	1,4	8,7	2,6	11,0	4,1	53,8
Domestico	4,0	3,5	-	2,4	0,3	3,0	1,5	14,7
Condominio uso domestico	0,4	0,1	-	0,6	0,0	0,8	0,6	2,5
Commercio e servizi	1,8	0,6	0,1	1,1	0,5	2,2	0,9	7,2
Industria	5,4	4,5	1,3	1,8	0,6	3,5	0,8	17,9
Generazione elettrica	0,9	4,5	-	2,6	1,1	1,0	0,1	10,1
Attività di servizio pubblico	0,3	0,1	-	0,2	0,1	0,6	0,2	1,3

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi gli acquisti in Borsa).

(C) Non sono incluse le vendite per forniture di ultima istanza e *default* in quanto non disponibili per settore di consumo.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

L'incidenza degli autoconsumi sul totale degli impieghi è stata, nel 2015, pari al 5,4%, risultando particolarmente rilevante per i gruppi che dispongono di impianti di produzione di energia elettrica, compresi quelli di dimensioni più piccole, dove sono presenti diverse imprese impegnate anche nella generazione elettrica. Se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, è possibile notare come il gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo sia considerevole e sia passato dall'8,4% del 2014 al 10,1% del 2015, per la prima volta in aumento dopo le continue diminuzioni degli ultimi anni. Eni destina

il 10,5% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, così come i gruppi che gli riservano la quota maggiore sono quelli più grandi con impieghi compresi tra 15 e 45 G(m³) e i più piccoli con quote pari a 12,3% e 12,1%.

Le vendite al mercato finale, dove 0,3 G(m³) sono stati destinati alle forniture di ultima istanza e di *default*, hanno rappresentato anche nel 2015 il 22,2% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi appartenenti alla classe inferiore a 100 M(m³), tuttavia, questa quota è pari al 79,4%, mentre per i gruppi della classe 0,1-1 G(m³) tali vendite equivalgono al 42,4% del gas impiegato.

Su 100 m³ che ciascun gruppo destina alle vendite finali (cioè alla somma di quanto ha venduto al mercato libero, al mercato tutelato e alle forniture di ultima istanza e *default*), nel 2015 i gruppi hanno mediamente indirizzato 19,2 m³ al mercato tutelato; il valore maggiore, pari a 27,3 m³, si osserva per il gruppo Eni, ma anche per i piccoli gruppi tale quantità, pari a 26,2 m³, risulta importante. Appartengono, infatti, a questa classe gli operatori le cui vendite

al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi) sono particolarmente elevate dato che raggiungono il 78% delle vendite finali, a conferma del fatto che le piccole imprese tendono ad avere un mercato limitato ai clienti del territorio storico di vendita, nel caso di soggetti che esistevano ancora prima della liberalizzazione, o ad affacciarsi sul mercato, nel caso di soggetti nuovi, servendo i clienti di più piccole dimensioni.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

Nel 2015 la produzione nazionale ha registrato una contrazione del 5,3% rispetto all'anno precedente attestandosi, nei dati provvisori diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, a 6.771 M(m³). Poiché il fabbisogno interno lordo è al contempo cresciuto del 9,1%, il tasso di copertura è sceso al 10% dall'11,5% registrato nel 2014. Secondo i dati pubblicati dalla Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, riprodotti nella figura 3.2, la produzione 2015, pari a 6.877 M(m³) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente –, è stata ottenuta per il 34% da giacimenti a terra e per il 66% da coltivazione in mare. La quantità di gas estratta da giacimenti in terraferma, pari a 2.351 M(m³), è diminuita, rispetto al 2014, in misura minore (-2,9%) di quella in mare che, invece, ha

registrato un calo del 6,9%, scendendo a 4.526 M(m³). La Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche valuta le riserve certe di gas al 31 dicembre 2015 in 49,1 G(m³) e quelle probabili in 52,4 G(m³) (Fig. 3.3). Rispetto ai dati valutati al 31 dicembre 2014, le riserve risultano complessivamente diminuite (-8,5% le certe, -12,4% le probabili e -10,1% le possibili)¹. In realtà, tenendo conto del fatto che nel 2015 la produzione di gas è stata di 6.877 M(m³), il valore delle riserve certe diffuso lo scorso anno, pari a 53.713 M(m³), avrebbe dovuto scendere a 46.836 M(m³). I quantitativi di riserve certe stimati al 31 dicembre 2015 in 49.122 M(m³), pertanto, comprendono una rivalutazione del 4,9%. Al ritmo di estrazione medio degli ultimi cinque anni e contando solo sulle riserve certe, la produzione di gas naturale si esaurirebbe in circa sette anni, sebbene parte delle riserve oggi giudicate soltanto probabili o possibili potrebbero trasformarsi in riserve certe, grazie all'intervento di nuove tecnologie e/o di nuovi investimenti. La parte

¹ Le riserve di gas sono quantità stimate che vengono definite, secondo la classificazione internazionale, "certe", "probabili" o "possibili" in base al livello di probabilità di venire commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della loro valutazione. In particolare, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, vengono definite riserve "certe" quando tale probabilità è superiore al 90%, "probabili" quando il grado di probabilità è superiore al 50% e "possibili" quando è minore del 50%.

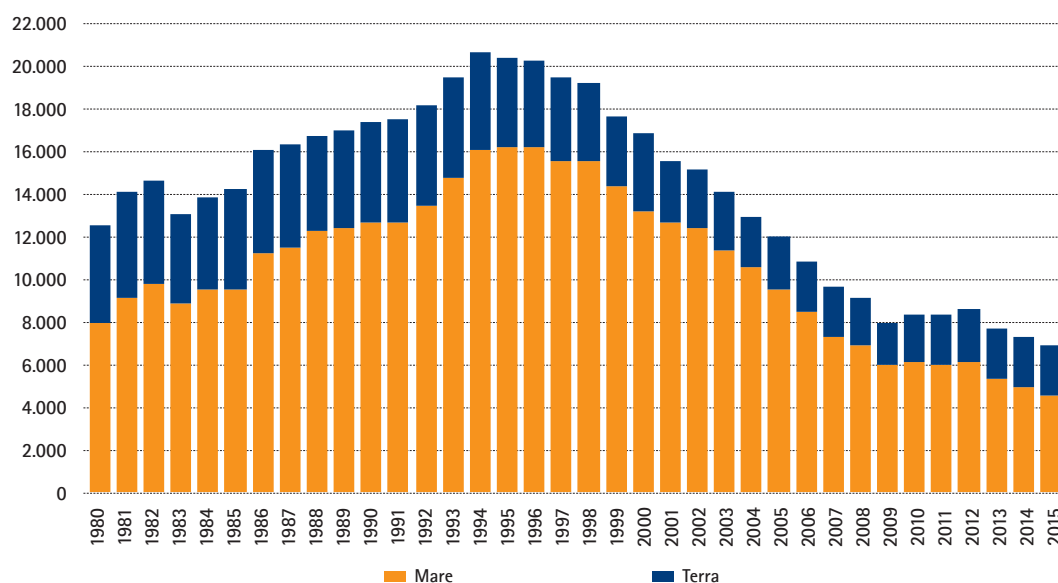


FIG. 3.2

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980
M(m³)

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

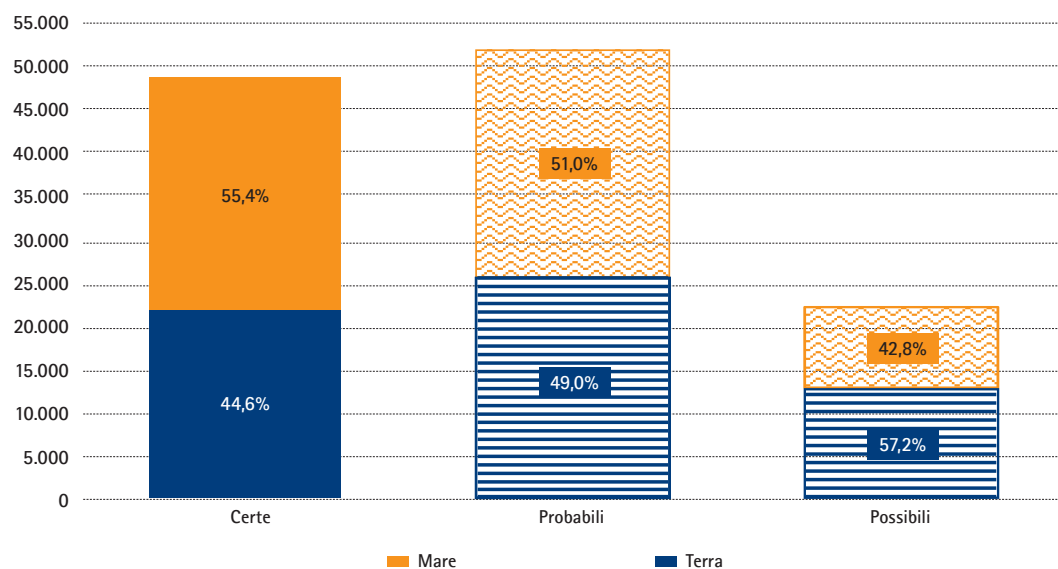


FIG. 3.3

Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2015
M(m³)

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

più rilevante delle riserve certe, il 55,4%, si trova in mare, mentre il restante 44,6% è localizzato in terraferma (quasi interamente al Sud). In base ai dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, nel 2015 sono stati estratti complessivamente 7.465

M(m³) da 21 imprese, riunite in 15 gruppi societari². L'84% circa di tutta la produzione nazionale è estratto dalle società del gruppo Eni, l'operatore dominante di questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, Royal Dutch Shell, con il 9,4%. Quest'ultimo accresce la

² Come succede da qualche anno a questa parte, il dato complessivo risulta leggermente superiore a quello di fonte ministeriale, ma anche qui possono valere le considerazioni circa il potere calorifico utilizzato nella stima dei dati che potrebbero essere differenti.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2015

M(m³)

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	6.238	83,6%
Royal Dutch Shell	700	9,4%
Edison	357	4,8%
Gas Plus	119	1,6%
Altri	51	0,7%
TOTALE	7.465	100,0%
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	6.771	–

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

propria quota lentamente, di anno in anno: anche nel 2015 è salita di circa un punto percentuale rispetto al 2014, distanziandosi maggiormente dal gruppo Edison (4,8% nel 2015 e 4,3% nel 2014) con il quale da diversi anni si alterna nella seconda e nella terza posizione. Sempre in quarta posizione rimane Gas Plus, quest'anno con una quota dell'1,6%. L'unica novità societaria nell'ambito della coltivazione riguarda la società Ionica Gas, impresa già al 100% di Eni, che dall'1 dicembre 2015 è stata incorporata in Eni.

Importazioni

Coerentemente con una domanda lorda e finale in aumento, secondo i dati preconsuntivi del Ministero dello sviluppo economico, nel 2015 le importazioni lorde di gas sono risalite a 61.201 M(m³), recuperando quindi quasi integralmente il calo registrato lo scorso anno, cioè 5,4 dei 6,2 M(m³) persi nel 2014. Le esportazioni, al contrario, sono lievemente diminuite da 237 a 221 M(m³). Per questo le importazioni nette hanno registrato un tasso di crescita sostanzialmente uguale a quello delle importazioni lorde, pari al 9,8%, e sono risalite a 60.980 M(m³) dai 55.520 M(m³) del 2014. Diversamente dagli ultimi anni, inoltre, un quantitativo relativamente contenuto di gas è andato a stoccaggio: le immissioni, infatti, hanno superato i prelievi di 228 M(m³).

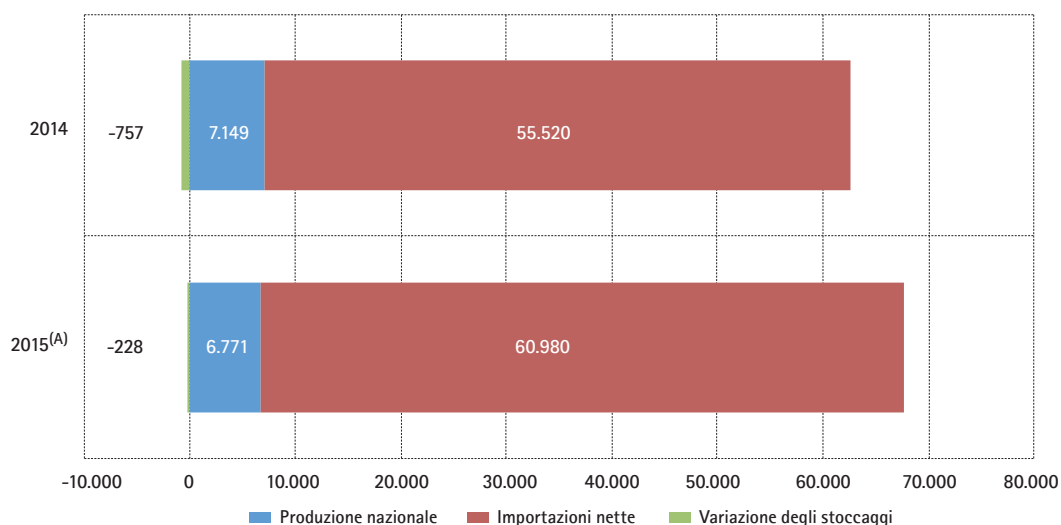
Poiché la produzione nazionale è scesa, come si è appena visto, a 6.771 M(m³), i quantitativi di gas complessivamente immessi in rete nel 2015 (Fig. 3.4) sono valutabili in 67.523 M(m³), 9,1 punti percentuali al di sopra di quelli del 2014. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è ovviamente cresciuto, anche se di poco, arrivando al 90,6% dal precedente 90,1%. La figura 3.5

espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per Paese di provenienza del gas³. L'aumento delle importazioni nel 2015 riguarda tutti i Paesi da cui l'Italia tradizionalmente acquista gas naturale, con l'eccezione del Nord Europa. Dall'Olanda, infatti, lo scorso anno abbiamo prelevato un miliardo e mezzo di gas in meno rispetto al 2014 (-22%), mentre i quantitativi provenienti dalla Norvegia sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto al 2014.

La crescita complessiva del 10% dei volumi provenienti dall'estero, infatti, costituisce la media ponderata dei tassi di incremento registrati per i flussi provenienti dal Qatar (34%), dalla Russia (15%) e dalla Libia (9%). Una significativa ripresa si è registrata anche sui quantitativi algerini (7%), così come dal gruppo misto degli Altri (17%). In pratica, sono aumentate in misura maggiore le importazioni dai Paesi nei quali il prezzo del gas è tuttora indicizzato al petrolio che, come si è visto nel Capitolo 1, nel 2015 ha registrato un sostanziale crollo. Al contrario, si è avuto un contenimento delle forniture il cui prezzo è legato all'andamento degli *hub* europei che già nel 2014 avevano scontato riduzioni nei prezzi.

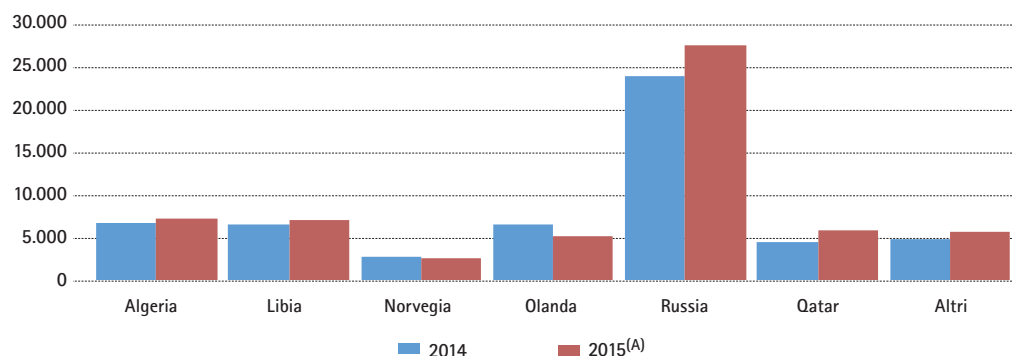
Le importazioni dall'Algeria, che negli ultimi due anni avevano registrato una corposa riduzione, nel 2015 si sono riprese (+0,5 miliardi) attestandosi a 7.244 M(m³), anche grazie al graduale ritorno in funzione dei giacimenti che nel 2013 erano stati danneggiati dagli attacchi terroristici in quel territorio. Anche dalla Libia sono giunte maggiori importazioni per 600 M(m³), ma la situazione politica di quel Paese resta critica. Per effetto di queste variazioni, nel 2015 il peso della Russia tra i Paesi che esportano in Italia è tornato al 45%, quasi metà dell'intero approvvigionamento estero italiano. Con una quota dell'11,8% del gas complessivamente importato, l'Algeria ha

³ Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale. Anche il gas importato in regime di *swap* è contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas stesso.



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

conservato la seconda posizione, seguita e quasi raggiunta dalla Libia (11,6%). L'incidenza del Qatar è salita di quasi due punti percentuali, essendo passata dal 7,9% del 2014 al 9,6%. Il 9,3% delle importazioni italiane del 2015 è arrivato dall'insieme degli altri Paesi, l'8,3% dall'Olanda e solo il 4,3% dalla Norvegia. Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2015 sono stati importati in Italia 59,6 G(m³), 4,6 in più rispetto al 2014⁴. L'aumento è stato, quindi, dell'8,4%, leggermente inferiore a

quello valutato nei dati del Ministero dello sviluppo economico⁵. Il 7,5% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 4,5 G(m³) circa, è stato acquistato presso le Borse europee (Tav. 3.3).

Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici è detenuto da Eni, i cui quantitativi acquistati all'estero nel 2015, pari a 32,1 G(m³), sono risultati del 3,3% superiori a quelli del 2014. L'aumento delle importazioni di Eni, inferiore a quello registrato dal totale delle importazioni nazionali, ha fatto scendere la quota di mercato della

⁴ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

⁵ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, in parte, dal numero di imprese che risponde all'Indagine annuale dell'Autorità e, in parte, da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. In altre parole, è probabile che alcuni quantitativi che il ministero classifica come importazioni, nell'Indagine dell'Autorità vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana", in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

TAV. 3.3

Primi venti importatori di gas in Italia nel 2015

M(m³); importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2014
Eni	32.079	53,8%	1°
Edison	12.615	21,2%	2°
Enel Trade	6.675	11,2%	3°
ENOI	942	1,6%	8°
Dufenergy Trading Sa	673	1,1%	10°
Shell Energy Europe Limited	576	1,0%	11°
Repower Italia	482	0,8%	4°
Hera Trading	410	0,7%	12°
Gunvor International B.V.	368	0,6%	5°
Iren Mercato	365	0,6%	43°
Uniper Global Commodities (ex E.On Global Commodities Se)	319	0,5%	16°
Koch Supply & Trading	265	0,4%	9°
Energetic Source Unipersonale	258	0,4%	13°
Econgas Gmbh	255	0,4%	20°
Worldenergy Sa	248	0,4%	15°
Met International Ag	238	0,4%	–
2B Energia	221	0,4%	24°
Gas Intensive	219	0,4%	18°
Statoil Asa	205	0,3%	17°
A2A Trading	198	0,3%	28°
Altri	1.971	3,3%	–
TOTALE	59.581	100%	–
Di cui: Importazioni dalle Borse europee	4.456	7,5%	–
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	61.201	–	–

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

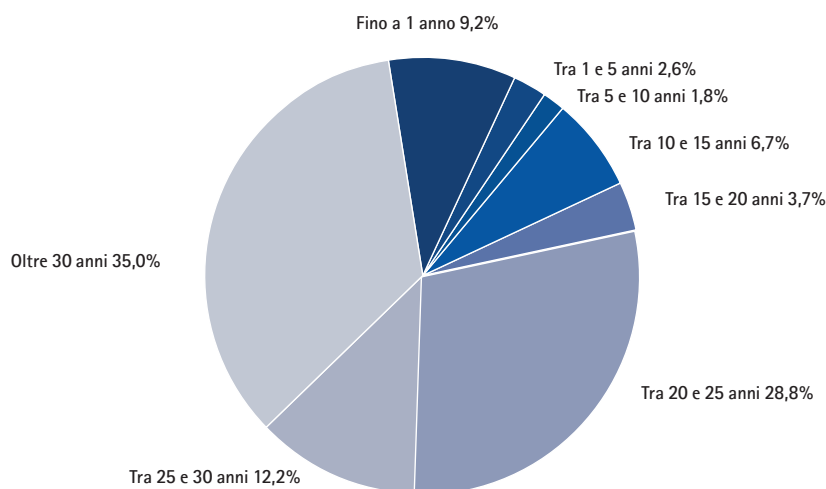
società al 53,8% (52,4% se calcolata sul valore di import di fonte minerale), dal 56,5% evidenziato nel 2014. Si tratta della prima riduzione dal 2010, quando – grazie all'operatività dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 – la porzione di gas estero approvvigionata da Eni era scesa al 39,2%. Da allora, scaduti gli effetti del provvedimento legislativo, tale quota è stata sempre in aumento. Molto più forte è stata la crescita delle importazioni di Edison, seconda in classifica, che ha approvvigionato quasi 3 G(m³) in più rispetto al 2014. Pertanto, la sua quota nel mercato dell'importazione è salita al 21,2% e la distanza da Eni si è ridotta di sei punti percentuali rispetto a quella dell'anno precedente. Ancor di più sono aumentate le importazioni di Enel Trade, passate da 4,9 a 6,7 G(m³) nel 2015. Ciò nonostante, Enel Trade è rimasta al terzo posto, anche se con una quota dell'11,2% che si confronta con il 9% del 2014.

Al di sotto delle prime tre posizioni della classifica, saldamente intestate alle consuete imprese, il panorama degli importatori nel 2015 offre un quadro alquanto vivace. Lo scorso anno, infatti, a fronte di un ampio numero di società che ha notevolmente incrementato i quantitativi di

acquisto all'estero (Iren Mercato, innanzitutto, ma anche A2A Trading, ENOI, 2B Energia, Econgas, per citare i soggetti con i tassi di crescita più elevati), ve ne sono altre che invece li hanno ridotti in misura consistente (Repower Italia, Koch Supply & Trading, Gunvor International, in particolare). Per detto motivo quest'anno si osservano diversi avvicendamenti nelle posizioni della classifica successive alla terza. Anche se è opportuno notare che le quote del mercato dell'approvvigionamento di tutte queste società non raggiungono in alcun caso il 2%, quindi sono sufficienti movimenti anche piccoli nei quantitativi approvvigionati per registrare tassi di variazione relativamente ampi.

Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 51,4 dei 59,6 G(m³), cioè l'86,2% del gas entrato nel mercato italiano. Come in passato, inoltre, tale quota è in aumento (era 83,2% nel 2014) per via dell'incremento delle quote di tutti e tre.

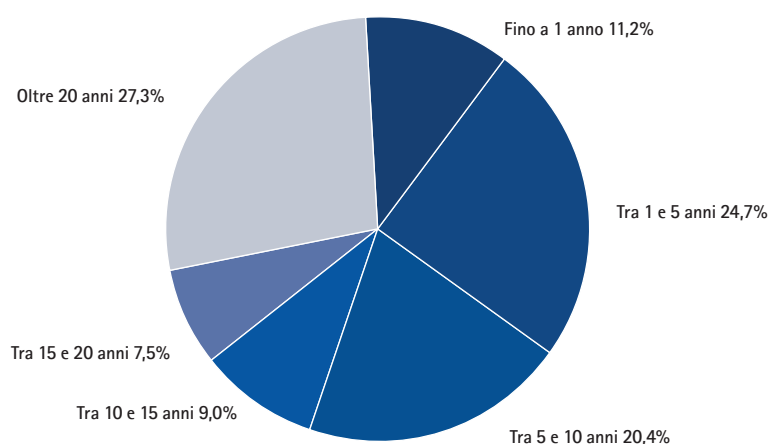
L'analisi delle *Annual Contract Quantity* pattuite nei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2015 secondo la durata intera (Fig. 3.6) evidenzia una struttura piuttosto lunga. La quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.6

Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2015, secondo la durata intera



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.7

Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2015, secondo la durata residua

intera supera i 20 anni, è infatti pari al 76% e risulta in aumento rispetto allo scorso anno (era 65,3%). L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è leggermente cresciuta (10,6% nel 2014, 11,7% nel 2015), mentre quella dei contratti di media durata (5-20 anni) si è dimezzata rispetto allo scorso anno (24,1% nel 2014, 12,3% nel 2015).

È proseguito, tuttavia, anche nel 2015 il restringimento di questo mercato in atto da anni. Con il passare del tempo, le *Annual Contract Quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura sono complessivamente sempre più basse: dai circa 119 G(m³) pattuiti cinque anni fa, nel 2015 i volumi contrattati sono complessivamente scesi a

circa 85 G(m³). È rimasta sostanzialmente invariata l'incidenza delle importazioni *spot*⁶, quelle cioè con durata inferiore all'anno, nel 2015 pari al 9,2%, contro il 9,3% del 2014.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2015 (Fig. 3.7) si rivelano complessivamente ancora abbastanza lunghi, ma la struttura contrattuale si va, seppure molto lentamente, accorciando: il 56,2% dei contratti (63,5% nel 2014) scadrà entro i prossimi dieci anni e il 35,8% di essi (29,3% nel 2014) esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. Il 34,8% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni (31,8% nel 2014).

⁶ Vale la pena ricordare che questa è stata valutata, come negli anni passati, escludendo le *Annual Contract Quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore, attivo in Italia, che l'ha acquistato.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nel 2015 l'assetto del trasporto del gas naturale è rimasto sostanzialmente invariato rispetto agli anni precedenti, con dieci imprese che gestiscono la Rete di trasporto del gas nazionale e regionale: tre per la Rete nazionale e nove per la Rete regionale (Tav. 3.4).

Con il 93% delle reti, Snam Rete Gas è il principale operatore di questo segmento della filiera gas. La società, infatti, possiede 32.534 km di rete sui 34.857 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.561 km di rete, di cui 508 sulla Rete nazionale. Vi sono poi altri sette operatori minori che possiedono piccoli tratti di Rete regionale. Come ogni anno, nell'autunno scorso il Ministero dello sviluppo economico ha aggiornato la Rete nazionale dei gasdotti e la Rete di trasporto regionale⁷. Oltre a fornire una nuova definizione dei tratti di rete ricompresi nella Rete nazionale dei gasdotti, le novità introdotte hanno riguardato l'inserimento del gasdotto in progetto Interconnessione TAP (*Trans Adriatic Pipeline*), nonché la contestuale eliminazione dei gasdotti Allacciamento

Geogastock di Salandra e Allacciamento GNL di Brindisi. Entrambe le eliminazioni sono divenute necessarie per la rinuncia formale alla realizzazione delle infrastrutture che i gasdotti dovevano servire. L'Allacciamento di Salandra (in provincia di Matera) era stato introdotto nella Rete nazionale solo lo scorso anno e doveva collegare alla Rete nazionale lo stoccaggio Grottole/Ferrandina, mentre l'Allacciamento di Brindisi avrebbe dovuto collegare alla Rete il terminale GNL il cui progetto è stato da tempo archiviato.

L'interconnessione TAP, invece, è il progetto che riguarda la bretella, di circa 50 km, che dovrebbe collegare il terminale di ricezione del gasdotto TAP a Melendugno (in provincia di Lecce) con la rete di Snam Rete Gas. Il progetto del TAP sta incontrando opposizione a livello locale. Nello scorso mese di febbraio la Regione Puglia ha impugnato l'inserimento di tale interconnessione nella Rete nazionale dei gasdotti, con ricorso straordinario al Presidente della Repubblica contro il decreto del Ministero dello sviluppo economico. Nello stesso periodo il TAR del Lazio ha pubblicato le sentenze con cui ha respinto i ricorsi della Regione Puglia e del Comune di Melendugno relativi al *Pipeline Receiving Terminal* (PRT) del TAP e

TAV. 3.4

Reti delle società di trasporto
nel 2015
km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.630	22.904	32.534
Società Gasdotti Italia	508	1.053	1.561
Retragas	0	407	407
Infrastrutture Trasporto Gas	83	0	83
Metanodotto Alpino	0	76	76
Energie	.	63	63
Gas Plus Trasporto	0	41	41
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	41	41
Netenergy Service	.	36	36
Italcogim Trasporto	.	15	15
TOTALE	10.221	24.636	34.857

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

⁷ La Rete nazionale dei gasdotti è stata aggiornata all'1 gennaio 2016 mediante il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 20 ottobre 2015, mentre la Rete di trasporto regionale è stata aggiornata con il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 3 novembre 2015. Nell'ambito di quest'ultimo aggiornamento, il tratto di rete regionale gestito da Italcogim Trasporto è stato riclassificato a rete di distribuzione a partire dal 2016.

TAV. 3.5

Attività di trasporto per regione nel 2015

Lunghezza delle reti in km; volumi riconsegnati in M(m³)

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI				TOTALE	NUMERO DEI PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMoeLETTRICI	ALTRO ^(A)		
Piemonte	504	2.157	3.463	1.091	2.516	66	7.136	500
Valle d'Aosta	0	57	48	45	0	0	93	12
Lombardia	646	4.457	8.362	2.461	4.360	575	15.759	2.340
Trentino Alto Adige	108	373	651	293	59	0	1.002	93
Veneto	881	2.112	3.905	1.302	603	52	5.863	571
Friuli Venezia Giulia	491	567	795	547	573	141	2.056	164
Liguria	22	456	840	187	263	2	1.292	63
Emilia Romagna	1.268	2.570	4.145	2.490	2.031	5.674	14.340	723
Toscana	611	1.473	2.142	919	1.635	4	4.700	319
Umbria	179	466	493	276	50	0	819	96
Marche	303	647	871	367	0	81	1.318	220
Lazio	509	1.456	2.159	591	501	484	3.735	459
Abruzzo	560	938	693	318	237	90	1.339	307
Molise	375	522	126	59	175	405	765	133
Campania	566	1.406	1.127	483	897	7	2.514	611
Puglia	707	1.311	1.144	756	2.215	3	4.118	272
Basilicata	432	914	200	139	24	0	363	203
Calabria	986	1.217	291	42	1.939	4	2.277	286
Sicilia	1.073	1.537	735	850	2.818	6	4.409	261
Sardegna	0	0	0	0	0	0	0	0
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	10.903	10.903	2
ITALIA	10.221	24.636	32.188	13.216	20.898	18.497	84.798	7.635

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla Rete di trasporto (per esempio, ospedali).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

alla procedura autorizzativa del gasdotto. Come sempre, l'aggiornamento della Rete di trasporto regionale ha riguardato l'inserimento di numerosi tratti di rete di nuova realizzazione o di tratti in progetto e diverse cancellazioni o dismissioni.

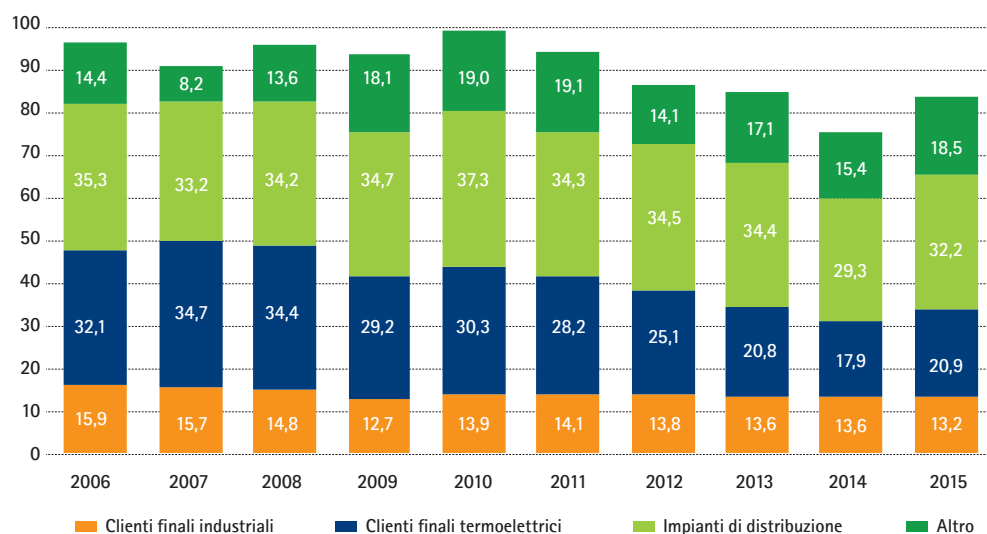
Le attività di trasporto sono riassunte nella tavola 3.5, che riporta, con dettaglio regionale, la lunghezza delle reti, i volumi di gas transitati sulle reti e riconsegnati a diverse tipologie di utenti e il numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti (tutti i dati sono preconsuntivi). L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione, in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto. La ripresa del settore gas nel 2015 emerge, naturalmente, anche nei dati del trasporto: i volumi riconsegnati sulle reti sono infatti aumentati di 8,6 G(m³) rispetto

al valore del 2014, tornando a 84,8 G(m³) e recuperando quasi integralmente la perdita subita lo scorso anno, per riportarsi sui livelli del 2013, pari a 86 G(m³). Poiché il numero dei punti di riconsegna è leggermente diminuito (7.635 nel 2015 contro i 7.689 del 2014), il volume medio trasportato è risalito a 11,1 M(m³) dai 9,9 del 2014.

La crescita registrata nel 2015 riflette, inoltre, un recupero delle riconsegne al settore termoelettrico e agli impianti di distribuzione, mentre quelle al settore industriale hanno registrato ancora una lieve caduta. I volumi di gas riconsegnati a clienti finali termoelettrici e agli impianti di distribuzione sono aumentati rispetto al 2014 di circa 3 G(m³); il recupero del termoelettrico vale però percentualmente di più (16,7%) rispetto a quello registrato dai volumi trasportati agli impianti di distribuzione (10%), perché partiva da un valore più contenuto. Se si allarga lo sguardo agli ultimi dieci anni (Fig. 3.8), si nota come le quantità di gas riconsegnato alle varie tipologie di clienti non

FIG. 3.8

Attività di trasporto dal 2006

G(m³); riconsegne di gas a diverse tipologie di clienti

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.6

Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2015-2016

M(m³) standard per giorno

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(C)
Passo Gries	59,0	19,8	39,2	33,6%	16
Tarvisio	107,0	97,7	9,3	91,3%	34
Mazara del Vallo ^(A)	95,9	86,5	9,4	90,2%	8
Gorizia ^(B)	2,0	0,004	2,0	0,2%	1
Gela ^(A)	32,5	27,1	5,4	83,5%	2
TOTALE	296,4	235,2	61,2	79,4%	44
Terminali di GNL					
Panigaglia	13,0	0,6	12,4	4,7%	-
Cavarzere	26,4	24,4	2,0	92,5%	-
Livorno	15,0	15,0	0,0	100,0%	-

(A) Le capacità di trasporto e le capacità disponibili indicate includono 6,7 M(m³)/g di capacità concorrente ai sensi del Codice di rete e pertanto il conferimento della capacità concorrente nel punto di entrata di Mazara del Vallo riduce di un uguale valore la capacità disponibile nel punto di entrata di Gela e viceversa.

(B) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(C) Numero di soggetti titolari di capacità di trasporto di tipo continuo; poiché diversi soggetti hanno ottenuto capacità di trasporto in più punti, il numero totale di soggetti è inferiore alla somma dei singoli punti di interconnessione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati e Snam Rete Gas.

sono solo decisamente diminuite, ma anche come sia notevolmente cambiata la proporzione tra i vari clienti. I clienti finali termoelettrici che dieci anni fa contavano per un terzo di tutti i volumi trasportati, oggi assorbono un quarto del gas che passa nella Rete dei gasdotti. Al contrario, è cresciuta la quota dal 15% al 22% della voce "Altro" che comprende punti di esportazione, punti di uscita verso lo stoccaggio, altre imprese di trasporto e altro ancora. Un lieve aumento, dal 36% al 38%, ha registrato anche la quota degli impianti di distribuzione, impianti dai quali il gas viene poi distribuito a clienti finali domestici, ma anche alle piccole industrie e al terziario. Le grandi

imprese industriali direttamente allacciate alla Rete di trasporto, invece, dieci anni fa ricevevano quasi 16 G(m³), cioè il 16,3% del gas trasportato, mentre oggi ricevono 13 G(m³), corrispondente al 15,6% del gas complessivamente trasportato.

La tavola 3.6 mostra i risultati dei conferimenti effettuati all'inizio dell'anno termico, delle capacità di trasporto di tipo continuo per l'anno termico 2015-2016. Ogni anno, infatti, nei mesi di agosto e settembre, Snam Rete Gas effettua i conferimenti delle capacità di trasporto per l'anno termico successivo (o gli anni termici, in caso di durate pluriennali), sulla base delle richieste pervenute. La capacità

che risulta disponibile successivamente all'inizio dell'anno termico può ancora essere richiesta e conferita per una durata massima pari alla parte restante dell'anno termico. La disciplina del conferimento è stata modificata negli anni recenti per includere i conferimenti mensili (per il mese successivo) e, a partire dal 2015, per consentire l'offerta in vendita, a marzo, di prodotti di capacità di durata annuale e, a giugno, di prodotti di capacità di durata trimestrale per l'anno termico successivo. Dal 2013 la capacità disponibile è offerta anche su base *day-ahead*, tramite la piattaforma comune PRISMA - *European Capacity Platform*, presso Tarvisio, Gorizia e Passo Gries cui si sono aggiunte, nel 2014, anche Mazara e Gela.

Complessivamente la capacità conferibile è lievemente aumentata (0,9%), essendo passata da 293,8 a 296,4 M(m³)/giorno, in particolare a Gela (punto di entrata del gasdotto Greenstream per l'importazione dalla Libia). I risultati del conferimento mostrano come a inizio anno termico la capacità di trasporto di tipo continuo, presso i punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto, sia stata conferita per il 78% a 44 soggetti. Considerando, tuttavia, l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2016 la medesima quota sale fino all'82,4% per l'aumento delle capacità conferite a Passo Gries (+87%), nonostante il maggiore spazio che diviene disponibile a Gorizia (che si libera completamente), a Tarvisio e Mazara (-0,6% della capacità conferita in entrambi i casi) e a Gela (-11%). Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della Rete in corrispondenza dei tre terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13 M(m³)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale GNL Italia del gruppo Snam, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. All'inizio dell'anno termico il terminale di Panigaglia risultava impegnato per il 4,7%. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la Rete nel punto di Cavarzere) è, invece, pari a 26,4 M(m³)/giorno. Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità e per 25 anni, ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE, la capacità conferibile in tale punto sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m³)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Di tali 5,4 M(m³)/giorno, all'inizio dell'anno termico 2015-2016 ne erano già impegnati altri 3,4; pertanto il terminale risulta impegnato al 92,5%. Infine, la capacità conferibile nel terminale di Livorno gestito dalla società OLT

Offshore LNG Toscana, pari a 15 M(m³)/giorno, all'inizio dell'anno termico risultava interamente occupata. Il terminale è entrato in esercizio nel dicembre 2013. È opportuno ricordare che OLT Offshore LNG Toscana, la società che ha realizzato il rigassificatore, era titolare di un'esenzione dall'obbligo di accesso di terzi relativa al 100% della capacità del terminale per un periodo di 20 anni, cui ha rinunciato. Pertanto il terminale GNL è tornato integralmente e irrevocabilmente nel regime regolato. Nel 2015 nel capitale sociale di OLT Offshore LNG Toscana, *joint venture* controllata da Uniper Global Commodities del gruppo E.On (48,24%) e da Iren Mercato (43,99%), sono entrate anche la società Golar Offshore Toscana Limited, società specializzata nella gestione di navi gasiere e metaniere con sede a Cipro, con una quota del 2,69% e ASA - Azienda Servizi Ambientali del comune di Livorno, società del gruppo Iren, con il 5,08%. Complessivamente, nell'anno solare 2015 i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla Rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 348, contro i 344 del 2014, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%. Il numero di utenti del sistema di trasporto è lievemente sceso a 1.189 unità, contro le 1.202 unità del 2014.

Conferimenti pluriennali

Nella tavola 3.7 sono riportati i dati relativi alle capacità di tipo pluriennale conferite (a luglio 2015) presso i punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi cinque anni termici, a partire dal 2016-2017, complessivamente a dieci soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati relativi all'anno termico 2016-2017, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. Per tutti gli anni termici esposti nella tavola 3.7, i valori della capacità conferibile restano fermi ai valori esposti nella tavola 3.6, complessivamente pari a 350,8 M(m³)/giorno se si considerano anche le capacità dei terminali di rigassificazione. Come lo scorso anno, invece, la capacità conferita diminuisce di anno in anno e in misura notevole. Dall'anno termico 2016-2017 all'anno termico 2021-2022 la percentuale di saturazione scenderà dal 65% al 9%. Tra l'anno termico 2018-2019 e il successivo lo spazio disponibile quasi raddoppierà (passando da 167,4 a 307,2 M(m³)/giorno) per poi crescere ancora del 3,6% nell'ultimo anno. Più precisamente, al passare del tempo lo spazio disponibile aumenterà in tutti i punti di entrata della Rete di trasporto nazionale, con l'eccezione del terminale GNL di Rovigo. A Tarvisio tre quarti della

TAV. 3.7

Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2016-2017 al 2021-2022

M(m³) standard per giorno

PUNTI DI ENTRATA	ANNI TERMICI					
	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
Tarvisio	80,5	80,5	69,7	10,6	10,0	0,0
Mazara Del Vallo	83,9	77,7	66,9	0,0	0,0	0,0
Passo Gries	7,3	7,3	7,3	1,0	1,0	0,0
Gela	21,9	11,0	11,0	10,9	11,0	11,0
Gorizia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cavarzere	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Livorno	15,0	15,0	7,5 ^(A)	0,0	0,0	0,0
Panigaglia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE CAPACITÀ CONFERITA	229,7	212,5	190,9	43,6	43,0	32,0
Tarvisio	26,5	26,5	37,3	96,4	97,0	107,0
Mazara Del Vallo	12,0	18,2	29,0	95,9	95,9	95,9
Passo Gries	51,7	51,7	51,7	58,0	58,0	59,0
Gela	10,6	21,5	21,5	21,6	21,5	21,5
Gorizia	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Cavarzere	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Livorno	0,0	0,0	7,5 ^(A)	15,0	15,0	15,0
Panigaglia	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
TOTALE CAPACITÀ DISPONIBILE	121,1	138,3	167,4	307,2	307,8	318,8

(A) Nel terminale di Livorno la capacità nell'anno termico 2018-2019 è interamente assegnata solo per i primi 6 mesi, poi è nulla.

Fonte: Snam Rete Gas.

capacità conferibile risultano assegnati sino all'anno termico 2017-2018, nell'anno successivo la capacità impegnata scenderà al 65% per poi ridursi drasticamente al 10% nell'anno termico 2019-2020, fino ad azzerarsi nell'ultimo anno considerato. Anche a Mazara del Vallo il livello di saturazione resterà intorno al 75% sino all'anno termico 2018-2019, mentre dal 2019-2020 si azzererà. A Passo Gries la capacità assegnabile, già molto ampia (78%) a partire dal prossimo anno termico, aumenterà di circa 6 M(m³)/giorno dall'anno termico 2019-2020. Infine a Gela, la disponibilità salirà di 11 M(m³)/giorno dall'anno termico 2017-2018.

Stoccaggio

In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni vigenti (Tav. 3.8). I siti di stoccaggio attivi sono dieci, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti. Nel 2015 non sono state conferite nuove concessioni, ma è stato ultimato ed è entrato in attività lo stoccaggio di San Potito e Cotignola,

benché con una capacità disponibile di 373 M(m³) inferiore a quella ipotizzata nel progetto originario, pari a 915 M(m³), a causa di alcune criticità emerse nelle condizioni strutturali e geologiche del sito stesso. Inoltre, nel 2015 ci sono stati importanti sviluppi per i progetti di stoccaggio in corso.

Nel mese di marzo, la società Ital Gas Storage, che porta avanti il progetto per lo stoccaggio di Cornegliano, ha chiesto e ottenuto dal Ministero dello sviluppo economico il differimento del termine di inizio dei lavori (che era stato fissato al 30 marzo 2015 nel decreto di rilascio della concessione del 2011) e quello per la conclusione dei lavori stessi dal 30 marzo 2018 al 31 dicembre 2018. Nel mese di aprile l'Autorità ha predisposto dei meccanismi di incentivazione allo sviluppo di nuova capacità di punta da stoccaggio⁸. A seguito di tale intervento, anche Geogastock ha chiesto al Ministero dello sviluppo economico una proroga per i termini di avvio dei lavori e di entrata in esercizio per il sito di Cugno Le Macine. A inizio novembre lo stoccaggio di Cornegliano ha ottenuto dall'Autorità il riconoscimento dei nuovi meccanismi di incentivazione. Nell'anno termico 2015-2016 il

⁸ Adottati con la delibera 23 aprile 2015, 182/2015/R/gas. Per una descrizione in dettaglio si veda il Volume II di questa *Relazione Annuale*.

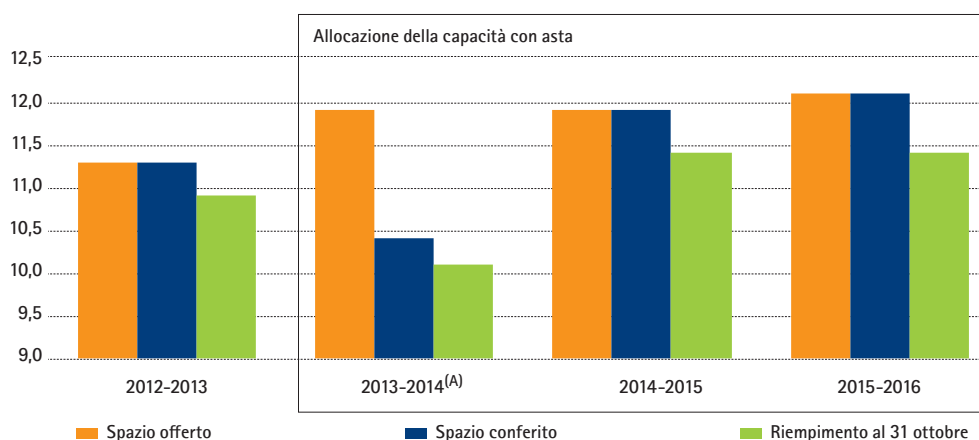
TAV. 3.8

Concessioni di stoccaggio
in Italia

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	SCADENZA
Alfonsine ^(A)	Stogit	100%	Emilia Romagna	85,88	01/01/2017
Bordolano ^(A)	Stogit	100%	Lombardia	62,97	06/11/2021
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	01/01/2017
Cellino	Edison Stoccaggio	100%	Abruzzo	30,38	10/12/2024
Collalto	Edison Stoccaggio	100%	Veneto	88,95	16/06/2024
Cornegliano ^(A)	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	15/03/2031
Cortemaggiore	Stogit	100%	Emilia Romagna	81,61	01/01/2017
Cugno Le Macine ^(A)	Geogastock	100%	Basilicata	48,16	02/08/2032
Fiume Trieste	Stogit	100%	Abruzzo - Molise	76,79	21/06/2022
Minerbio	Stogit	100%	Emilia Romagna	68,61	01/01/2017
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	01/01/2017
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia Romagna	100,15	01/01/2017
San Potito e Cotignola	Edison Stoccaggio Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia Romagna	51,76	24/04/2029
Sernano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	01/01/2017
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	01/01/2017

(A) Concessioni non attive.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.



(A) Volumi conferiti in parte ad asta e in parte pro-quota (circa 50% e 50%).

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 16,7 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico, 197 M(m³) riservati allo stoccaggio minerario e 203 M(m³) al servizio di bilanciamento. Lo spazio offerto ad asta è stato pari a 12,1 G(m³) e, come nell'anno termico precedente, è stato conferito interamente (Fig. 3.9). La punta nominale massima di erogazione del sistema è stata pari a 227 M(m³) al giorno. L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato definito nel mese di febbraio 2016, con l'emanazione, da parte del Ministro dello sviluppo economico,

del consueto decreto annuale in materia (decreto 25 febbraio 2016). Tale assetto replica, in parte, quello dell'anno precedente e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per favorire l'approvvigionamento diretto di GNL dall'estero;
- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta, per l'anno termico 2016-2017, pari a 7,451 G(m³), allocati in asta; a tale capacità è associata una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svasso;

FIG. 3.9

Spazio negli stoccaggi negli
ultimi anni termici
M(m³) standard

TAV. 3.9

Distribuzione dello spazio di stoccaggio in conferimento negli anni termici 2015-2016 e 2016-2017
M(m³) standard

ANNO TERMICO 2015-2016			ANNO TERMICO 2016-2017		
SERVIZIO	MODALITÀ DI CONFERIMENTO	SPAZIO	SERVIZIO	MODALITÀ DI CONFERIMENTO	SPAZIO
Decreto legislativo n. 130/10	Fisico disponibile	2.642	Minerario	Definito da MSE	205
Minerario	Definito da MSE	197			
Bilanciamento trasporto	A richiesta	203	Bilanciamento trasporto	A richiesta	223
Servizi di stoccaggio correlati alla rigassificazione	Definito da MSE	500	Servizio integrato di stoccaggio e rigassificazione	Ad asta	1.000
Modulazione di punta	Ad asta	6.843	Modulazione di punta	Ad asta	7.451
Modulazione uniforme	Ad asta	1.222	Modulazione uniforme	Ad asta	2.680
Pluriennale uniforme	Asta (prezzo riserva a tariffa)	500	Pluriennale uniforme	Ad asta	1.000
Strategico	Definito da MSE	4.620	Strategico	Definito da MSE	4.620
TOTALE		16.727			17.179

Fonte: AEEGSI.

- la restante capacità, pari a circa 3,7 G(m³) e destinata al mercato, con un profilo di prelievo piatto nel corso dell'anno, viene conferita in asta.

In seguito al termine delle misure legate al decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, il 2016-2017 vede la conferma di una capacità per un servizio di stoccaggio pluriennale, per una durata di almeno due anni, ma soprattutto l'introduzione di un servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio. Per quanto riguarda le prestazioni associate ai singoli servizi di stoccaggio, anche per il 2016-2017 se ne confermano due tipi. In particolare, i servizi disponibili agli utenti, secondo specifiche condizioni, possono prevedere:

- una disponibilità di prestazione di erogazione variabile anche in funzione del mese della fase di erogazione (servizio di modulazione di punta);
- una disponibilità di prestazione di erogazione costante per tutta la durata della fase di erogazione (servizio di modulazione uniforme).

Le modalità di conferimento si limitano a due tipi:

- specifiche per le capacità definite dal ministero;
- attraverso procedure di asta competitiva.

Nel complesso, nell'anno termico 2015-2016 Stogit ha conferito capacità per i servizi di stoccaggio a 73 operatori; 53 utenti

dispongono di capacità per il servizio di modulazione di punta, tre utenti per il servizio di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto, sei utenti per il solo servizio di modulazione uniforme (a fronte di 38 utenti complessivi per questo servizio), 11 per il solo servizio connesso alle capacità del decreto legislativo n. 130/10 (a fronte di 31 utenti complessivi per questo servizio) e nessun utente per il solo servizio di stoccaggio minerario (a fronte di un utente complessivo per questo servizio).

I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2016 sono risultati pari a circa 19,6 G(m³), di cui 10,1 in erogazione e 9,4 in iniezione. Per quanto riguarda Edison Stoccaggio, gli utenti nell'anno termico 2015-2016 sono stati dieci: sei utenti del servizio di modulazione di punta e uno del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi di Edison Stoccaggio a marzo 2016 sono risultati pari a circa di 1,2 G(m³), di cui 0,59 in erogazione e 0,60 in iniezione.

Distribuzione

Come negli scorsi anni, nell'ambito dell'Indagine annuale sull'evoluzione dei settori regolati, è stato chiesto agli esercenti la distribuzione del gas naturale di fornire dati preconsuntivi in merito all'attività svolta nell'anno 2015 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2014. Nelle pagine che seguono sono, quindi, da considerarsi provvisori tutti i dati riguardanti il 2015. Ogni anno il questionario viene somministrato

sia alle imprese presenti nell'Anagrafica operatori alla data del 31 dicembre dell'anno precedente sia a quelle che, pur non essendo più attive a tale data, avevano fornito i dati in via preconsuntiva nell'indagine dell'anno prima, per ottenere la conferma o la rettifica dei dati inviati. Quest'anno, quindi, i questionari sono stati sottoposti a 234 imprese. Hanno risposto 233 operatori. Nel corso del 2015 e nei primi mesi del 2016 si sono realizzati, come sempre, numerosi avvicendamenti nelle società.

In particolare, con decorrenza 1 gennaio 2015:

- Naturgas (impresa posseduta al 100% da CPL Concordia) ha acquisito l'attività da CPL Concordia. L'unico comune interessato è quello di San Giuseppe Vesuviano (NA);
- Italgas ha incorporato Metano Arcore, esercente l'attività di distribuzione gas ad Arcore (MI);
- F2i Reti Italia ha incorporato 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas) e contemporaneamente ha assunto la nuova denominazione 2i Rete Gas, uguale, quindi, a quella della società incorporata;
- Metano Arcore, che svolgeva la distribuzione appunto ad Arcore (MI), è stata incorporata in Italgas. L'impresa era per il 50% del Comune di Arcore e per il 50% di Italgas;
- Edma Reti Gas ha acquisito parzialmente l'attività di distribuzione gas da Centria (fine dell'affitto di un ramo d'azienda).

Successivamente:

- in aprile Italgas ha acquisito il residuo 51% del capitale sociale di Acam Gas; a seguito di tale acquisizione Italgas possiede ora il 100% di Acam Gas;
- nel mese di luglio Blu Reti Gas (impresa posseduta al 100% da Valle Camonica Servizi) ha acquisito l'attività di distribuzione di gas naturale nella provincia di Brescia da Valle Camonica Servizi;
- in agosto AIR – Azienda Intercomunale Rotaliana, che distribuiva gas nel comune di Mezzolombardo (TN), ha ceduto l'attività a Dolomiti Reti; BBS Reti Gas ha acquisito l'attività da BBS Bassa Bresciana Servizi nei comuni di Manerbio e in quello di Bassano Bresciano, entrambi, appunto, in provincia di Brescia;
- in settembre Toscana Energia ha acquisito da Centria la gestione del servizio di distribuzione gas del Comune di Prato;

- in ottobre Gelsia Reti ha assunto la nuova denominazione sociale di RetiPiù;
- l'1 novembre Marsia Distribuzione Gas è stata incorporata in Alto Sangro Distribuzione Gas;
- nel mese di dicembre SGR Reti ha cambiato la ragione sociale in Adrigas; Società Metanodotti Valletanaro SO.MET. ha cambiato la ragione sociale in Società Metanodotti Valletanaro.

A partire da gennaio 2016, invece:

- Genova Reti Gas è stata incorporata in Iren Emilia che ha poi assunto la nuova denominazione di IReti;
- la società Italcogim Trasporto (posseduta al 100% da 2i Rete Gas) nel dicembre 2015 ha contrattualizzato la cessione, da effettuarsi con efficacia dall'1 gennaio 2016, della propria rete di trasporto gas alla controllante 2i Rete Gas, contestualmente alla riclassificazione della rete stessa in rete di distribuzione del gas⁹;
- Italgas ha incorporato Azienda Energia e Servizi Torino, impresa che già possedeva al 100% dal 2014;
- CH4 Lizzano del rag. Federico Bonucci & C. ha cambiato natura giuridica (da società in accomandita semplice a società a responsabilità limitata) e la ragione sociale in CH4 Lizzano;
- 2i Rete Gas S.p.A. ha ceduto la gestione dell'impianto di distribuzione gas del comune di Cinisello Balsamo (MI) e i relativi sconfinamenti nei comuni di Monza e Sesto San Giovanni a 2i Rete Gas S.r.L., una nuova impresa creata nel novembre 2015 da 2i Rete Gas S.p.A. che la possiede al 100%;
- Azienda Energetica ha ceduto l'impianto di Merano (BZ) ad Azienda Energetica Reti, prima di essere incorporata in O.9 che diventa poi Alperia;
- 2i Rete Gas ha incorporato GP Gas, impresa che già possedeva al 100% e che operava in diversi comuni della provincia di Pavia;
- il servizio di distribuzione nel Comune di Maierato (VV), che in passato era gestito da Italfiuid, è stato affidato a Sviluppo Energia, dopo una gestione transitoria effettuata dal Comune medesimo;
- Edison DG ha assunto la denominazione di Infrastrutture Distribuzione Gas;
- in marzo, EAP, distributore nel comune di Manfredonia (FG), ha assunto la nuova ragione sociale di Aden;

⁹ Stabilita dal decreto ministeriale del 3 novembre 2015 (si veda il paragrafo dedicato al trasporto del gas).

TAV. 3.10

Attività dei distributori nel periodo 2009-2015

OPERATORI(A)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
NUMERO	251	235	227	226	228	229	226
Molto grandi	9	9	9	8	7	8	8
Grandi	25	23	25	27	26	22	22
Medi	22	23	18	18	20	21	21
Piccoli	119	112	114	112	115	117	115
Piccolissimi	76	68	61	61	60	61	60
VOLUME DISTRIBUITO – M(m ³)	34.048	36.336	34.295	33.913	34.241	29.509	31.007
Molto grandi	19.023	21.016	19.677	19.309	19.553	17.414	18.244
Grandi	8.355	8.243	8.591	8.834	8.682	6.754	7.073
Medi	2.574	2.912	2.015	2.034	2.227	2.060	2.197
Piccoli	3.797	3.909	3.780	3.512	3.578	3.105	3.315
Piccolissimi	298	257	233	223	202	176	177

(A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.

Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.

Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.

Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.

Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

- nel mese di aprile, infine, 2i Rete Gas ha acquisito la gestione dell'impianto di Mirabello (FE) da ATR;
- A2A Reti Gas, dopo aver incorporato A2A Reti Elettriche (nonché A2A Servizi alla Distribuzione e A2A Logistica) ha assunto la nuova denominazione di Unareti;
- Nebrodi Gas S. Agata ha assunto la nuova denominazione sociale di SI Gas S. Agata, mentre Nebrodi Gas Service ha assunto la denominazione sociale di SI Gas Distribuzione.

Come si vede, quasi tutte le ultime operazioni societarie in ordine di tempo sono avvenute in ottemperanza alla nuova regolazione dell'*unbundling* funzionale¹⁰ la quale, alle imprese di distribuzione che fanno parte di un gruppo societariamente integrato, impone, tra l'altro, obblighi in materia di separazione di identità, di marchio e di politiche di comunicazione. Nel 2015 i soggetti attivi sono risultati 226, tre in meno rispetto al 2014 (Tav. 3.10). Tre operatori hanno avviato l'attività nel 2015 (nel 2014 non erano presenti), mentre sei sono quelli che erano operativi nel 2014, ma non più nel 2015. La suddivisione dei distributori in base al numero dei clienti serviti mostra che la numerosità delle imprese medio-grandi è rimasta invariata rispetto al 2014. La riduzione dei soggetti attivi è avvenuta

nell'ambito delle ultime due classi con le quali siamo soliti suddividere le imprese, quelle cioè degli operatori con meno di 50.000 utenti. L'incremento dei volumi complessivamente distribuiti si è ripartito in modo relativamente omogeneo tra le classi, a parte l'ultima. L'aumento percentualmente più elevato si è avuto nel caso dei piccoli e medi operatori che nel 2015 hanno distribuito più del 6,5% in più del gas erogato nel 2014. I piccolissimi operatori, invece, hanno accresciuto i loro livelli di attività in misura assai minore: nel 2015 hanno, infatti, erogato solo 2 M(m³) in più del 2014, cioè meno dell'1% in più dell'anno precedente.

Il numero delle imprese con più di 100.000 punti di riconsegna è rimasto invariato, rispetto al 2014, a 30 unità, che rappresentano il 13% circa delle imprese operanti nella distribuzione di gas naturale. Nel 2015 esse hanno distribuito complessivamente l'81,6% dei volumi totali; le restanti 196 imprese attive nel settore hanno, invece, distribuito poco meno di un quinto dei volumi totali. Complessivamente i 226 operatori attivi nel 2015 hanno distribuito 31 G(m³), il 5,1% – cioè 1,5 G(m³) – in più dell'anno precedente, a 23,4 milioni di utenti (identificati mediante il numero dei gruppi di misura). Il servizio è stato gestito attraverso quasi 6.500 concessioni in circa 7.100 comuni (Tav. 3.11). Nessun elemento di novità emerge dall'analisi territoriale dei

10 Adottate con la delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com.

TAV. 3.11

Attività di distribuzione per regione nel 2015

Clienti in migliaia; volumi erogati in M(m³)

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	NUMERO CONCESSIONI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI
Piemonte	28	2102	1095	3.414	983	11,0%	9,0%
Valle d'Aosta	1	23	24	47	36	0,2%	0,1%
Lombardia	54	4905	1577	8.203	1355	26,5%	21,0%
Trentino Alto Adige	12	278	172	636	192	2,1%	1,2%
Veneto	31	2116	664	3.741	557	12,1%	9,0%
Friuli Venezia Giulia	8	556	198	821	173	2,6%	2,4%
Liguria	8	875	158	803	153	2,6%	3,7%
Emilia Romagna	24	2306	393	3.963	294	12,8%	9,9%
Toscana	10	1624	250	2.139	239	6,9%	6,9%
Umbria	12	363	94	475	79	1,5%	1,6%
Marche	27	684	234	869	190	2,8%	2,9%
Lazio	14	2312	329	2.014	309	6,5%	9,9%
Abruzzo	25	658	306	650	268	2,1%	2,8%
Molise	9	132	136	120	134	0,4%	0,6%
Campania	23	1413	444	963	417	3,1%	6,0%
Puglia	10	1334	258	1.037	257	3,3%	5,7%
Basilicata	13	206	128	185	122	0,6%	0,9%
Calabria	12	434	341	269	345	0,9%	1,9%
Sicilia	14	1079	329	656	345	2,1%	4,6%
ITALIA	-	23.398	7.130	31.007	6.448	100,0%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

dati: al primo posto si collocano, come sempre, Lombardia, Emilia Romagna, Veneto e Piemonte, nelle quali viene distribuito il 62,3% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio, Puglia e Campania assorbono complessivamente un altro 19,8%, il restante 18% viene distribuito nel resto d'Italia, con quote regionali che non raggiungono il 3%. Manca dall'elenco la Sardegna, che non è metanizzata. La variabilità climatica del territorio italiano e il diverso grado di metanizzazione nelle varie aree del Paese spiegano gran parte della marcata eterogeneità osservata nei prelievi regionali di gas. Un altro elemento che incide su tale variabilità risiede nella differente distribuzione tra le regioni delle attività produttive di taglia medio-piccola, che sono tipicamente servite da reti secondarie. La ripartizione regionale degli utenti serviti sul totale nazionale mostra un ordinamento simile a quello dei volumi. Il confronto tra le quote di ciascuna regione, quella calcolata sui volumi rispetto a quella determinata in base ai punti di prelievo, rivela indirettamente il tipo di clientela servita: una quota in termini di volume superiore a quella valutata sui clienti indica, cioè, la maggiore presenza di usi produttivi che prelevano quantità unitarie di gas superiori a quelle dei clienti civili. Il raggruppamento delle regioni nelle consuete ripartizioni di Nord, Centro, Sud e

Isole mostra cifre del tutto analoghe a quelle degli scorsi anni: al Nord viene distribuito il 69,8% del gas totale a poco più di 13 milioni di clienti (il 56,2% dei clienti totali); seguono il Centro con il 24,7% del gas erogato a poco meno di 6 milioni di clienti (il 24,7% dei clienti totali) e il Sud e Isole con il 10% di gas a quasi 4,5 milioni di clienti (il 19,1% dei clienti totali). Il numero di concessioni esistenti è inferiore al numero dei comuni serviti in tutte le ripartizioni geografiche; l'aggregazione dei comuni, tuttavia, appare più forte al Nord e al Centro, dove il numero delle concessioni è, rispettivamente, pari al 17% (18% nel 2014) e al 19% (20% nel 2014) del numero dei comuni serviti, mentre la stessa quota al Sud e Isole risulta del 48% (52% nel 2014). Da segnalare, comunque, che tale rapporto è in diminuzione ovunque, coerentemente allo svolgersi delle gare d'ambito. Secondo i dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Anagrafica territoriale gas dell'Autorità, nel 2015 sono state metanizzate 22 nuove località.

L'andamento nel tempo del livello di concentrazione presente nel settore della distribuzione viene valutato mediante due elementi: l'indicatore C3, che in ogni regione somma il valore delle quote di

TAV. 3.12

Livelli di concentrazione nella distribuzione

Quota di volumi distribuiti dai primi tre operatori (C3) e percentuale di clienti da questi serviti

REGIONE	2014			2015		
	OPERATORI PRESENTI	C3	% DI CLIENTI SERVITI	OPERATORI PRESENTI	C3	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	28	73,8	75,9	28	73,0	75,8
Valle d'Aosta	1	100,0	100,0	1	100,0	100,0
Lombardia	55	54,5	57,9	54	54,5	58,1
Trentino Alto Adige	13	77,2	82,7	12	77,1	83,8
Veneto	31	48,9	51,7	31	48,3	51,7
Friuli Venezia Giulia	8	94,0	94,0	8	93,6	94,1
Liguria	8	89,9	88,7	8	90,4	88,8
Emilia Romagna	24	77,9	77,9	24	78,0	78,0
Toscana	10	84,5	84,5	10	85,5	80,7
Umbria	12	72,4	69,1	12	69,3	69,1
Marche	27	58,6	58,3	27	58,8	58,3
Lazio	13	95,6	96,5	14	95,5	96,4
Abruzzo	26	71,0	72,1	25	70,7	72,0
Molise	9	83,2	83,6	9	83,2	83,6
Campania	23	82,0	83,5	23	79,9	83,4
Puglia	10	81,2	80,3	10	80,9	80,4
Basilicata	13	87,7	85,0	13	86,4	84,9
Calabria	12	89,4	90,2	12	89,0	90,2
Sicilia	14	74,6	74,1	14	75,3	77,4
MEDIA	18	78,8	79,3	18	78,4	79,3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

volumi distribuiti dai primi tre operatori, e la percentuale di clienti servita dai medesimi tre operatori (Tav. 3.12).

Come sempre, la Valle d'Aosta evidenzia la massima concentrazione, data la presenza di un unico distributore in entrambi gli anni considerati. Anche senza tenere conto di questa regione, i dati mostrano, come in passato, livelli di concentrazione mediamente piuttosto elevati e piuttosto stabili nel tempo. Infatti, il numero medio di imprese presenti in ciascuna regione è rimasto invariato a 18 unità, il valore del C3 è passato dal 78,8% del 2014 al 78,4%, così come la quota di clienti serviti è rimasta immutata al 79,3%.

Nei dati più recenti si osservano: 15 regioni su 19 in cui il C3 è pari o superiore al 70%, 9 regioni in cui è pari o superiore all'80% e quattro regioni in cui supera addirittura il 90%. Gli stessi conteggi per l'anno 2014 evidenziano 16 regioni con C3 maggiore del 70%, dieci con C3 superiore all'80% e tre regioni con C3 oltre il 90%.

Le regioni in cui la concentrazione è pari o superiore al 90% sono quasi le stesse nei due anni considerati: nell'ordine, Valle d'Aosta, Lazio, Friuli Venezia Giulia e Liguria. Quest'ultima non

era nel gruppo nel 2014. Il Veneto mantiene nei due anni il livello di concentrazione più basso, nonché l'unico inferiore al 50%. La Lombardia è la regione con il secondo valore di C3 più basso, stabile tra il 2014 e il 2015 al 54,5%.

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2015, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello (Tav. 3.13), mostra una diminuzione dell'importanza degli enti pubblici rispetto al 2014: nel 2015, infatti, gli enti pubblici risultano possedere in media il 34,2% delle quote nelle società di distribuzione, mentre lo scorso anno la media era pari al 37,3%. Il 25% è relativo a quote detenute da società diverse. Il 13,2% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuta da persone fisiche, pressoché la stessa dello scorso anno.

Complessivamente, le quote detenute da imprese energetiche sono leggermente aumentate rispetto al 2014, quando contavano per il 26,2%, mentre nel 2015 sono salite al 27,3%. Al loro interno, inoltre, l'importanza delle imprese nazionali si è ridotta mentre si è accresciuta quella delle imprese locali; è rimasta invariata, invece, la quota di quelle estere. Nel 2015

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2014	2015
Enti pubblici	37,3%	34,2%
Società diverse	22,9%	25,0%
Imprese energetiche nazionali	14,3%	13,9%
Persone fisiche	13,5%	13,2%
Imprese energetiche locali	11,3%	12,8%
Imprese energetiche estere	0,6%	0,6%
Mercato	-	0,2%
Istituti finanziari nazionali	0,1%	0,1%
TOTALE	100,0%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.13

Composizione societaria dei distributori

Quote del capitale sociale delle società di distribuzione

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Piemonte	894	6664	82,9	12.869,2	11.405,1	92,8%	4,8%
Valle d'Aosta	5	53	0,0	166,6	191,8	98,5%	0,8%
Lombardia	1700	18192	104,2	15.049,9	32.585,6	79,9%	14,2%
Trentino Alto Adige	223	19297	192,0	2.059,0	1.972,6	93,2%	3,8%
Veneto	630	12205	243,6	11.108,8	18.844,4	81,9%	17,5%
Friuli Venezia Giulia	127	1455	5,2	2.251,8	5.180,2	66,0%	33,3%
Liguria	88	3247	57,6	1.999,5	3.976,3	98,1%	1,8%
Emilia Romagna	419	8307	233,2	17.490,3	13.083,3	71,2%	15,0%
Toscana	342	10387	250,7	6.549,3	9.818,8	88,9%	11,1%
Umbria	122	1574	100,0	1.946,8	3.345,7	58,4%	41,6%
Marche	128	2300	26,4	4.531,3	4.753,9	47,5%	31,7%
Lazio	339	2162	173,1	7.411,7	7.872,0	63,1%	36,8%
Abruzzo	215	2159	2,2	4.866,1	5.036,1	70,8%	26,1%
Molise	95	500	0,3	1.108,8	1.150,7	70,5%	29,1%
Campania	354	5717	31,9	4.577,7	8.211,7	80,3%	17,0%
Puglia	254	1748	137,9	3.482,8	8.592,5	91,5%	8,3%
Basilicata	111	447	0,8	956,2	1.665,6	55,1%	44,2%
Calabria	232	721	35,6	3.200,3	3.583,5	88,5%	11,5%
Sicilia	216	1797	69,6	4.769,0	8.858,3	91,6%	6,0%
ITALIA	6.494	98.932	1.747,3	106.395,2	150.127,9	85,2%	10,1%
di cui non in funzione	-	-	12,1	200,2	214,1	-	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.14

Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2015

Numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km

il capitale straniero proviene prevalentemente da Spagna e Austria. Quote minori sono di proprietà lussemburghese. La voce Mercato contiene le percentuali di capitale quotate alla Borsa valori.

La distribuzione di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 258.270 km di rete (di cui 426 non in funzione), il 58% in bassa pressione, il 41% in media pressione e l'1% in alta pressione

(Tav. 3.14). Il 59% delle reti (151.100 km) è collocato al Nord, il 23% (58.900 km) al Centro e il restante 19% (48.100 km) si trova nel Sud e in Sicilia. Mediamente i gestori possiedono l'85,2% delle reti che gestiscono.

I Comuni, invece, ne possiedono solo il 10%. Le quote di proprietà variano abbastanza notevolmente da regione a regione. È comunque bene ricordare che esistono soggetti

TAV. 3.15

Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2015

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2015 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in metri cubi

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
C1	Riscaldamento	2,0%	21,8%	14.393
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	41,8%	6,3%	200
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	54,5%	45,7%	1.110
C4	Uso condizionamento	0,0%	0,0%	1.160
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,1%	0,3%	6.623
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,2%	3,5%	28.120
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,5%	22,4%	20.332
TOTALE		100,0%	100,0%	1.325

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

diversi dal distributore e dal Comune cui le reti possono appartenere: per questo la somma delle percentuali della tavola può differire dal 100%. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di circa 6.500 cabine e quasi 99.000 gruppi di riduzione finale. Il numero di cabine e gruppi è aumentato rispetto al 2014.

La consueta analisi della ripartizione di clienti e volumi distribuiti per categoria d'uso, illustrata in queste pagine, viene effettuata sulla base delle categorie d'uso entrate in vigore nel 2013. Definite¹¹ nell'ambito della riforma del *settlement*, tali categorie sono state adottate con lo scopo di attribuire agli utenti del servizio di bilanciamento i quantitativi di gas consumati dai punti di riconsegna (cioè dai clienti finali) che non vengono misurati giornalmente e sono individuate in base a profili di consumo standard. Più della metà dei clienti (il 54,5%) utilizza il gas contemporaneamente per il riscaldamento e per la cottura dei cibi e/o la produzione di acqua calda sanitaria (codice C3); tale uso, che preleva il 45,7% del gas complessivamente distribuito in Italia, comprende un consumo medio di 1.110 m³ all'anno, leggermente più alto di quello rilevato lo scorso anno, pari a 1.054 m³.

Il secondo utilizzo più diffuso tra i clienti (41,8%) è quello corrispondente al codice C2, che prevede l'impiego di gas per gli usi di cucina e/o per la produzione di acqua calda. Il gas complessivamente distribuito a questo fine è risultato pari al 6,3% del totale, per un consumo annuo mediamente pari a 200 m³ (190 m³ nel

2014). L'utilizzo del gas ai soli fini di riscaldamento (codice C1) non possiede una quota rilevante in termini di clienti (solo il 2%), ma naturalmente incide molto di più in termini di consumi: esso, infatti, ha prelevato il 21,8% del gas totale. Nel 2015 il consumo medio annuo di tale uso è risultato di 14.393 m³.

Poco più di un quinto dei volumi di gas prelevati, infine, viene utilizzato per usi tecnologici associati a quelli di riscaldamento (codice T2). Il consumo medio per questo utilizzo è ovviamente molto elevato e si aggira intorno a 20.300 m³. Il consumo medio complessivo che emerge dalle diverse categorie d'uso è pari a 1.325 m³/anno (Tav. 3.15), un valore in aumento rispetto ai 1.270 m³ rilevati per il 2014.

La tavola 3.16 mostra come si ripartiscono i clienti e i volumi per fasce di prelievo. Le prime due fasce che, data l'esiguità del consumo annuo (al massimo pari a 480 m³), comprendono probabilmente consumi di tipo domestico, contano molto in termini di clienti (47,4%), ma assorbono solo il 5,9% del gas complessivamente distribuito. Come sempre, la classe più numerosa in termini sia di numero di gruppi di misura sia di volumi è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m³; in essa ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che, conformemente a quanto appena visto sui dati per categoria d'uso, impiegano il gas per il riscaldamento dei locali e la produzione di acqua calda o la cucina.

Gli usi produttivi del gas sono probabilmente compresi nelle ultime quattro classi che, pur essendo relativamente meno dense

¹¹ Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

TAV. 3.16

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	PUNTI DI RICONSEGNA	DI CUI DOTATI DI GRUPPI DI MISURA	VOLUMI	QUOTA SUI GRUPPI DI MISURA	QUOTA SUI VOLUMI
0-120	6.696	5.549	187	23,7%	0,6%
121-480	5.568	5.545	1.628	23,7%	5,3%
481-1.560	9.474	9.444	8.581	40,4%	27,7%
1.561-5.000	2.427	2.423	5.534	10,4%	17,8%
5.001-80.000	418	417	6.489	1,8%	20,9%
80.001-200.000	12	12	1.492	0,1%	4,8%
200.001-1.000.000	6	6	2.616	0,0%	8,4%
Oltre 1.000.000	2	2	4.481	0,0%	14,5%
TOTALE	24.604	23.398	31.007	100,0%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo

Punti di riconsegna e gruppi di misura al 31/12/2015 in migliaia; volumi prelevati in M(m³)

(tutte insieme contano solo per l'1,9% del totale dei clienti), assorbono quasi la metà del gas complessivamente distribuito (48,6%).

Nella tavola la consistenza dei clienti per fascia di prelievo e le relative quote sono calcolate a partire dal dato dei gruppi di misura¹² rilevati in ciascuna fascia. Valutando la numerosità dei clienti attraverso i punti di riconsegna¹³, si ottiene un valore più ampio di circa 1,2 milioni di unità, che vanno però ad aumentare quasi unicamente la fascia di prelievo più piccola. Con l'eccezione della tavola 3.16, che riporta entrambi i dati, si precisa comunque che in tutto il paragrafo i clienti sono valutati mediante i gruppi di misura.

Rispetto al 2014 si osserva una riduzione dell'importanza dei gruppi di misura caratterizzati da un basso consumo annuo, sia in termini di numerosità sia in termini di volumi prelevati. La quota delle prime tre classi, infatti, che lo scorso anno era pari all'89,1% in termini di gruppi di misura, nel 2015 è scesa all'87,8%, mentre quella in termini di volumi prelevati è passata dal 35,1% al 33,5%. Un'ulteriore spaccatura dei clienti e dei volumi distribuiti in Italia con dettaglio geografico e settoriale è esposta nella tavola 3.17. In questo caso, i settori di consumo sono definiti in base alle tipologie di clienti individuate nel *Testo*

integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas (TIVG)¹⁴. Nel 2015 il settore domestico risulta composto da circa 21 milioni di clienti che hanno prelevato quasi 15 G(m³), ovvero il 48,1% di tutto il gas distribuito. Se ai volumi del settore domestico in senso stretto aggiungiamo quelli dei condomini con uso domestico, il consumo del settore "domestico allargato" raggiunge la ragguardevole quota del 56,5% di tutto il gas distribuito in Italia, oltre che una frazione dei clienti totali del 90,5%.

Circa un miliardo di metri cubi (cioè il 3,4% del totale) è stato prelevato dalle attività di servizio pubblico, definite come i punti di riconsegna nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole.

Gli "altri usi" rappresentano il 9,1% dei clienti e il 40,1% dei volumi distribuiti. I consumi medi che emergono da questi dati sono coerenti con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 711 m³ per i clienti domestici, 11.789 per i condomini, 12.335 per le attività di servizio pubblico, 5.839 per gli "altri usi" e 1.325 per tutti i clienti nel loro complesso. Tutti gli usi presentano consumi medi in aumento rispetto al 2014. Anche questi valori, tuttavia, sono abbastanza differenziati territorialmente, con consumi medi

¹² Il gruppo di misura, o misuratore, è la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente finale; esso comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

¹³ Il punto di riconsegna è il punto di confine tra l'impianto di distribuzione e l'impianto del cliente finale, dove l'impresa di distribuzione riconsegna il gas naturale per la fornitura al cliente finale.

¹⁴ Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, e s.m.i.

TAV. 3.17

Clienti e consumi per
tipologia di cliente e regione
nel 2015

Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

REGIONE	USO DOMESTICO CONDOMINIO		USO DOMESTICO		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO		ALTRI USI	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	1.818	1.398	38	442	9	135	235	1.439
Valle d'Aosta	18	15	1	8	0	6	3	19
Lombardia	4.376	3.610	56	844	16	245	457	3.505
Trentino Alto Adige	238	174	8	69	2	46	30	347
Veneto	1.878	1.724	16	159	6	96	216	1.763
Friuli Venezia Giulia	497	398	6	74	2	40	52	308
Liguria	811	379	10	174	3	35	52	216
Emilia Romagna	2.057	1.819	24	283	11	79	214	1.783
Toscana	1.484	1.080	12	108	5	56	123	895
Umbria	325	220	2	16	1	15	35	224
Marche	615	478	5	32	3	34	62	325
Lazio	2.088	1.020	26	287	10	124	188	583
Abruzzo	574	384	3	18	2	24	79	224
Molise	119	77	1	10	1	7	12	26
Campania	1.262	586	6	38	5	40	140	301
Puglia	1.256	748	2	16	3	36	71	236
Basilicata	183	130	1	7	1	11	21	37
Calabria	366	193	1	3	3	16	65	57
Sicilia	998	479	2	11	3	23	74	143
ITALIA	20.962	14.913	220	2.598	86	1.066	2.129	12.430

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

che - per tutte le tipologie di clienti - risultano al Nord circa doppi rispetto a quelli osservati al Sud e Isole, mentre quelli del Centro assumono valori intermedi. La tavola 3.18 mostra la diffusione dei gruppi di misura elettronici e tradizionali al 31 dicembre 2014 e alla stessa data del 2015, distinguendo per l'ultimo anno anche la loro accessibilità parziale o totale¹⁵. L'Autorità ha disciplinato la messa in servizio graduale di gruppi di misura elettronici per tutti i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale, a partire dal 2008. Nel corso del tempo, in considerazione dei ritardi registrati nel processo di installazione, l'Autorità è più volte intervenuta con successive revisioni delle tempistiche e individuando forme flessibili di implementazione da parte delle imprese di distribuzione. L'installazione dei misuratori elettronici prosegue di anno in anno, specie nei settori

caratterizzati da più elevati consumi, come dimostrano la figura 3.8 e i dati della tavola 3.19. Tra il 2014 e il 2015 il numero di misuratori elettronici in funzione è quasi triplicato. Nel corso dell'anno ne sono stati installati circa 1,5 milioni, il 92% dei quali ha riguardato quelli più piccoli, cioè i gruppi di misura fino alla classe G6.

La quota di famiglie (gruppi di misura intestati a clienti domestici) dotata di misuratore elettronico è salita al 7%. Alla fine del 2015 risultano dotati di misuratori elettronici per il gas circa metà dei condomini con uso domestico, poco più di un terzo delle attività di servizio pubblico e il 15% dei gruppi di misura afferenti agli altri usi.

La dimensione media delle imprese che distribuiscono gas¹⁶ è di 40,6 addetti (Tav. 3.19), sostanzialmente analoga ai 41 addetti registrati

¹⁵ La definizione di accessibile, non accessibile o parzialmente accessibile dipende dalla possibilità che il segnante del misuratore, ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori, sia consentito liberamente o meno. Più precisamente: il misuratore è definito "accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito senza necessità della presenza di alcuna persona fisica; è definito "non accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito solo in presenza del titolare del punto di riconsegna o di altra persona da questi incaricata; è definito "con accessibilità parziale" quando l'impresa di distribuzione può normalmente accedere al misuratore in presenza di persona che consenta l'accesso al luogo in cui il misuratore è installato.

¹⁶ L'informazione sul numero degli addetti è tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. I valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2014 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola 3.19 sono riferiti a 187 società.

TAV. 3.18

Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2014 e 2015 per classe di misuratore

Numero di gruppi di misura in migliaia; prelievi in M(m³)

CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	2014 NUMERO TOTALE	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	2015 NON ACCESSIBILI	NUMERO TOTALE	PRELIEVI
ELETTRONICI						
Fino a G6	228	697	235	646	1.579	1.108
G6	1	6	3	4	13	39
Da G6 a G25	99	101	38	45	184	1.403
G25	83	43	26	26	95	1.355
G40	51	21	16	15	53	1.247
Oltre G40	62	25	17	21	63	9.713
Totale elettronici	524	894	336	757	1.987	14.865
TRADIZIONALI						
Fino a G6	21.689	8.024	2.944	9.621	20.588	14.109
G6	755	290	94	316	699	1.229
Da G6 a G25	202	44	22	34	100	459
G25	22	4	3	5	12	66
G40	6	2	2	2	6	44
Oltre G40	6	2	1	3	7	235
Totale tradizionali	22.681	8.365	3.065	9.981	21.411	16.142
TOTALE GRUPPI DI MISURA	23.204	9.260	3.400	10.738	23.398	31.007

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

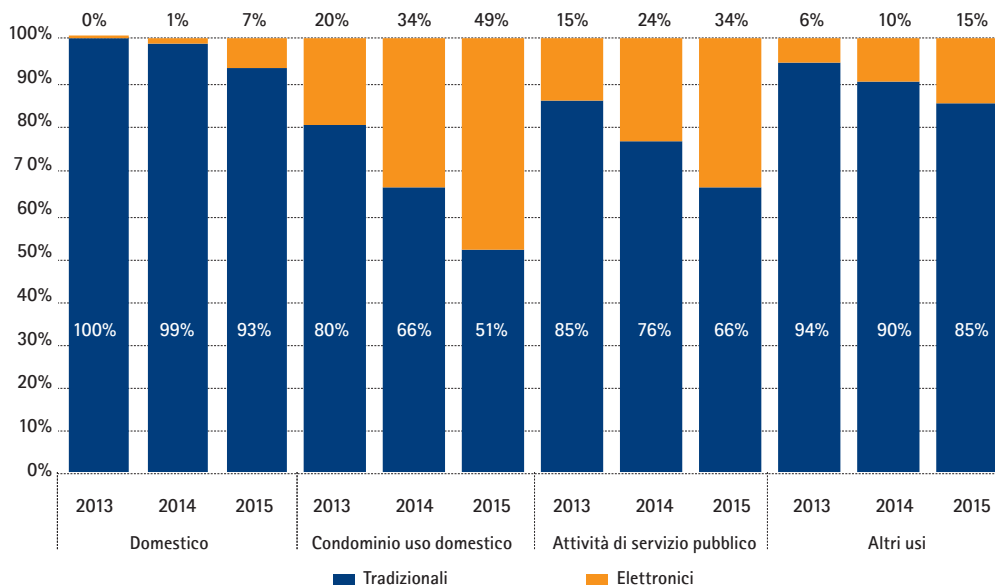


FIG. 3.10

Gruppi di misura elettronici e tradizionali nel 2013, nel 2014 e nel 2015 per tipologia di cliente

Percentuale di gruppi di misura installati

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

lo scorso anno. Il 65,8% delle imprese del settore impiega meno di dieci addetti, ma distribuisce solo l'8,3% del gas a una quota simile (7,8%) di clienti. Il 21,9% delle aziende opera con più di 20 addetti e distribuisce l'85,7% del gas all'87,3% dei clienti serviti. Il 56,9% dei clienti è servito, però, dalle imprese con oltre 250 addetti che, pur essendo solo il 3,2% dei soggetti operanti in questo segmento,

distribuiscono quasi il 60% di tutto il gas. Il 14,4% dei distributori risulta operare senza alcun addetto specificamente dedicato all'attività. La tavola 3.20 illustra, infine, i primi venti gruppi societari che hanno operato nel 2015 nella distribuzione di gas naturale con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente. Non si registrano cambiamenti significativi.

TAV. 3.19

Dimensione delle imprese che hanno distribuito gas naturale per classi di addetti
Quote percentuali

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI DISTRIBUITI	QUOTA SUI CLIENTI SERVITI
0	14,4%	-	1,3%	1,4%
1	9,1%	1,0	0,4%	0,3%
2-9	42,2%	4,3	6,6%	6,1%
10-19	12,3%	14,3	6,0%	4,8%
20-49	11,8%	32,7	12,6%	10,2%
50-250	7,0%	123,2	21,4%	20,3%
Oltre 250	3,2%	762,6	51,7%	56,9%
TOTALE	100,0%	40,6	100,0%	100,0%

Fonte: Raccolta dati *unbundling* e Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.20

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2015

Volumi di gas naturale distribuito in M(m³)

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2014
Snam	7.542	24,3%	1°
2i Rete Gas	5.187	16,7%	2°
Hera	2.785	9,0%	3°
A2A	1.832	5,9%	4°
Iren	1.271	4,1%	5°
Toscana Energia	1.127	3,6%	6°
Asco Holding	683	2,2%	8°
Linea Group Holding	639	2,1%	9°
E.S.Tr.A.	547	1,8%	7°
Erogasmet	205	0,7%	10°
Agsm Verona	372	1,2%	12°
Acsm-Agam	354	1,1%	11°
Unión Fenosa Internacional	353	1,1%	14°
Ambiente Energia Brianza	330	1,1%	13°
Energei	299	1,0%	15°
Gas Rimini	275	0,9%	17°
Dolomiti Energia	271	0,9%	16°
Edison	275	0,9%	18°
Aimag	258	0,8%	19°
Aim Vicenza	247	0,8%	20°
Altri	6.154	19,8%	-
TOTALE	31.007	100,0%	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il gruppo Snam è, come negli anni passati, il primo con una quota del 24,3%. Oltre a essere il gruppo dominante nella distribuzione, tramite Italgas, Snam è dominante anche nel trasporto (con Snam Rete Gas), nello stoccaggio (con Stogit) e nella rigassificazione (con GNL Italia). Fino all'ottobre 2012 Snam ha fatto parte del gruppo Eni. Da quella data, la Cassa depositi e prestiti ha acquisito una partecipazione maggioritaria nel capitale votante di Snam, pertanto non è più soggetta al controllo e all'attività di direzione e coordinamento

di Eni e opera in regime di separazione proprietaria. Eni rimane nell'azionariato di Snam con una quota del 2,2% circa. Diversamente da quanto accade negli altri segmenti della filiera (come nell'approvvigionamento o nella vendita), il secondo gruppo, 2i Rete Gas, segue con una quota poco distante del 16,7%. Nel corso del tempo il gruppo (ex Enel Rete Gas) ha acquisito e/o incorporato varie società, tra cui G6 Rete Gas, incorporata nel 2013, Genia Distribuzione Gas dal 2014 e GP Gas dal 2015. Come lo scorso anno, il terzo gruppo

PRESSIONE	2014		2015	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	46	59,7	52	100
Media pressione	19	36,5	14	4,4
TOTALE	65	48,1	66	52,2

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.21

Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2014 e nel 2015

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2014		2015	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	5	2	2	62,5
Media pressione	4.204	18,8	3.903	16,2
Bassa pressione	169.505	6,8	126.798	6,8
TOTALE	173.714	9,2	130.703	28,5

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.22

Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2014 e nel 2015

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

è Hera, la cui quota è del 9%. Nel 2015 i primi venti gruppi hanno coperto l'80,2% della distribuzione totale (80,7% nel 2014).

Connessioni

I dati relativi alle connessioni sono distinti a seconda che si tratti di connessioni di metanodotti con le reti di trasporto o di connessioni di condotte presso la rete di distribuzione. All'interno di ciascuna tipologia di impianto, sono evidenziati i dati relativi al numero di connessioni effettuate e al tempo medio trascorso per ottenerle al netto di quello necessario per acquisire eventuali autorizzazioni o adempimenti da parte del cliente finale che ha richiesto la connessione stessa.

Il tempo medio è indicato in numero di giorni lavorativi impiegati per la realizzazione del punto e delle eventuali altre opere necessarie per rendere disponibile la capacità di trasporto, come previsto dal contratto di allacciamento stipulato.

Nel 2015 sono state realizzate 66 connessioni con la Rete di trasmissione nazionale (RTN), di cui 52 in alta pressione e 14 in media

pressione (Tav. 3.21). Mediamente, esse hanno richiesto un'attesa di 52,2 giorni lavorativi (100 giorni per le condotte in alta pressione e 4,4 giorni per quelle in media pressione). Rispetto al 2014, lo scorso anno sono state realizzate una connessione in meno sulla rete in alta pressione e cinque in meno sulle reti di trasporto in media pressione. Il tempo medio di realizzazione degli allacciamenti, invece, è nettamente cambiato rispetto all'anno precedente in entrambi i casi: aumentato nel caso delle reti in alta e diminuito nelle reti in media. Questo dato risente della diversa composizione delle imprese rispondenti al questionario.

Anche per la rete di distribuzione si osserva una discesa nel numero di connessioni realizzate (Tav. 3.22): nel 2015 è risultato pari a 130.703 contro le 173.714 del 2014. Come sempre la maggior parte degli allacciamenti è avvenuta in bassa pressione (97%) e la restante in media pressione. Analogamente al trasporto si registra un incremento dei tempi di attesa per le connessioni, passato in media da 9,2 a 28,5 giorni lavorativi. Anche qui l'allungamento dei tempi medi è dovuto alla crescita del tempo medio per gli allacciamenti in alta pressione.

Mercato all'ingrosso del gas

Nel 2015 hanno dichiarato, nell'Anagrafica operatori, di svolgere (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale 565 società.

Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori regolati 493 imprese, di cui 37 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno (Tav. 3.23). Delle 456 attive, 77 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 260 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 119, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti.

Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha toccato 231,4 G(m³), con una crescita rispetto allo stesso dato del 2014 del 15,5%. Il 37,6% di tale gas, cioè 87 G(m³), è stato intermediato dai grossisti, il 5,1%, cioè 11,8 G(m³), dai venditori puri e il 57,3%, cioè 132,7 G(m³), dagli operatori misti. Anche nel 2015, come già negli anni precedenti, gli operatori misti e i venditori puri hanno perso terreno in favore dei grossisti, la cui posizione relativa nel mercato totale è ulteriormente cresciuta. Il mercato all'ingrosso, che complessivamente ha movimentato 177,6 G(m³), è stato alimentato per il 49% da grossisti puri e per il restante 51% da operatori misti. I 53,8 G(m³) venduti al mercato finale sono stati approvvigionati per il 21,9% dai venditori puri e per il 78,1% da operatori misti.

L'analisi delle attività che si sono svolte sul mercato all'ingrosso del gas è descritta nel resto di questo paragrafo, mentre l'andamento

del mercato finale della vendita sarà illustrato più avanti in questo stesso Capitolo (si veda l'apposito paragrafo).

Come accade da molti anni, anche nel 2015 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso è cresciuto, come pure il gas che hanno complessivamente intermediato (Tav. 3.24). Infatti, 196 venditori, 12 in più rispetto all'anno precedente, hanno venduto complessivamente quasi 31 G(m³) in più del 2014.

In percentuale, l'aumento del numero degli operatori è stato inferiore a quello dei volumi di gas trattati, per questo il volume medio unitario è cresciuto del 13,6%, passando da 798 a 906 M(m³) nel complesso del mercato. Dopo diversi anni in cui andava diminuendo, per il secondo anno consecutivo il valore medio unitario di vendita ha ripreso a salire.

Come di consueto, è opportuno frazionare gli operatori in classi di vendita: la tassonomia, che li suddivide in grandi, medi, piccoli e piccolissimi, è effettuata prendendo a riferimento il volume di vendita complessivo (sia nel mercato all'ingrosso sia nel mercato finale se l'operatore è di tipo "misto") di ciascuna impresa. In tal modo si vede che l'incremento complessivo nel numero dei venditori si è realizzato perlopiù nell'ultima classe di venditori, quella dei piccoli, che ha accolto 17 nuove imprese. Anche la classe dei grandi è cresciuta di una unità, per l'ingresso di Enel Trade proveniente dalla classe inferiore.

Il 12,9% del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da Eni, il 33,1% dai grandi venditori, il 44,1% dai venditori medi. Le 159 piccole o piccolissime imprese di vendita hanno intermediato solo il 9,8% del

TAV. 3.23

Numero di operatori e vendite nel 2015
M(m³)

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	77	-	86.960	78.936	86.960
Venditore puro	260	11.784	-	-	11.784
Operatore misto	119	42.032	90.642	54.929	132.673
Inattivo	37	-	-	-	-
TOTALE	493	53.816	177.602	133.865	231.418

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.24

Mercato all'ingrosso nel periodo 2011-2015

OPERATORI ^(A) PER CLASSE DI VENDITA	2011	2012	2013	2014	2015
NUMERO	143	152	172	184	196
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	1	1	1	3	4
Medi	30	24	28	26	32
Piccoli	57	66	78	78	66
Piccolissimi	54	60	64	76	93
VOLUME VENDUTO G(m ³)	98,4	101,1	109,4	146,8	177,6
Eni	14,6	13,3	14,6	22,0	23,0
Grandi	7,0	8,3	9,7	40,9	58,9
Medi	64,1	61,1	67,0	63,5	78,4
Piccoli	12,0	17,5	17,2	19,4	16,3
Piccolissimi	0,8	0,9	1,0	0,9	1,1
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m ³)	688	665	625	798	906
Eni	14.586	13.342	14.584	22.012	22.983
Grandi	7.012	8.270	9.728	13.649	14.713
Medi	2.136	2.545	2.391	2.441	2.449
Piccoli	210	265	220	249	247
Piccolissimi	14	15	16	12	12

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³).
 Medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).
 Piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).
 Piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

mercato all'ingrosso. Come sempre, quindi, la quota maggiore del mercato è stata fornita dai 32 operatori di media dimensione, il cui venduto in media è di 2,5 G(m³).

La notevole crescita complessiva nei volumi di vendita all'ingrosso (+21%) è andata a beneficio di tutte le classi d'impresa con l'eccezione di quella relativa ai piccoli. L'incremento più elevato è quello evidenziato dai grandi, che nel complesso hanno venduto circa 18 G(m³) in più rispetto al 2014, realizzando un tasso di crescita del 43,7%. Quest'ultimo è largamente dovuto all'ingresso di Enel Trade in questa classe senza la quale l'aumento sarebbe del 12,7%.

Anche gli operatori di media dimensione evidenziano un notevole ampliamento delle vendite rispetto al 2014, pari a 14,9 G(m³) (23,4%); nel 2015 la classe mostra l'ingresso di nove operatori e l'uscita di Enel Trade (passata nei grandi, come si è appena visto) oltre che di altri due operatori (Sorgenia, passata nei piccoli, e Italtrading che ha cessato l'attività alla fine del 2015).

Un buon incremento (19,9%) si è avuto anche nel caso delle vendite dei piccolissimi, pure grazie all'ingresso di 17 nuove imprese; come conseguenza, il volume medio unitario intermediato da questi soggetti è ulteriormente sceso del 2%, passando da 12,1 a 11,9 M(m³).

Al di là degli spostamenti tra le varie classi, sono molte le variazioni sociali che hanno interessato le imprese della vendita all'ingrosso tra l'inizio del 2015 e il primo quadrimestre del 2016 e che in parte ne stanno alla base. Riassumendo:

- 12 imprese hanno avviato l'attività di vendita all'ingrosso di gas naturale (Gasway, Levigas Enerxenia, Tradenergia, GDF Suez SA – oggi Engie SA –, GEN-I d.o.o., Omnia Energia, Elettra, Energie Diffuse, Antonio Rettagliata, AEV Energie, Unitrading Energia);
- quattro imprese hanno cessato l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di gas naturale (Italtrading nel novembre 2015, Nautilus Aviation ha cessato tutte le attività il mese successivo, mentre a marzo 2016 hanno cessato Holding Energie Italiane e Greenex per bancarotta);
- nel luglio 2015 Simecom ha acquisito parte dell'attività di acquisto e vendita all'ingrosso del gas naturale da Energia Ambiente e Servizi, mentre dall'1 aprile 2016 Multiutility ha ceduto parzialmente l'attività a Dolomiti Energia;
- vi sono state cinque incorporazioni. In particolare: Beetwin, dopo aver cambiato ragione sociale in Geko a metà novembre 2015, ha incorporato alla fine dell'anno la società General

TAV. 3.25

Approvvigionamento dei grossisti nel 2015

Quote percentuali

APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Produzione nazionale	12,2	0,5	0,0	6,8	2,8	3,2
Importazioni	74,7	29,9	6,5	6,7	5,2	25,5
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	1,1	1,4	16,8	33,7	59,4	12,2
Acquisti in stoccaggio	0,3	0,1	0,7	2,3	0,1	0,6
Acquisti al PSV	11,7	66,6	74,6	47,3	29,7	57,0
Acquisti in Borsa	0,0	1,5	1,4	3,1	2,7	1,4
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³).
 Medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).
 Piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).
 Piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.26

Impieghi di gas dei grossisti nel 2015

Quote percentuali

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	55,7	89,1	79,9	59,3	30,7	75,1
– di cui vendite in stoccaggio	0,5	0,3	0,8	1,6	0,7	0,5
– di cui vendite al PSV	85,8	75,4	80,3	57,9	45,9	58,0
A clienti finali	30,9	5,7	15,5	37,0	36,1	18,2
– di cui collegati societariamente	5,1	51,5	43,0	13,2	5,7	24,3
Autoconsumi	13,2	4,0	2,1	1,2	31,2	4,9
Borsa	0,3	1,2	2,6	2,6	2,0	1,8
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³).
 Medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).
 Piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).
 Piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Construction che svolge attività di produzione di energia elettrica; Green Network Luce & Gas è stata incorporata in Green Network a fine novembre 2015; Eni ha incorporato Est Più (che era già al 100% di Eni) dall'1 dicembre 2015; Chiara Gaservizi è stata incorporata in Simecom con decorrenza dall'1 gennaio 2016 e, alla stessa data, SEL AG ha cessato l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di gas naturale prima di essere incorporata in O.9, divenuta poi Alperia;

- cinque imprese hanno cambiato gruppo societario: Utilità è entrata nel gruppo Metano Nord che ne ha acquisito il 100% del capitale sociale dal giugno 2015; GEO è entrata nel gruppo Unogas dall'agosto 2015, da quando cioè l'impresa è posseduta al 100% da Unogas Energia; Simp Gas è entrata nel gruppo Tradeinv Gas & Energy in quanto quest'ultima ne ha acquisito il 51% delle quote a gennaio 2016; Coop Gas è

entrata nel gruppo ESTRA dal febbraio 2016 (prima era gruppo CPL Concordia);

- infine, quattro imprese hanno cambiato natura giuridica, diventando tutte società per azioni, e otto aziende hanno cambiato ragione sociale: due nel 2015 (New Gas Trade è divenuta Terni Energia Gas & Power, dopo che Terni Energia l'aveva acquisita al 100%, e GdF Suez SA ha assunto la nuova denominazione di Engie Sa); tutte le altre dall'inizio del 2016 (E.On Global Commodities SE è diventata Uniper Global Commodities SE; in occasione del cambio nell'assetto proprietario, Energetic Source Unipersonale è divenuta Energetic Source; ovviamente hanno cambiato ragione sociale alcune imprese del gruppo GdF Suez, quindi GdF Suez EMT ora è Engie Energy Management, mentre GdF Suez Trading ora è Engie Global Markets; Trenta è diventata Dolomiti Energia; Swiss Gas & Light ora si chiama Lirenas

TAV. 3.27

Vendite dei principali grossisti nel 2015
M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Eni	22.983	12.673	35.656	12,8%
Gdf Suez Trading Italia	16.474	0	16.474	9,2%
Eni Trading & Shipping	16.267	0	16.267	9,1%
Edison	13.417	1.868	15.285	7,5%
Enel Trade	12.694	1.836	14.530	7,1%
Gdf Suez EMT Italia	8.840	0	8.840	4,9%
Gdf Suez Energia Italia	7.303	695	7.998	4,1%
Shell Energy Europe Limited	7.058	0	7.058	3,9%
ENOI	6.112	165	6.277	3,4%
Engie Sa	5.987	0	5.987	3,3%
Dufenergy Trading Sa	4.542	0	4.542	2,5%
Gunvor International B.V.	4.081	0	4.081	2,3%
Roma Gas & Power	2.634	150	2.784	1,5%
E.On Global Commodities Se	2.362	1.243	3.605	1,3%
Koch Supply & Trading	2.354	0	2.354	1,3%
Hera Trading	2.339	172	2.511	1,3%
Edison Energia	2.170	3.725	5.896	1,2%
Shell Energy Italia	1.910	1.351	3.261	1,1%
Axpo Italia	1.892	529	2.421	1,1%
A2A Trading	1.848	242	2.089	1,0%
Hb Trading	1.671	0	1.671	0,9%
Spigas	1.546	50	1.596	0,9%
Econgas Gmbh	1.448	0	1.448	0,8%
Centrex Italia	1.423	69	1.492	0,8%
Energy.Com	1.324	0	1.324	0,7%
Enet Energy Sa	1.285	0	1.285	0,7%
Vitol Sa	1.247	0	1.247	0,7%
Edf Trading Limited	1.242	0	1.242	0,7%
Enova	1.143	56	1.199	0,6%
Youtrade	1.116	281	1.397	0,6%
2B Energia	1.072	0	1.072	0,6%
Repower Italia	1.054	98	1.152	0,6%
Altri	18.762	16.829	35.591	10,6%
TOTALE	177.602	42.032	219.634	100%
Prezzo medio (c€/m ³)	25,22	35,89	27,26	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Gas & Luce; Sebina Unipersonale è la nuova ragione sociale di Edelweiss Servizi Energetici).

Gli acquisti all'estero e al PSV sono le modalità più frequenti con cui i grossisti di gas si approvvigionano della materia prima che poi rivendono (Tav. 3.25): su 100 m³ acquistati, in media 82,2 m³ (80,6 nel 2014) provengono da queste due fonti, con una prevalenza del PSV (56,8 m³) sulle importazioni (25,4 m³). I restanti 17,8 m³ provengono perlopiù

dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (12,6 m³) e in minima parte (3,2 m³) dalla produzione nazionale. Risultano ancora minoritari gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME), dove in media vengono procacciati 1,4 m³ su 100 (questo valore è anche in diminuzione rispetto a quello del 2014, quando era pari a 1,5 m³). L'incidenza delle varie fonti, tuttavia, cambia a seconda della dimensione degli operatori. La produzione di gas e gli approvvigionamenti all'estero costituiscono le principali fonti per Eni, che – come

si è visto nelle pagine precedenti – possiede oltre l'83% della produzione nazionale e importa più di metà del gas che approda nel mercato italiano. La fonte estera, tuttavia, riveste una discreta importanza anche per i grandi operatori che oltre confine acquistano circa il 30% del gas che poi rivendono. Gli acquisti al PSV rappresentano, invece, la prima fonte di approvvigionamento per le classi intermedie (grandi, medi e piccoli). Gli acquisti da altri rivenditori sul territorio nazionale, sia alla frontiera sia al *city gate*, hanno, invece, un peso maggioritario (quasi il 60%) nell'approvvigionamento dei piccolissimi, insieme con gli acquisti al PSV (29,7%). Il ricorso ai mercati organizzati resta minoritario per i grossisti di qualunque dimensione. La tavola che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste (Tav. 3.26) evidenzia, ovviamente, che le quote maggiori di gas – in media il 75,1% – vengono utilizzate per la rivendita del gas ad altri operatori sul territorio nazionale. Tale quota è massima (89,1%) nel caso dei soggetti di grandi dimensioni, ma è molto rilevante anche nei medi e nei piccoli. La parte destinata al mercato finale conta complessivamente per il 18,2% (era il 21,2% nel 2014), ma – con l'eccezione di Eni – diventa più importante al diminuire della dimensione delle imprese (i piccoli e i piccolissimi operatori destinano al mercato finale il 37% circa della propria disponibilità di gas). Mediamente, il 4,9% del gas è riservato agli autoconsumi, ma anche in questo caso si osserva una discreta variabilità tra le classi di operatori: quote rilevanti di gas sono dirette all'autoconsumo da Eni e dai piccolissimi, mentre una quota irrisoria si registra per i medio-piccoli. Il gas destinato alla Borsa risulta in tutte le classi molto limitato, pari in media solo all'1,8%. In base ai dati ricevuti dalle imprese che hanno risposto all'Indagine annuale (492 nel 2015 e 422 nel 2014), hanno venduto almeno 1 G(m³): 32 società nel 2015 e 23 nel 2014; hanno venduto almeno 500 M(m³): 47 imprese nel 2015 e 39 nel 2014. La tavola 3.27 mostra sia il dettaglio dell'attività delle società (nove in più del 2014) il cui venduto ha raggiunto almeno 1.000 M(m³) nel mercato all'ingrosso, sia il prezzo mediamente praticato da tutti i grossisti ad altri rivenditori e ai clienti finali.

Punto di scambio virtuale

Il PSV è un *hub* virtuale, cioè un punto concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della Rete nazionale

dei gasdotti, in cui è possibile effettuare scambi e cessioni di gas immesso nella rete stessa. Gestito da Snam Rete Gas, offre agli operatori un utile strumento di bilanciamento commerciale e la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio, in caso di interruzione o di riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento.

Nato nell'ottobre del 2003, nel tempo il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati sia di numero delle contrattazioni, grazie alla standardizzazione dei contratti sottostanti le transazioni e alla possibilità per i *trader*, dal novembre 2006, di effettuare transazioni senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto. Più in dettaglio, il PSV consente di notificare a Snam Rete Gas, gestore del sistema di trasporto, le cessioni di gas tra gli utenti, in modo che siano contabilizzate nei loro bilanci giornalieri. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali (detti *over-the-counter* – OTC), sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. La novità è che dal mese di settembre dello scorso anno è possibile registrare al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze¹⁷. Le nuove regole approvate dall'Autorità hanno, infatti, reso operativo l'accesso al mercato nazionale italiano, attraverso il GME, delle Borse terze di altri Paesi europei, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas al PSV. Nel 2015, 143 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; soltanto 23 di questi erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto.

L'andamento positivo della domanda di gas naturale nel 2015 ha riportato in aumento il numero dei sottoscrittori del PSV, tornati a 180 unità, così come il numero di quelli che hanno effettuato transazioni (Fig. 3.11), quest'anno pari a 143 soggetti. Lo scorso anno il numero dei sottoscrittori che avevano effettuato scambi al PSV era sceso a 118 unità dalle 143 del 2013.

Un'ulteriore riduzione, invece, si è avuta nel numero dei *trader* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto) calati a 23 unità, contro le 33 del 2014. Come si vede dal grafico, il trend è in atto da tre anni, dopo il massimo storico di 59 unità toccato nel 2012. La figura 3.12 mostra lo sviluppo delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e gli scambi

¹⁷ Per Borsa terza si intende il gestore di un mercato regolamentato estero, in cui sono scambiati strumenti finanziari derivati che prevedono la consegna fisica e le cui attività di compensazione e garanzia delle transazioni concluse su tale mercato siano regolate attraverso una *clearing house* (cioè il soggetto terzo che si assume il rischio di controparte); oppure è la *clearing house* stessa che, direttamente o attraverso società dalla medesima controllate o partecipate, è responsabile degli adempimenti per la consegna fisica dei prodotti offerti.

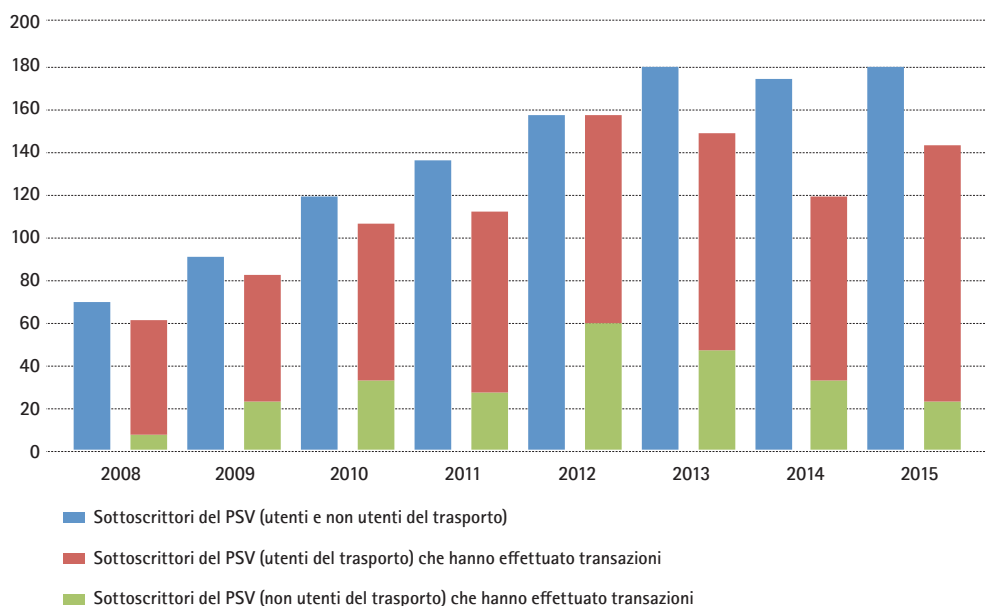


FIG. 3.11

Sottoscrittori del PSV
dal 2008

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

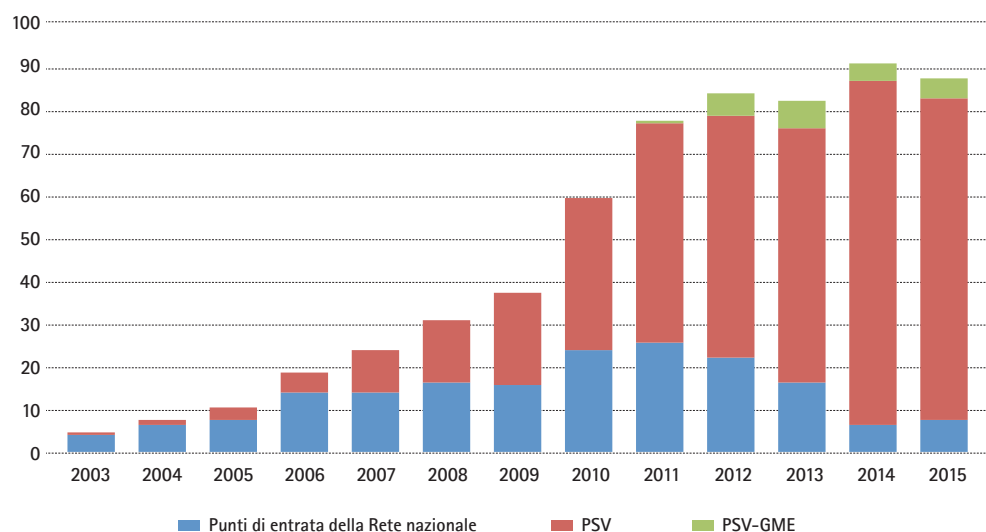


FIG. 3.12

Volumi delle transazioni nei
punti di entrata della Rete
nazionale

M(m³) standard da 38,1 MJ; le
transazioni effettuate si riferiscono
a gas immesso in rete dall'utente
cedente

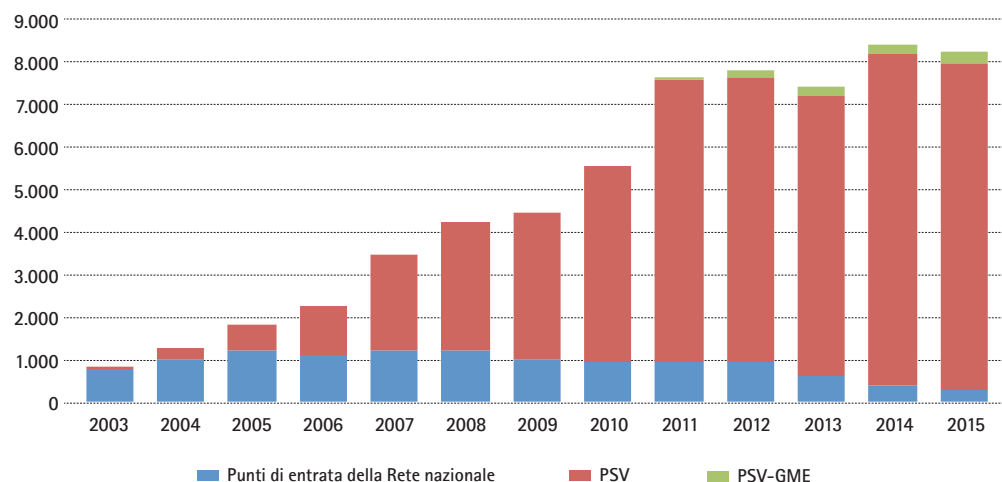
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

registrati al PSV. Nel grafico vengono raggruppate le importazioni presso gli *entry point*, le riconsegne al PSV e, con l'indicazione "PSV-GME", l'insieme degli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati gestiti dal GME, cioè quelli avvenuti sulla Piattaforma per il bilanciamento del gas (PB-GAS), innanzitutto, ma anche nei mercati G+1, G-1, M-GAS e, da ultimo, quelli gestiti come *clearing house*. Le importazioni presso gli *entry point*, che

comprendono tutte le transazioni (commerciali e doganali), sono raggruppate in un'unica voce, che accoglie le cessioni registrate presso Tarvisio, Passo Gries, Mazara, Gorizia, Gela, nonché le riconsegne di gas che avvengono presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia, come pure quelle che avvengono da ottobre 2009 presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della società Terminale GNL Adriatico, collegata alla RTN tramite l'*entry*

FIG. 3.13

Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

point di Cavarzere. Da ultimo, nell'ottobre 2013 si sono aggiunte le riconsegne di gas presso il terminale di Livorno, gestito dalla società OLT Offshore LNG Toscana.

Come si vede, il PSV è andato crescendo in misura notevole nel corso del tempo, in termini sia di numero delle transazioni sia di volumi scambiati, mentre è andata riducendosi la quota degli scambi ai punti di ingresso della RTN, erosa, in parte, dal diminuire delle importazioni e, in parte, dalle altre modalità di acquisto disponibili: PSV e mercati organizzati.

Nel 2015, tuttavia, grazie all'incremento delle importazioni, i volumi registrati ai punti di entrata della RTN hanno rilevato una significativa ripresa (+16%), mentre una riduzione del 7% rispetto al dato del 2014 ha interessato i volumi OTC scambiati presso il PSV. Una notevole crescita, pari al 27%, ha interessato la voce PSV-GME, per la netta crescita soprattutto delle transazioni presso la PB-GAS, come pure dei mercati G+1 e G-1 (vedi oltre). A partire dall'autunno, inoltre, la società Intercontinental Exchange, attraverso la piattaforma Ice Endex, ha iniziato a offrire (e registrare) contratti di gas futuri con consegna fisica al PSV. Il primo contratto è stato sottoscritto il 14 settembre 2015 tra Axpo Italia ed Electrader, per 5 MW con consegna in ottobre.

Borsa del gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso avvio nel 2007 con il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che stabilisce:

- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, l'obbligo di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato;
- per gli importatori, l'obbligo di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità.

Attraverso provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità, adottati tra il 2008 e il 2009, sono state definite le modalità di cessione delle aliquote. La legge n. 99 del 23 luglio 2009 ha affidato la gestione del mercato del gas al GME, il quale gestisce in maniera esclusiva le offerte di acquisto e vendita, nonché i servizi connessi, secondo criteri di merito economico.

Con il decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 marzo 2010 avviene l'effettiva creazione del primo nucleo della Borsa con l'istituzione della Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata P-GAS. In base al decreto, a decorrere dal 10 maggio 2010 le quote obbligatorie di cessione del gas naturale importato devono essere offerte esclusivamente nell'ambito della nuova Piattaforma di negoziazione, che può però ospitare ulteriori offerte da parte di soggetti diversi da quelli tenuti agli obblighi del decreto legge n. 7/07.

Sulla P-GAS sono ammessi i soggetti che sono abilitati a operare sul PSV e i volumi sono contrattati con periodo di consegna pari a un mese o a un anno termico in modalità di negoziazione continua. La negoziazione avviene direttamente tra gli operatori che si occupano della gestione delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti, mentre il GME non opera come controparte centrale, ma come gestore della piattaforma.

Nel comparto aliquote della P-GAS, a partire dal 10 agosto 2010 alle negoziazioni delle quote di gas importato si sono aggiunte quelle delle aliquote di gas prodotto in Italia, dovute allo Stato. Anche in questo caso il GME non è controparte centrale e opera esclusivamente come organizzatore e gestore della piattaforma, nella quale la forma di negoziazione è ad asta. Nel maggio 2012 è stato avviato un ulteriore comparto della P-GAS denominato "comparto ex decreto legislativo n. 130/10", in riferimento al decreto legislativo nato per implementare misure finalizzate a rendere il mercato del gas naturale maggiormente competitivo, anche grazie al potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio. Il decreto legislativo n. 130/10 nasce in luogo dei c.d. "tetti antitrust" ormai scaduti e mira a introdurre nuovi incentivi per sviluppare la concorrenza del mercato all'ingrosso tramite lo sviluppo delle capacità di stoccaggio. In particolare, il decreto prevede la possibilità per i soggetti investitori di poter richiedere al Gestore dei servizi energetici (GSE), fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio e per un periodo comunque non superiore a cinque anni, di consegnare gas nel periodo estivo e di averlo riconsegnato nel periodo invernale per un quantitativo massimo, corrispondente alle quote della nuova capacità di stoccaggio non ancora entrata in esercizio e loro assegnata tramite le procedure descritte all'art. 7 del decreto medesimo.

Al fine di incrementare la liquidità del mercato all'ingrosso del gas naturale, il decreto prevede l'obbligo, da parte dei soggetti che si avvalgono delle misure incentivanti appena descritte, di offrire in vendita, nei sistemi di negoziazione organizzati dal GME, i quantitativi di gas naturale per i quali chiedono la riconsegna nel periodo invernale. Con la delibera 1 marzo 2012, 67/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte trasmesse dal GME e dal GSE sulle modalità con cui i soggetti investitori aderenti possono adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatori virtuali abbinati, per le quote di cui sopra, prevedendo infine che siano alternativamente o cumulativamente offerte sulle seguenti piattaforme:

- piattaforma per l'offerta di gas naturale (P-GAS), attraverso la predisposizione di un apposito comparto denominato "ex decreto legislativo n. 130/10";
- mercato a pronti del gas (MGP-GAS).

Il comparto regolato dall'ex decreto legislativo n. 130/10, tuttavia, pur essendo formalmente attivo, non ospita più offerte in quanto ha esaurito la funzione per la quale era stato istituito.

Con la nascita di M-GAS nell'ottobre 2010 viene avviato il mercato spot del gas naturale, con il GME nel ruolo di controparte centrale. Su tale mercato gli operatori abilitati a effettuare transazioni sul PSV possono acquistare e vendere volumi di gas naturale a pronti. Esso si articola in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo. La modalità di negoziazione è continua con asta di chiusura;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

La PB-GAS, entrata in esercizio con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, ha sostituito il sistema di bilanciamento "a stoccaggio" con un sistema di bilanciamento "a mercato", dove il prezzo non è più stabilito dall'Autorità ma determinato dall'intersezione tra domanda e offerta relative al gas stoccato. Coloro che possiedono capacità di stoccaggio hanno l'obbligo di partecipazione a tale meccanismo. La partecipazione obbligatoria, unitamente alla presenza di Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del bilanciamento (RdB), ha permesso una movimentazione di gas molto più elevata in questo mercato rispetto agli altri gestiti dal GME.

La PB-GAS è articolata nei seguenti comparti:

- Comparto G-1, un vero e proprio mercato del giorno prima dove, su base volontaria, diverse risorse flessibili, tra cui il GNL e lo stoccaggio di Edison, possono essere chiamate a rispondere alle possibili offerte di Snam Rete Gas per la copertura dello sbilanciamento previsionale del sistema;
- Comparto G+1, un mercato del giorno dopo, dove gli operatori offrono giornalmente, in acquisto e in vendita, le risorse di stoccaggio nella propria disponibilità. Allo stesso modo Snam Rete Gas offre in acquisto o in vendita una quantità di gas corrispondente allo sbilanciamento complessivo del sistema, al fine di approvvigionarsi delle risorse offerte dagli operatori che si rendano necessarie per mantenere bilanciato il sistema.

Con il decreto 9 agosto 2013, il Ministero dello sviluppo economico ha definito la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del Mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS), in attuazione di quanto previsto

dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93. Tale mercato, che è stato affiancato agli esistenti mercati a pronti, si svolge secondo le modalità della negoziazione continua con diversi *book* di negoziazione, ognuno per ciascuna tipologia di prodotto negoziabile e riferiti a diversi periodi di consegna, dove sono selezionate offerte di acquisto e di vendita del gas.

Come si è in parte già detto, a settembre 2015 l'Autorità, in collaborazione con il GME e Snam Rete Gas, ha completato il processo regolatorio¹⁸ che consente di estendere la registrazione al PSV di transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME. In particolare, il GME è stato incaricato di registrare al PSV le transazioni eseguite su Borse terze. Le piattaforme di *trading* gas che offrono prodotti con consegna fisica al PSV sono ICE Endex e PEGAS del gruppo EEX gestito da Powernext, che già a marzo 2015 aveva lanciato prodotti *futures* PSV senza consegna fisica. Questa novità permette di aumentare la liquidità in Italia, oggi penalizzata dalla scarsa attività delle Borse a termine e a pronti del gas gestite dal GME, che registrano volumi scambiati nettamente inferiori agli scambi sulla PB-GAS e ancor di più agli scambi OTC con consegna al PSV.

Prezzi e volumi

Nel corso del 2015, come durante l'anno 2014, sull'MGP-GAS non è stato registrato alcun abbinamento. Anche per quanto attiene all'operatività dell'MT-GAS, dalla data di avvio del 2 settembre 2013 a oggi non sono state registrate transazioni con riferimento

alle diverse tipologie di prodotti negoziabili: annuale termico e annuale di calendario, semestrale, trimestrale, mensile, *Balance of Month* (prodotto che include i giorni del mese in corso non ancora consegnati). Sul MI-GAS, nel 2015 ci sono state 33 sessioni utili, in netto aumento rispetto alle quattro dell'anno precedente (Fig. 3.14). Il prezzo medio registrato è stato pari a 24,38 €/MWh, in calo del 4% rispetto al 2014, a fronte di volumi transitati pari a 1.009.437 MWh, contro i 102.130 MWh del 2014.

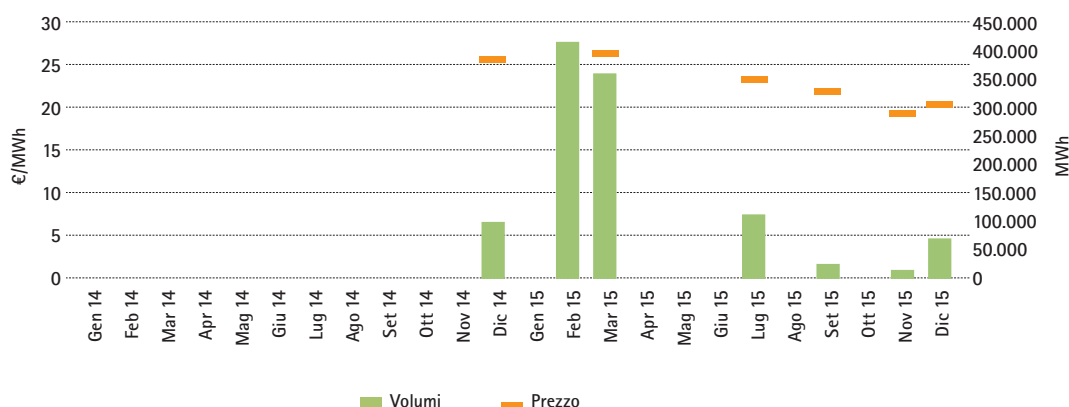
L'unico mercato tra quelli gestiti dal GME effettivamente utilizzato dagli operatori e sul quale si registra una liquidità rilevante e in costante crescita è il comparto PB-GAS, dedicato al bilanciamento giornaliero e che rappresenta il 98% della liquidità complessiva scambiata nei mercati gestiti dal GME. Con 99 operatori iscritti e 70 attivi, sulla PB-GAS sono stati scambiati nel 2015 volumi complessivi (tra G-1 e G+1) pari a 48.2 TWh (in aumento del 16% rispetto al 2014).

Nel corso del 2015 il comparto *ex ante* G-1 è stato attivato in 88 sessioni su 365 potenziali (circa il 22%), per complessivi 7,3 TWh (pari a circa il 18% dei volumi scambiati su G+1).

In base al Codice di rete, Snam Rete Gas opera solo in vendita nel periodo di iniezione (da aprile a ottobre) e solo in acquisto nel periodo di erogazione (da novembre a marzo), attivando il comparto con una propria offerta quando lo sbilanciamento previsionale di sistema risulti, rispettivamente, negativo (sistema lungo, Snam Rete Gas in vendita) o positivo (sistema corto, Snam Rete Gas in acquisto). Nello specifico, Snam Rete Gas nel periodo di iniezione ha operato per 73 sessioni, per volumi complessivamente pari a 2,3 TWh,

FIG. 3.14

Prezzi e volumi sul MI-GAS
€/MWh; MWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

¹⁸ Delibere 12 giugno 2015, 282/2015/R/gas, e 10 settembre 2015, 436/2015/R/gas.

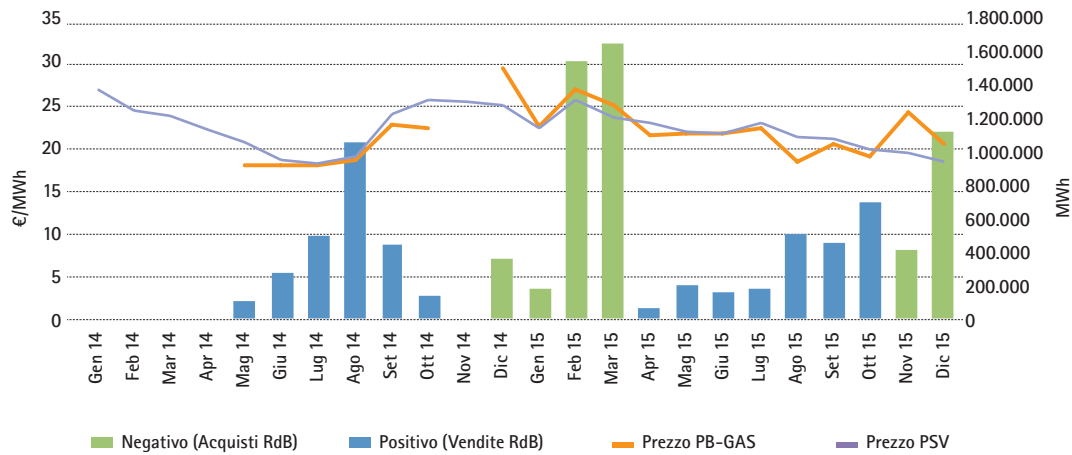


FIG. 3.15

Prezzi e volumi su PB-GAS
(G-1)

€/MWh; MWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

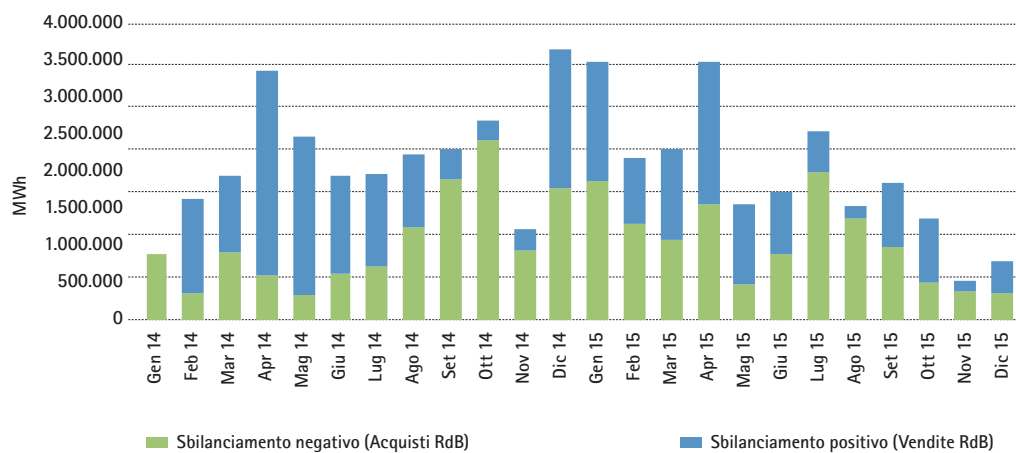


FIG. 3.16

Volumi scambiati da Snam
Rete Gas su PB-GAS (G+1)

MWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

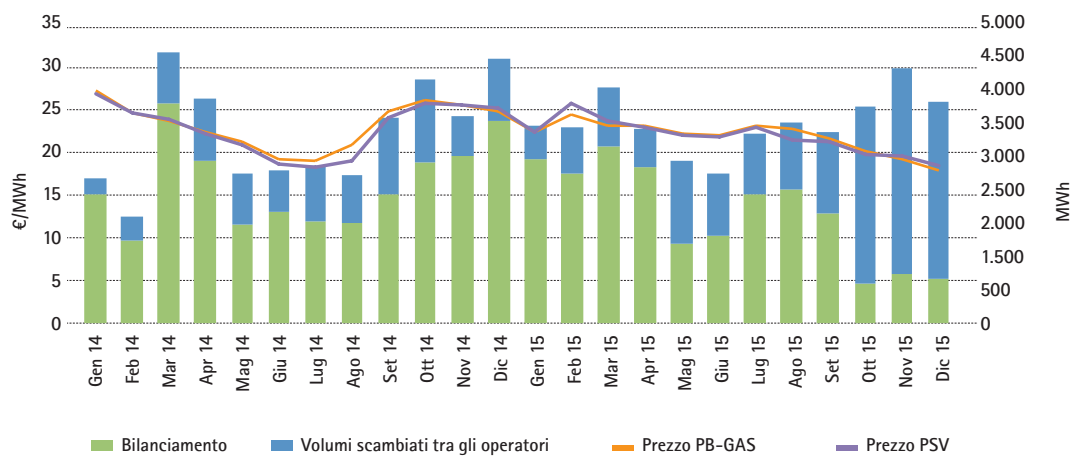


FIG. 3.17

Prezzi e volumi complessivi
scambiati su PB-GAS (G+1)

€/MWh; MWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

mentre nel periodo di erogazione, fino a dicembre, ha operato per 15 sessioni, per un volume cumulato pari a 5 TWh. Il prezzo medio 2015 (22,92 €/MWh) è allineato al prezzo al PSV, che si attesta a 22,16 €/MWh (Fig. 3.15). Nel comparto G+1 sono stati scambiati complessivamente 40,9 TWh a un prezzo medio di 22,14 €/MWh (-6% rispetto al 2014), sostanzialmente allineato al prezzo medio del PSV (22,16 €/MWh). Il 54% dei volumi (22 TWh) è stato scambiato da Snam Rete

Gas in vendita o in acquisto, per correggere il difetto o l'eccesso del giorno gas precedente (Fig. 3.16). In particolare, gli acquisti da parte dell'RdB sono stati pari a 13 TWh (sbilanciamento negativo), mentre le vendite sono state pari a 9 TWh (sbilanciamento positivo). Gli scambi tra operatori, ossia gli scambi al di là delle necessità di bilanciamento, hanno raggiunto nel 2015 18 TWh, con un sensibile incremento rispetto ai 10 TWh del 2014 (Fig. 3.17).

Mercato finale al dettaglio

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale, su cui tradizionalmente sono basati i commenti di queste pagine, emerge che nel 2015 sono stati venduti al mercato finale, libero o tutelato, 53,8 G(m³) cui vanno aggiunti 312 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*, che lo scorso anno non erano enucleati, bensì considerati all'interno del mercato tutelato¹⁹. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali risulta pari a 54,1 G(m³), con una crescita di 448 milioni rispetto al 2014 (Tav. 3.28).

Tale esito, che quantifica la risalita del mercato totale in uno 0,8% rispetto all'anno precedente, appare modesto in confronto con il ben più significativo aumento del 9,5%, evidenziato nei dati, seppure anch'essi provvisori, del Ministero dello sviluppo economico commentati nelle pagine precedenti. La differenza con i dati ministeriali si annulla se si considerano i volumi relativi agli autoconsumi, oltre 13 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 67,3 G(m³), cioè a un valore del 5% circa superiore a quello del 2014. Le due fonti classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa: l'Indagine annuale, infatti, include nelle vendite finali solo le cessioni di gas – avvenute nel mercato libero o nei mercati tutelati – che danno luogo

all'emissione di una fattura. Viceversa, il dato ministeriale è relativo ai volumi di gas consumati nell'anno, indipendentemente dal fatto che il gas sia stato fatturato o direttamente impiegato dalla stessa impresa che ne ha la disponibilità (perché lo ha prodotto, importato o acquistato da altri rivenditori sul territorio nazionale).

La voce degli autoconsumi risulta notevolmente aumentata rispetto al 2014: del 26% circa in termini di volumi e quasi del 14% in termini di punti di prelievo. Tale voce possiede una fortissima incidenza nella generazione elettrica (l'88% degli autoconsumi appartiene, infatti, a questo settore). La risalita dei consumi finali, tanto nei dati che emergono dall'Indagine annuale, quanto in quelli ministeriali, appare pertanto strettamente legata agli andamenti climatici che nel 2015 hanno spinto i consumi per riscaldamento nei mesi invernali (vedi infra l'incremento dei consumi civili) e quelli per il raffrescamento (intermediati dalla generazione elettrica) nei mesi estivi.

Nonostante la modesta crescita delle vendite sul mercato finale (come si è appena visto pari allo 0,8%), il numero di venditori attivi in questo segmento della filiera anche nel 2015 ha registrato un significativo incremento: dai 342 operatori presenti nel 2014, è salito infatti a 379²⁰. Permane quindi il trend di ascesa, osservato anche nel mercato

¹⁹ La richiesta dei dati relativi alle forniture di ultima istanza e di *default* è stata introdotta per la prima volta nell'Indagine annuale di quest'anno con una modalità molto semplificata. Pertanto, per questo tipo di forniture non sono disponibili i particolari (settore di consumo, tipo di allacciamento ecc.) con cui vengono solitamente analizzate le vendite finali. Quindi, nel resto del paragrafo tutte le analisi di dettaglio vengono effettuate al netto di questa componente del mercato.

²⁰ Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 493 imprese sulle 565 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2015 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 37 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 456 ve ne sono 77 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, quindi, 379.

TAV. 3.28

Consumi finali di gas naturale nel 2014 e nel 2015

Punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m³)

	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2014	2015	VAR. % 2015-2014	2014	2015	VAR. % 2015-2014
Vendite finali	53.679	53.816	0,3%	21.466	21.221	-1,1%
Forniture di ultima istanza e default ^(A)	–	312	–	–	66	–
TOTALE MERCATO	53.679	54.127	0,8%	21.466	21.287	-0,8%
Autoconsumi	10.472	13.165	25,7%	1,8	2,0	13,8%
CONSUMI FINALI	64.152	67.292	4,9%	21.468	21.289	-0,8%

(A) Nel 2014 erano inclusi nelle vendite finali.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.29

Attività dei venditori nel periodo 2011-2015

OPERATORI	VENDITE	2011	2012	2013	2014	2015
NUMERO		312	313	335	342	379
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	25	21	22	22	25
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	61	59	68	67	56
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	115	118	119	123	134
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	111	115	126	130	164
VOLUME VENDUTO G(m³)		68,5	64,6	63,4	53,7	53,8
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	50,8	46,7	45,1	36,1	36,2
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	13,3	13,1	13,8	13,3	12,8
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	4,1	4,4	4,1	3,8	4,4
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)		220	206	189	157	142
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	2.033	2.222	2.048	1.642	1.446
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	218	223	203	199	228
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	35	38	35	31	33
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	3	3	3	3	3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

dell'energia elettrica, nel numero dei venditori, nonostante sia ormai dal 2006 che il mercato non si espande o si sviluppa in misura assai contenuta. Nel 2015 l'aumento delle imprese che operano nel mercato si è manifestato in quasi tutte le classi nelle quali vengono solitamente suddivise le attività di vendita (Tav. 3.29), benché, come di consueto, siano quelle più piccole a registrare gli ampliamenti maggiori (l'unica eccezione è, in effetti, rappresentata dagli operatori di media dimensione, che si sono ridotti di 11 unità rispetto al 2014). Lo stesso accade anche ai relativi volumi di vendita, che crescono in misura proporzionale al diminuire della dimensione delle aziende. Ciò è in contrasto con quanto accade nel mercato all'ingrosso, dove il numero dei piccoli operatori cresce di anno in anno, ma serve una fetta sempre minore del mercato complessivo. Il volume medio unitario di vendita è sceso, ancora una volta, quasi del 12% rispetto a quello del 2014:

in media ciascun venditore del mercato del gas nel 2015 ha venduto 142 M(m³) in luogo dei 157 M(m³) del 2014, il 60% circa del gas che ciascuna impresa vendeva nel 2009. La classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno 25 operatori contro i 22 dello scorso anno: a fronte dell'ingresso di quattro soggetti (2B Energia, Enova, Centrex Italia e Alpiq AG), ne è uscito uno (Sorgenia). La classe dei medi registra invece, come detto, 11 presenze in meno rispetto al 2014, per via dell'uscita di 17 imprese (le quattro già citate, perché salite nella classe dei grandi, più altre 13) e del contemporaneo ingresso di sei società (Sorgenia, proveniente dalla classe dei grandi, oltre a Gritti Gas, Metaenergia, Acea Energia, Fontel e Geo).

Moltissime sono le operazioni societarie che, tra l'inizio del 2015 e il primo quadrimestre del 2016, sono state registrate nell'Anagrafica

operatori dell'Autorità. Alcune imprese sono già state menzionate nel paragrafo dedicato al mercato libero elettrico perché oltre al gas vendono anche l'elettricità, come si può intuire dal richiamo all'energia elettrica talvolta presente nella ragione sociale; altre sono state menzionate nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso del gas. In ogni caso, riassumendo:

- 31 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali (Autogas Centro, Autogas Nord Veneto Emiliana, Energia & Risparmio, Ubroker, Ermes Gas & Power, Restiani, Egeria, Erreci, Unipower Italia, Smart Luce e Gas, Smartutility, Velga, Unico Energia, Tesla Energia, Switch Power, FuturEnergy Rinnovabile, Etrulumen, Servizi Unindustria Multiutilities, Cioppower, Weiki, Gas & Power, EnergyPolis, Easy Gas & Power, Onova, Yes Energy, Convergenze, Sorgenia Trading, C'è Energia, Match Energia, Elettra, Lirenas Gas & Luce che è l'ex Swiss Gas & Light);
- dieci imprese in totale hanno cessato l'attività. Otto imprese hanno cessato la vendita a clienti liberi: Epiù, Italiana Energia, Ferraris Energia, Holding Energie Italiane, Omega Power in liquidazione, Italtrading, Metur (che è stata posta in liquidazione), Nautilus Aviation (che ha cessato tutte le attività); Centrogas ha cessato la vendita a clienti tutelati (che ha ceduto a un'altra società, vedi infra), Vitellia Gas ha cessato la vendita sia a clienti liberi sia a quelli tutelati;
- mediante contratti di affitto di ramo d'azienda, Phlogas & Power ha acquisito da Marsica Gas la vendita a clienti liberi e da Phlogas la vendita a clienti liberi e tutelati; Simecom e Gritti Gas hanno acquisito parte dell'attività di vendita a clienti finali (liberi e tutelati) da Energia Ambiente e Servizi; Lifegate Energy ha acquisito la vendita a clienti liberi da Lifegate;
- all'opposto, quattro imprese hanno ceduto l'attività di vendita a clienti liberi. La cessione è stata parziale nel caso di Antonio Rettagliata (a Rettagliata Gas & Luce) e di Multiutility (a Dolomiti Energia); la cessione è stata invece totale per Energetica Campana (a Compagnia Energetica Italiana del gruppo ENOI) e per Cogas Più (a Cogas Più Energie). Inoltre, Centrogas ha ceduto l'attività di vendita di gas naturale a clienti tutelati nella regione Abruzzo alla società Aterno Gas & Power; Est Più ha

invece ceduto la vendita a clienti liberi e a clienti tutelati a Eni, da cui è stata successivamente incorporata;

- otto imprese hanno cambiato gruppo societario: Veia Energia è entrata nel gruppo Estra da marzo 2015, quando Estra Energie ne ha acquisito il 100% del capitale sociale; Alento Gas è entrata nel gruppo Hera da cui, successivamente, è stata incorporata; Italica Energia è uscita dal Consorzio Gestione Risorse della Valle Peligna, che ne ha ceduto le quote a diversi Comuni in provincia di Pescara e dell'Aquila; Utilità è entrata nel gruppo Metano Nord; Geo è entrata nel gruppo Unogas, in quanto Unogas Energie ne ha acquisito il 100% del capitale sociale; So.Met è uscita dal gruppo E.On in quanto la Società Metanodotti Valletanaro ha acquisito il residuo 60% del capitale sociale da E.On Energia; Simp Gas è entrata nel gruppo Tradeinv Gas & Energy, che ne ha acquisito il 51% delle quote; Coop Gas è uscita da CPL Concordia ed è entrata nel gruppo Estra;
- oltre all'incorporazione di Est Più, altre sei operazioni di fusione per incorporazione hanno riguardato: Edlo Energy, che ha incorporato due società Orobie Gas & Power e Lion Energy; Alento Gas, che è stata incorporata in Hera Comm Marche; Green Network Luce & Gas, che è stata incorporata in Green Network; Energetic Source, che ha incorporato Tecnoenergia; Compagnia Energetica Italiana, che ha incorporato InEnergy; Chiara Gaservizi, che è stata incorporata in Simecom;
- sette società hanno cambiato natura giuridica e sono diventate tutte società per azioni;
- 18 imprese hanno cambiato la ragione sociale, talune a seguito di mutamenti nella compagine societaria.

Le modalità di approvvigionamento dei venditori puri²¹ non sono cambiate rispetto allo scorso anno: le imprese che operano unicamente nel mercato finale si procurano la materia prima quasi esclusivamente (84%) mediante acquisti da altri rivenditori nazionali; il resto del gas nella loro disponibilità proviene dal PSV (15,4%) e dagli acquisti in stoccaggio (0,3%). Come in passato, quote più rilevanti di acquisti al PSV si osservano per gli operatori di piccole dimensioni e per i grandi, che in quella sede si procurano, rispettivamente, l'11% e il 17% del gas che rivendono. Quasi tutto

²¹ L'analisi delle modalità di approvvigionamento dei soggetti che complessivamente operano nel mercato della vendita finale non è molto interessante, essendo la gran parte di essi costituita dagli operatori misti che sono gli stessi attivi nel mercato della vendita all'ingrosso e che in quella sede sono stati descritti.

TAV. 3.30

Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2015
M(m³) e quote percentuali

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Eni	12.673	22.983	35.656	23,5%
Enel Energia	3.865	0	3.865	7,2%
Edison Energia	3.725	2.170	5.896	6,9%
Iren Mercato	2.208	109	2.318	4,1%
Edison	1.868	13.417	15.285	3,5%
Enel Trade	1.836	12.694	14.530	3,4%
Hera Comm	1.652	11	1.663	3,1%
Shell Energy Italia	1.351	1.910	3.261	2,5%
E.On Global Commodities Se	1.243	2.362	3.605	2,3%
Gdf Suez Energie	1.231	0	1.231	2,3%
A2A Energia	1.023	35	1.058	1,9%
E.On Energia	848	37	886	1,6%
Sorgenia	814	61	875	1,5%
Estra Energie	701	414	1.115	1,3%
Gdf Suez Energia Italia	695	7.303	7.998	1,3%
Axpo Italia	529	1.892	2.421	1,0%
Ascotrade	510	72	582	0,9%
Gas Natural Vendita Italia	505	447	953	0,9%
Vivigas	465	26	491	0,9%
Unogas Energia	463	164	627	0,9%
Trenta	416	7	423	0,8%
Linea Più	361	18	380	0,7%
Egea Commerciale	327	0	327	0,6%
Agsm Energia	311	0	311	0,6%
Ilva	310	0	310	0,6%
Enerxenia	307	0	307	0,6%
Altri	13.577	24.507	38.083	25,2%
TOTALE	53.816	90.642	144.457	-
Prezzo medio (c€/m ³)	38,89	25,68	30,21	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

il gas (95,1%) nella disponibilità dei venditori puri viene, ovviamente, venduto a clienti finali, anche se il 12,3% di tali quantitativi è destinato a quelli tra loro che sono collegati societariamente. In media, il 4,9% del gas disponibile viene autoconsumato. Nel 2015 soltanto il 6,9% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 26 su 379, ha venduto oltre 300 M(m³) (Tav. 3.30). Questa quota è lievemente diminuita rispetto al 2014, quando 26 imprese su 342 superarono tale soglia.

Il prezzo mediamente praticato ai clienti finali è risultato pari a 38,89 c€/m³, diminuito di 3,43 c€ (-8,1%) rispetto al 2014. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che – come si è visto nelle pagine precedenti – era pari a 35,89 c€/m³. La ragione del differenziale positivo, pari a 3 c€, risiede

principalmente nel tipo di clientela servita e nelle connesse caratteristiche. Le imprese che operano prevalentemente nel mercato finale si rivolgono, infatti, per lo più ai clienti civili che sono allacciati alle reti di distribuzione e che, pur essendo numerosi, sono caratterizzati da consumi poco elevati. Viceversa, la clientela servita dai grossisti è prevalentemente quella dei grandi consumatori, specie industriali, che grazie agli alti livelli di consumo è sicuramente in grado di spuntare prezzi più favorevoli e che, inoltre, è spesso allacciata direttamente alla rete di trasporto e, dunque, non paga il costo della distribuzione.

Il differenziale di prezzo offerto ad altri rivenditori risulta, invece, decisamente più ristretto. A fronte di un valore di 25,22 c€/m³ praticato dai grossisti, i venditori del mercato finale hanno

TAV. 3.31

Primi venti gruppi per vendite
al mercato finale nel 2015

Volumi in M(m³)

GRUPPO	2015		POSIZIONE NEL 2014
	VOLUME	QUOTA	
Eni	12.763	23,7%	1°
Enel	5.701	10,6%	3°
Edison	5.665	10,5%	2°
Iren	2.228	4,1%	5°
Hera	2.105	3,9%	7°
E.On	2.091	3,9%	6°
Engie	1.926	3,6%	4°
Royal Dutch Shell Plc	1.351	2,5%	8°
A2A	1.334	2,5%	9°
Sorgenia	814	1,5%	10°
Ascopiave	801	1,5%	11°
Estra	701	1,3%	12°
Unogas	601	1,1%	17°
Erogasmet	585	1,1%	14°
Dolomiti Energia	547	1,0%	13°
Axpo Group	529	1,0%	19°
Gas Natural Sdg Sa	505	0,9%	15°
Metano Nord	368	0,7%	54°
Linea Group Holding	361	0,7%	21°
Repower Ag	337	0,6%	27°
Altri	12.501	23,2%	-
TOTALE	53.816	100,0%	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

mediamente richiesto 25,68 c€/m³, cioè circa mezzo centesimo in più. Anche il prezzo praticato ad altri rivenditori è diminuito rispetto al 2014 (-8,2%).

Nel confronto con i valori del 2014 si osserva anche che entrambi i differenziali sono leggermente aumentati: lo scorso anno quello sul prezzo fissato dai grossisti ai clienti del mercato finale era sostanzialmente nullo, mentre quello sul prezzo praticato agli altri intermediari era di 2,51 c€.

L'analisi delle performance di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali, consente una valutazione più corretta delle quote di mercato e del livello di concentrazione nel mercato della vendita finale (Tav. 3.31).

Nel 2015 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale, in costante diminuzione da anni, è ulteriormente sceso rispetto al 2014. I primi tre gruppi controllano il 44,8%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 45,9%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 52,9% (contro il 54% del 2014).

L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 878 (era 929 nel 2014), un livello che comincia a distanziarsi dalla soglia di 1.000, valore al di sotto del quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa.

Tuttavia, il peso di Eni è cresciuto di un punto percentuale rispetto al 2014 e resta più che doppio di quello di Enel, tornato il secondo operatore (nel 2014 era in terza posizione, dietro a Edison). La distanza tra il secondo e il terzo gruppo, Edison, si è ampliata per via del contemporaneo aumento della quota di Enel (passata dal 9,8% al 10,8%) e della diminuzione della quota di Edison (scesa dall'11,4 % al 10,5%). Ciò in quanto le vendite del gruppo Enel sono cresciute del 10% rispetto al 2014, mentre quelle di Edison si sono ridotte del 7%.

Circa l'avvicinamento dei gruppi nelle varie posizioni della classifica, oltre allo scambio di posizione tra Enel ed Edison sono da notare lo scivolamento verso il basso di Engie (ex GdF Suez) dal quarto al settimo posto e alcuni balzi in avanti, come quelli di Unogas e Metano Nord, anche grazie alle acquisizioni societarie.

TAV. 3.32

Consumi finali di gas naturale per settore di consumo

Punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m³)

SETTORE DI CONSUMO	2014				2015			
	MERCATO TUTELATO ^(A)	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	MERCATO TUTELATO	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	9.637	4.125	8	13.770	9.754	4.980	252	14.986
Condominio uso domestico	975	1.355	11	2.341	599	1.951	14	2.563
Commercio e servizi	143	6.314	206	6.663	28	7.140	73	7.241
Industria	41	18.836	1.763	20.639	15	17.907	1.169	19.090
Generazione elettrica	2	11.027	8.484	19.513	0	10.132	11.587	21.719
Attività di servizio pubblico	30	1.195	0	1.225	8	1.303	70	1.381
TOTALE VOLUMI	10.827	42.852	10.472	64.152	10.403	43.413	13.165	66.980
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	14.426	5.514	0	19.940	13.342	6.368	0	19.710
Condominio uso domestico	113	81	0	194	60	141	1	201
Commercio e servizi	52	1.003	1	1.056	12	1.041	1	1.054
Industria	10	190	0	200	3	181	0	184
Generazione elettrica	0	1	0	1	0	1	0	1
Attività di servizio pubblico	4	72	0	76	1	72	0	73
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	14.605	6.861	2	21.468	13.417	7.803	2	21.223

(A) Comprende anche le forniture nei servizi di ultima istanza e di *default*.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La dimensione delle imprese che vendono gas naturale a clienti finali è in media pari a 13,5 addetti²². Il 79,2% delle imprese del settore²³ impiega meno di dieci addetti. Le imprese con più di 20 addetti rappresentano il 14,2% del totale nel segmento.

La tavola 3.32 propone la sintesi dei dati riguardanti i consumi finali di gas naturale per tipo di mercato e per settore di consumo negli ultimi due anni, elaborata a partire dai dati raccolti tramite l'Indagine annuale che, è bene ricordarlo, sono provvisori. Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, lo scorso anno sono stati venduti 67 G(m³) – di cui 13,2 destinati all'autoconsumo e 53,8 alla vendita – a 21,3 milioni di clienti (punti di riconsegna).

Complessivamente i quantitativi di gas sono aumentati rispetto al 2014 su ogni settore, con l'eccezione dell'industria. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato una notevole risalita (25,7%), il mercato libero ha evidenziato un incremento dell'1,3%, mentre una discreta perdita (-3,9%) si è avuta nelle vendite del mercato tutelato. I valori del mercato tutelato illustrati nella tavola 3.32 per l'anno 2014 comprendono, però, anche

i quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza, che nel 2015 sono risultati pari a 312 M(m³). Tali quantitativi non sono inclusi nella tavola, in quanto non frazionabili nei vari settori. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato diviene pari a 10,7 G(m³) e la perdita si attenua, divenendo quantificabile in -1%.

I clienti che hanno acquistato il gas per autoconsumo sono fortemente cresciuti, così come quelli serviti nel mercato libero; viceversa i clienti del mercato tutelato si sono complessivamente ridotti dell'8,1% (ma anche qui, se si tiene conto dei servizi di *default* e ultima istanza il calo si riduce al 7,7%).

Come si è detto all'inizio del Capitolo, il 2015 è stato un anno moderatamente positivo per l'economia italiana, ma soprattutto ha registrato un andamento climatico favorevole ai consumi di gas (mesi invernali più freddi e mesi estivi più caldi del 2014). Coerentemente, i volumi settoriali mostrano una marcata risalita dei consumi civili, con il settore domestico che cresce dell'8,8%, i consumi dei condomini con uso domestico che aumentano del 9,5%, il settore del commercio e

²² Il dato non è confrontabile con quello dello scorso anno, il quale forniva la dimensione media degli addetti delle imprese che vendono gas sia all'ingrosso sia al mercato finale.

²³ L'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. I valori si riferiscono al personale che, nella media dell'anno 2014, era impiegato nella sola attività di vendita. I dati sono riferiti a 106 società.

TAV. 3.33

Mercato finale per tipologia
e dimensione dei clienti nel
2015
M(m³)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE
	< 5.000	5.000- 50.000	50.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	> 20.000.000	
MERCATO TUTELATO ^(A)	9.648	661	84	1	9	-	10.403
Domestico	9.573	179	2	-	-	-	9.754
Condominio uso domestico	62	459	78	0	-	-	599
Commercio e servizi	1	5	1	-	-	-	8
Industria	11	15	3	0	-	-	28
Generazione elettrica	2	3	0	0	9	-	15
Attività di servizio pubblico	0	0	0	-	-	-	0
MERCATO LIBERO	6.353	5.048	2.573	5.894	9.299	14.245	43.413
Domestico	4.806	141	16	13	4	-	4.980
Condominio uso domestico	101	1.390	375	79	6	-	1.951
Commercio e servizi	70	393	271	350	219	-	1.303
Industria	1.130	2.373	1.095	1.765	747	31	7.140
Generazione elettrica	246	748	806	3.549	7.560	4.997	17.907
Attività di servizio pubblico	0	3	11	138	762	9.218	10.132
TOTALE	16.001	5.710	2.658	5.895	9.307	14.245	53.816

(A) Comprende anche i clienti forniti nei servizi di fornitura di ultima istanza e di *default*.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

servizi che evidenzia un incremento dell'8,7% e le attività di servizio pubblico che salgono del 12,7%. Una elevata crescita emerge anche nei consumi della generazione termoelettrica (11,3%), peraltro favorita anche dai bassi prezzi del gas. Solo l'industria ha registrato ancora un ripiegamento, pari a 7,5%. I tassi di variazione complessivamente positivi appena visti migliorano ulteriormente nel caso dei consumi civili, se si considerano le sole vendite effettuate sul mercato libero, dove i volumi di gas venduti alle famiglie risultano del 20,7% più elevati rispetto al 2014, quelli per i condomini registrano una crescita del 43,9%, quelli al terziario mostrano una variazione del 13,1%, così come il venduto alle attività di servizio pubblico è salito del 9%. Alla base della crescita dei volumi si osserva anche un significativo incremento dei clienti del mercato libero, aumentati complessivamente di quasi un milione di punti di riconsegna (+13,7%), che segue quelli già notevoli registrati nei due anni precedenti (rispettivamente, +1,4 milioni nel 2013 e +1,3 milioni nel 2014).

Il quadro cambia completamente se, invece, si osservano i dati del mercato tutelato, dove si registrano perdite molto marcate in termini sia di clienti sia di volumi. In questo caso, l'unico segno

moderatamente positivo si evidenzia per i volumi acquisiti dal settore domestico che salgono dell'1,2% rispetto al 2014, nonostante una perdita di clienti del 7,5%. Questo perché nel mercato sono ancora in corso gli spostamenti dovuti alla graduale espulsione dalla tutela – *ope legis* – di tutte le categorie di clienti non domestiche. Come si ricorderà, in base al decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, dalla seconda metà del 2013 l'obbligo di offerta delle condizioni economiche di tutela riguarda soltanto i clienti finali domestici e non più anche le utenze con usi diversi e consumi limitati o quelle relative ad attività di servizio pubblico²⁴. Posto che i nuovi contratti per clienti non domestici non possono più beneficiare delle condizioni di tutela, per coloro che a quella data si trovavano nel mercato tutelato senza di fatto averne più diritto, le modalità di cessazione dell'applicazione del servizio di tutela sono state stabilite dall'Autorità²⁵ in modo tale da permettere al cliente finale di disporre degli elementi informativi adeguati e di una tempistica congrua per la valutazione delle diverse offerte presenti sul mercato. Pertanto, a partire dalla seconda metà del 2013 i clienti non domestici stanno uscendo dal perimetro di tutela e i dati raccolti continuano a darne

²⁴ Prima di tale norma avevano diritto al servizio di tutela i punti di riconsegna nella titolarità dei clienti: domestici, condomini con uso domestico con consumi annui inferiori a 200.000 m³/anno, non domestici con consumi inferiori a 50.000 m³/anno, attività di servizio pubblico.

²⁵ Con la delibera 28 giugno 2013, 280/2013/R/gas.

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2014		2015	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	6,2	7,2	6,1	7,0
Condominio uso domestico	7,4	10,0	9,1	12,8
Attività di servizio pubblico	15,8	23,2	19,0	26,9
Altri usi	10,5	55,0	12,2	58,2
di cui:				
fino a 5.000 m ³	8,9	11,5	10,1	13,1
5.000-50.000 m ³	17,1	18,3	19,8	21,0
50.000-200.000 m ³	23,2	23,7	25,5	25,9
200.000-2.000.000 m ³	29,3	32,2	31,2	34,2
2.000.000-20.000.000 m ³	60,0	66,0	58,6	63,6
oltre 20.000.000 m ³	67,4	58,3	72,0	63,6
TOTALE	6,5	45,8	6,5	48,7

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.34

Tassi di switching dei clienti finali nel 2014 e nel 2015

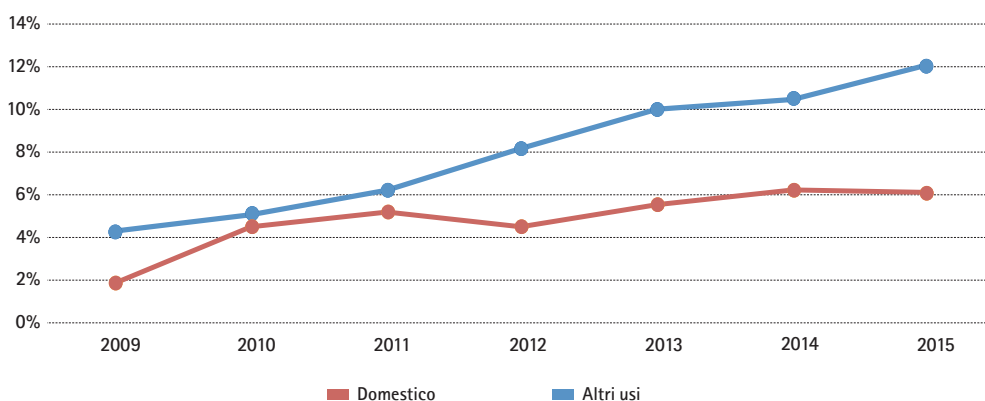


FIG. 3.18

Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009

Valori percentuali

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

evidenza. A questo proposito è opportuno segnalare che la presenza di volumi di vendita e di clienti non domestici (o, per meglio dire, punti di riconsegna conteggiati secondo il criterio del *pro die*) nelle colonne delle tavole intestate al mercato tutelato, è dovuta al fatto che il processo di uscita dalla tutela, in considerazione delle scelte esercitate dai clienti e nel rispetto della tempistica di preavviso prevista dal Codice di condotta commerciale, si è protratto anche nel 2015. Inoltre, diversi venditori, tra quelli che hanno risposto all'Indagine annuale, hanno inserito nel segmento tutelato i dati di consumo relativi alla clientela che, pur non avendo più diritto a fruire delle condizioni economiche stabilite dall'Autorità, ha preteso condizioni contrattuali analoghe, pena l'abbandono del fornitore. Ma i volumi acquistati da tale clientela andrebbero più correttamente

conteggiati nel mercato libero, considerando che è proprio esercitando il potere di mercato che i clienti hanno potuto ottenere quel tipo di condizioni e non, dunque, appellandosi a una norma stabilita all'esterno del rapporto contrattuale tra cliente e fornitore.

Nel 2015 i consumi medi unitari non sono complessivamente diminuiti, anzi, in qualche caso sono piuttosto cresciuti: rispetto al 2014, il consumo medio per i clienti domestici è passato da 691 a 760 m³, per i condomini uso domestico da 12.038 a 12.756 m³, per il commercio da 6.307 a 6.867 m³, per le attività di servizio pubblico da 16.087 a 18.972 m³, per l'industria da 102,9 a 103,8 migliaia di m³, per la generazione elettrica da 20 a 23,8 M(m³). Inoltre nel mercato libero i consumi medi tendono a essere più elevati rispetto a quelli che si riscontrano nel mercato tutelato.

TAV. 3.35

Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2015
M(m³)

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.379	406	784	2.670	1.277	162	6.677
Valle d'Aosta	18	9	17	9	0	7	60
Lombardia	3.521	874	1.783	3.491	2.107	278	12.053
Trentino Alto Adige	176	68	224	456	12	48	984
Veneto	1.672	156	802	2.063	209	142	5.044
Friuli Venezia Giulia	330	58	144	658	20	50	1.260
Liguria	369	176	160	238	417	29	1.390
Emilia Romagna	1.805	276	1.023	2.503	446	110	6.163
Toscana	1.066	109	448	1.493	909	85	4.110
Umbria	225	17	150	337	7	19	755
Marche	478	26	283	366	18	27	1.198
Lazio	1.035	283	554	725	685	125	3.408
Abruzzo	379	21	140	496	38	27	1.101
Molise	77	6	35	66	177	8	368
Campania	598	29	249	609	365	63	1.913
Puglia	785	16	180	726	786	41	2.534
Basilicata	134	6	40	166	0	18	363
Calabria	198	4	54	70	47	24	398
Sicilia	488	12	99	778	2.611	49	4.037
ITALIA	14.734	2.549	7.168	17.921	10.132	1.311	53.816
NORD	9.270	2.022	4.937	12.088	4.489	826	33.632
CENTRO	3.260	461	1.610	3.484	1.834	289	10.939
SUD E ISOLE	2.203	65	621	2.349	3.810	196	9.245

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Valutando il mercato nel suo complesso, si vede che nel 2015: il settore domestico ha acquistato 15 G(m³), cioè il 22,4% di tutto il gas complessivamente consumato; i condomini con uso domestico ne hanno acquisito il 3,8%, ovvero 2,6 G(m³); il commercio ne ha utilizzato l'11%, corrispondente a 7,2 G(m³); l'industria ne ha consumato il 28,5%, cioè 19,1 G(m³); la generazione elettrica ne ha assorbito il 32,4%, equivalente a 21,7 G(m³); le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato il 2,1%, equivalente a 1,4 G(m³). La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 64,8%, quella del mercato tutelato è del 15,5%, mentre il 19,7% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'80,7% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 19,3% sul mercato tutelato. In termini di clienti, invece, il 63,2% si rivolge al mercato tutelato, mentre solo il 36,8% acquista nel mercato libero.

Ovviamente, le frazioni di gas acquisite nel mercato libero diventano più rilevanti man mano che ci si sposta dal domestico ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo

e dove l'uso del gas è più intenso. Infatti, la quota di volumi acquistati sul mercato libero è pari al 34% nel domestico, al 77% per i condomini, al 100% nel commercio e servizi, nell'industria e nel termoelettrico e al 99% negli usi di servizio pubblico (tutte le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto). Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti conferma le analisi già più volte offerte in passato: al crescere della dimensione dei clienti, il mercato libero acquisisce via via maggiore peso. Infatti, la quota di consumi coperta dal mercato libero sul totale risulta mediamente pari al 10,6% per i clienti delle prime due classi di consumo (meno di 5.000 m³/anno e 5.000-50.000 m³/anno), al 4,8% per la terza classe (50.000-200.000 m³/anno), all'11% per la quarta (200.000-2.000.000 m³/anno), al 17,3% per la penultima (2-20 milioni di m³/anno) e al 26,5% per l'ultima (oltre 20 milioni di m³/anno).

Della presenza di consumi nelle classi di consumo tutelate non domestiche (e superiori a 200.000 m³/anno nel caso dei condomini) si è già detto nelle pagine precedenti, ma la tavola consente

di osservare che la somma di tali volumi corrisponde a una quota davvero piccola dell'intero mercato (0,09%).

Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti²⁶ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2015²⁷, è risultata complessivamente pari al 6,5%, ovvero al 48,7% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tav. 3.34). Come sempre, entrambe le percentuali sono superiori a quelle osservate nell'anno precedente²⁸, anche se i dati del 2015 per la clientela non domestica, come quelli dell'anno precedente, risentono probabilmente ancora dei passaggi al mercato libero, spinti dalle modifiche normative di cui si è detto.

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2015, certamente spontanei, si confermano ancora non particolarmente elevati ma stabili o in aumento da diversi anni (Fig. 3.18). Lo scorso anno la quota di clienti che ha effettuato almeno un cambio è risultata, infatti, del 6,1%, corrispondente a una porzione di volumi del 7%. Più elevata di tre punti percentuale è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 12,8% del relativo settore di consumo. Il 19% (equivalente al 26,9% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore; si tratta di un tasso piuttosto elevato, ma questa è una delle categorie che in forza di legge devono uscire dal mercato tutelato. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 12,2% del totale in termini di clienti, nonché il 58,2% in termini di volumi.

All'interno degli "altri usi" si osservano, come sempre, tassi di *switching* che aumentano all'ampliarsi dei volumi di consumo, perché per questi clienti la spesa per l'acquisto del gas assume livelli importanti e, dunque, è maggiore la propensione a cambiare fornitore per trovare migliori condizioni contrattuali e prezzi più favorevoli.

Non è sostanzialmente mutata, nel 2015, la distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Tav. 3.35), che è legata principalmente alla differente diffusione del metano nelle varie regioni, alle differenti condizioni climatiche e alla maggiore densità delle attività industriali. Il Nord è l'area che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In quest'area si acquista, infatti, il 62,5% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 33,6 G(m³); il 20,3% dei consumi, 10,9 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 17,2%, cioè 9,2 G(m³), viene venduto al Sud e nelle Isole (solo la Sicilia in quanto la Sardegna non è metanizzata). Il rapporto tra i volumi di acquisto del Nord e quelli delle altre zone è mediamente pari a 3,1 volte quelli del Centro, con un valore abbastanza costante per tutti i settori di consumo, e a 3,6 volte quelli del Sud e Isole, ma in questo caso vi è una forte variabilità tra i settori di consumo: il rapporto è minimo nel caso della generazione elettrica (1,2) e massimo nel caso dei condomini (30,9).

La regione con i consumi più elevati, pari a 12,1 G(m³) – e di gran lunga superiori a quelli delle altre –, è sempre la Lombardia, che da sola acquista più di un quinto dei volumi nazionali. Altre regioni in cui i consumi raggiungono almeno 5 G(m³) sono il Piemonte con 6,7 G(m³), cioè il 12,4% del totale nazionale, l'Emilia Romagna con 6,2 G(m³), cioè l'11,5% del totale nazionale, il Veneto con 5 G(m³), cioè il 9,4% del totale nazionale.

Uno sguardo al dettaglio dei diversi settori di consumo mostra per ciascuno di essi una distribuzione geografica dei volumi acquistati nei territori del tutto simile a quella appena descritta. Fanno eccezione soltanto due comparti. Uno di essi è quello della generazione termoelettrica, dove l'importanza del Nord (44,3%) è controbilanciata da una quota consistente di consumi al Sud (37,6%) e dove la Sicilia è la regione con i consumi più elevati (25,8% del totale nazionale). L'altro è quello dei condomini con uso domestico, dove il Nord assume più di tre quarti di tutti i volumi nazionali (79,3%) e il restante quarto è quasi

²⁶ Per comodità di scrittura, nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

²⁷ Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato, quindi, replicato il questionario già proposto negli scorsi anni per la rilevazione dell'attività di *switching*, intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- il *re-switch*, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo *switch-back*, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

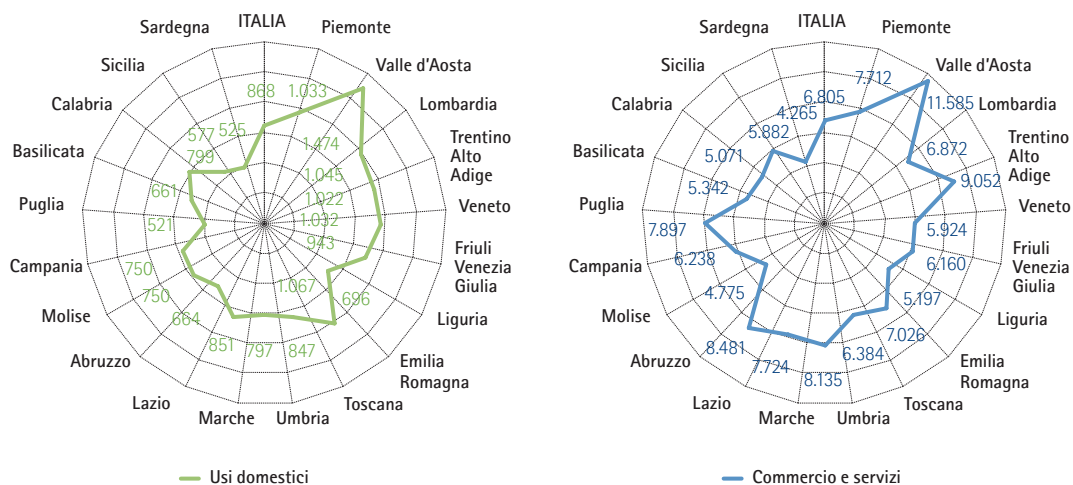
Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza, lo *switch* viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non è equivalente a uno *switch*, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale o il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

²⁸ La percentuale complessiva dei clienti che hanno cambiato fornitore, infatti, è pari al 6,49% nel 2014 e al 6,51% nel 2015.

FIG. 3.19

Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2015

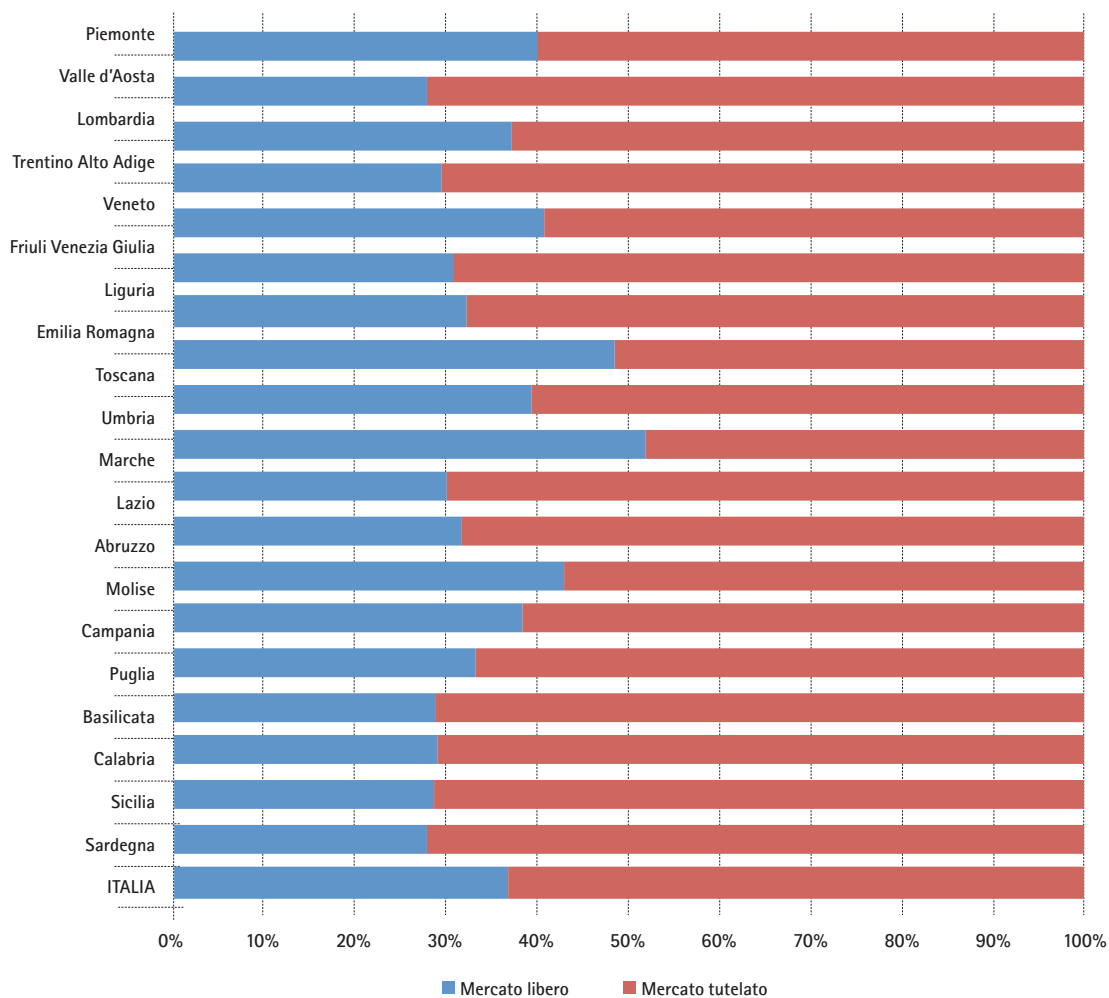
m³; gli usi domestici includono i condomini con uso domestico



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.20

Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2015



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.36

Tassi di swiching per regione e per tipologia di clienti nel 2015

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	6,0	6,6	8,4	10,8	12,6	64,4	20,4	35,3	6,5	54,0
Valle d'Aosta	3,4	3,7	6,2	8,5	10,2	48,1	16,0	9,5	4,3	39,6
Lombardia	5,8	6,8	11,7	17,7	13,0	63,1	20,5	22,2	6,4	52,2
Trentino Alto Adige	3,5	3,8	5,2	9,0	9,5	52,4	7,4	6,4	4,2	44,1
Veneto	5,5	6,3	9,2	12,9	14,0	69,0	20,5	32,4	6,3	56,3
Friuli Venezia Giulia	6,6	7,6	10,8	15,7	15,3	66,7	24,9	35,2	7,3	56,4
Liguria	6,0	7,6	8,8	9,3	10,9	79,6	26,4	14,8	6,3	59,6
Emilia Romagna	5,5	6,2	3,7	4,4	10,6	50,8	24,7	37,2	6,0	43,3
Toscana	7,4	8,4	9,9	14,2	15,4	57,0	38,7	45,0	8,0	48,6
Umbria	6,9	8,1	10,0	12,6	15,0	60,6	12,5	25,0	7,5	50,7
Marche	5,7	6,2	7,5	9,2	11,1	66,8	13,1	29,0	6,1	50,9
Lazio	6,5	7,7	9,8	13,0	10,1	81,4	12,2	14,9	6,7	61,3
Abruzzo	8,2	10,0	10,6	14,0	7,7	59,2	18,1	46,1	8,2	47,8
Molise	7,6	8,9	32,4	5,8	14,7	18,8	18,6	14,6	8,2	16,4
Campania	7,4	8,0	9,8	8,7	10,7	77,3	11,4	24,4	7,5	64,2
Puglia	5,5	6,2	4,7	6,1	10,7	19,7	14,4	29,7	5,7	17,8
Basilicata	5,2	5,9	7,7	15,0	10,5	51,9	19,9	29,4	5,5	40,1
Calabria	5,4	6,3	6,2	6,9	10,4	50,5	12,7	20,0	5,7	46,9
Sicilia	5,3	7,9	5,9	3,7	8,9	27,8	11,8	23,4	5,4	25,9
ITALIA	6,1	7,0	9,1	12,8	12,0	23,1	19,0	26,9	6,5	14,6
NORD	5,7	6,6	8,9	12,9	12,5	62,0	21,2	27,2	6,3	51,5
CENTRO	6,9	8,0	10,0	12,9	11,9	64,5	19,0	26,7	7,2	52,0
SUD E ISOLE	6,0	7,1	7,7	7,9	10,3	39,3	13,0	25,6	6,2	35,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

integralmente acquistato al Centro (18,1%). In pratica, questo uso è molto ridotto al Sud, dove, comprensibilmente, i riscaldamenti centralizzati non risultano particolarmente diffusi, come denotano i volumi di acquisto che rappresentano solo il 2,6% del totale nazionale.

Tenendo conto della numerosità di clienti a livello territoriale, è possibile calcolare i valori di consumo medio regionali. La figura 3.19 illustra i consumi medi per gli usi domestici (inclusi i dati dei condomini) e quelli del commercio e servizi.

La media nazionale dei consumi domestici è di 868 m³, piuttosto variabile a livello regionale, ma abbastanza uniforme nelle tre macrozone considerate: al Nord, dove le condizioni climatiche sono relativamente più rigide, i volumi di consumo medio unitario sono più alti, pari a 1.017 m³; i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole si riducono, rispettivamente, a 758 e 583 m³. Una maggiore omogeneità tra le varie regioni, peraltro su livelli di consumo più elevati rispetto ai domestici, si riscontra nel caso dei consumi medi del commercio e servizi: il dato medio nazionale, pari a 6.805 m³, non è molto dissimile

da quelli del Nord (6.833 m³), del Centro (7.139 m³) e del Sud e Isole (5.895 m³). La ripartizione tra i due mercati, libero e tutelato, a livello territoriale evidenzia ancora una netta prevalenza del mercato tutelato in tutte le regioni italiane, se le percentuali vengono calcolate sui clienti, e viceversa una dominanza del mercato libero, se il calcolo delle quote viene effettuato in termini di volumi di vendita.

Valutando la rilevanza del mercato libero in base al numero di clienti serviti (Fig. 3.20), le regioni che evidenziano quote superiori alla media nazionale (36,8%) sono, in particolare: Umbria (51,7%), Emilia Romagna (48,5%), Abruzzo (42,8%) e Piemonte (39,9%). Al contrario, le regioni in cui il dato è molto inferiore alla media nazionale sono, casualmente, quelle poste geograficamente agli estremi del territorio nazionale, ovvero Valle d'Aosta (27,8%) insieme con Trentino Alto Adige (29,3%), Calabria (28,5%) e Sicilia (27,7%). È da notare che nel caso della Sicilia la valutazione sarebbe esattamente opposta utilizzando i dati dei volumi venduti, ma ciò deriva dalla marcata incidenza dei consumi termoelettrici in questa regione,

TAV. 3.37

Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2015

Quota di mercato dei primi tre operatori (C3); percentuale di clienti da questi serviti

REGIONE	OPERATORI	C3 SUL MERCATO DEI DOMESTICI	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	163	59,1	68,1	44,8	52,3
Valle d'Aosta	48	94,0	95,4	83,9	93,9
Lombardia	196	41,2	52,0	31,2	51,1
Trentino Alto Adige	79	88,4	89,8	60,9	75,5
Veneto	142	48,6	51,3	39,1	50,2
Friuli Venezia Giulia	92	69,1	75,1	46,3	45,3
Liguria	109	68,5	79,9	64,7	64,5
Emilia Romagna	155	72,1	73,3	47,9	49,6
Toscana	126	83,5	88,6	57,9	68,0
Umbria	78	71,0	73,2	60,9	61,4
Marche	105	61,3	60,4	51,4	59,7
Lazio	140	79,3	81,3	63,4	80,8
Abruzzo	109	61,1	59,6	59,4	56,3
Molise	70	54,4	46,1	67,1	39,6
Campania	118	73,1	75,9	57,9	69,7
Puglia	95	68,7	69,0	55,3	20,8
Basilicata	71	79,0	76,5	76,4	69,8
Calabria	64	85,9	86,5	69,1	75,3
Sicilia	75	75,9	73,7	85,0	33,8

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

evidenziata nella tavola 3.35. I tassi di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente (Tav. 3.36), tendono a confermare il panorama appena osservato.

Come negli anni scorsi, i clienti domestici collocati al Centro mostrano, anche nel 2015, una vivacità superiore al resto d'Italia, con tassi di *switching* che mediamente sono superiori alla media nazionale. In generale, comunque, i valori territoriali mantengono una discreta omogeneità territoriale, specie nelle zone del Centro-Nord e nei settori a minore intensità di consumo, mentre il Sud e le Isole manifestano, nel complesso, tassi di cambio fornitore più contenuti.

Nel caso dei domestici, le percentuali del Centro risultano in media pari al 6,9% in termini di clienti e all'8% in termini di volumi, contro una media nazionale del 6,1% (clienti) e del 7% (volumi). Dati analoghi emergono anche sullo *switch* dei condomini con uso domestico, anch'esso più elevato al Centro rispetto alla media nazionale (10% contro 9,1% in termini di clienti e 12,9% contro 12,8% in termini di volumi). Nelle attività di servizio pubblico, i tassi del Nord risultano i più elevati sia in termini di clienti (21,2% contro il 19% della media nazionale) sia nei volumi corrispondenti (27,2% contro 26,9%); negli "altri usi" Nord e Centro mostrano valori omogenei relativamente

ai clienti (intorno al 12%) e percentuali sui volumi molto più ampie rispetto a quelle del Sud.

Interessante risulta, infine, effettuare un'analisi dei livelli di concentrazione in ambito territoriale attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi tre operatori e dalla quota di clienti da questi serviti (Tav. 3.37), già utilizzato anche relativamente alla distribuzione.

Il livello del coefficiente C3 relativamente al settore domestico (inteso come somma dei domestici e dei condomini con uso domestico) risulta piuttosto elevato quasi dappertutto, con punte superiori all'80% in Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Calabria e Toscana. Il C3 era maggiore dell'80% nelle stesse regioni anche nel 2014. Come in passato, il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di venditori attivi: qui la quota di mercato dei primi tre venditori è solo del 41,2% e la percentuale di clienti domestici serviti è pari al 52%, valori stabili rispetto a quelli del 2014. Un valore di C3 ridotto, inferiore al 50%, si osserva anche nel Veneto, dove, parimenti, il numero di operatori è notevole. La presenza di un consistente numero di imprese attive non è comunque garanzia di bassi livelli di concentrazione, come dimostrano i

casi di Toscana, Emilia Romagna e Campania, dove le quote dei primi tre operatori restano sempre superiori al 70% in termini di volumi e clienti serviti, a fronte di un nutrito numero di venditori presenti (largamente superiore a 100 in tutti e tre i casi).

I livelli di concentrazione misurati dal C3, naturalmente, si abbassano se valutati relativamente all'intero mercato della vendita, che comprende anche gli usi commerciali, industriali e termoelettrici. Come si è visto a proposito dei tassi di *switching*, gli usi produttivi sono molto più dinamici e pronti a cambiare fornitore per ottenere

dei risparmi; di conseguenza, il livello concorrenziale nei confronti di questi clienti appare più elevato. Fanno eccezione solo due regioni, Molise e Sicilia, dove il calcolo sul mercato totale non fa diminuire il C3, bensì lo innalza. In entrambe le regioni la percentuale di volumi sottesi al C3 è inferiore a quella dei clienti da questi serviti. Ciò significa che i settori produttivi possiedono un'incidenza elevata sul totale dei consumi, pertanto è sufficiente avere un portafoglio di pochi clienti con consumi importanti per possedere una quota di mercato (misurata tramite i volumi) elevata.

Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

L'analisi della distribuzione di gas diversi dal gas naturale distribuiti attraverso reti canalizzate conclude, come di consueto, la descrizione del mercato e della concorrenza nel settore del gas.

Nell'Indagine annuale sui settori regolati i distributori di gas diversi dal gas naturale hanno fornito i dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2015 e confermato (o rettificato) i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2014, che sono quindi da ritenersi definitivi (e per questo motivo potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella precedente *Relazione Annuale*). Hanno risposto all'Indagine tutti gli 82 operatori che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno indicato di svolgere l'attività di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale attraverso reti canalizzate²⁹.

Le operazioni societarie più rilevanti che si sono verificate nel 2015, in parte già citate nel paragrafo relativo alla distribuzione del gas naturale, sono riassunte nei punti seguenti:

- come già anticipato nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, al primo gennaio 2015 la società 2i Rete Gas S.p.A. è stata

incorporata in F2i Reti Italia S.r.L. che ha contestualmente assunto la stessa ragione sociale dell'impresa incorporata, ovvero 2i Rete Gas S.p.A.;

- con validità dall'1 gennaio 2015, Italiana Butangas ha acquisito l'attività di vendita, distribuzione e misura di altri gas da Mattei Italiana Gas;
- a marzo 2015 la nuova 2i Rete Gas ha ceduto l'attività di distribuzione, misura e vendita del GPL sulla rete canalizzata nel comune di Isola del Cantone (frazioni di Piazza, Borgo di Montessoro, Marmassana) all'impresa Autogas Nord. A seguito di tale cessione, 2i Rete Gas non ha più alcuna località tariffaria in cui svolge contemporaneamente la distribuzione di gas naturale e di altri gas a mezzo di reti;
- in luglio Eni ha acquisito da Consorzio Agipgas Sabina tutta l'attività GPL che questa impresa svolgeva in provincia di Rieti. In particolare, ha acquisito il ramo d'azienda costituito dal complesso dei beni, organizzati attraverso 18 impianti per lo stoccaggio e la distribuzione in ambito locale di GPL, ubicati nei Comuni di Ascrea, Colle di Tora, Concerviano e Rocca Sinibalda;

²⁹ Grazie alla separazione, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità (ottenuta attraverso la delibera 7 marzo 2013, 96/2013/A), dell'attività denominata "distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal gas naturale" in due distinte attività, una inerente alla distribuzione e alla misura e l'altra inerente alla vendita, dal 2014 il questionario viene distribuito unicamente a coloro che effettuano la distribuzione.

TAV. 3.38

Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale
Volumi in M(m³); numero di clienti

TIPO DI GAS	2014		2015		VAR. % 2015-2014	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	17,3	128.952	17,8	130.776	2,8	1,4
Aria propanata	11,8	35.362	13,2	36.272	11,9	2,6
Altri gas	3,8	2.869	4,1	2.878	8,2	0,3
TOTALE	32,9	167.183	35,1	169.926	6,7	1,6

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

- l'1 settembre 2015 Calor Systems ha cambiato natura giuridica passando da società per azioni a società a responsabilità limitata;
- dal 28 ottobre 2015 Gelsia Reti ha assunto la nuova denominazione di RetiPiù;
- a metà novembre Autogas Centro ha ceduto l'impianto di Poggio alla Croce (FI) a Toscana Energia per trasformazione a gas naturale.

Con decorrenza dall'1 gennaio 2016, inoltre, si sono aggiunte le seguenti principali operazioni societarie:

- Genova Reti Gas è stata incorporata in Iren Emilia che ha poi assunto la nuova denominazione di IReti;
- Butangas ha incorporato Italiana Butangas;
- Zi Rete Gas ha incorporato l'impresa GP Gas, che già faceva parte dello stesso perimetro societario.

Da ultimo, con decorrenza 1 febbraio 2016, Liquigas ha acquisito da Servizi e Impianti Reti Gas l'impianto di Coggiola (in provincia di Biella).

Nel 2015 i prelievi di gas diversi dal gas naturale e distribuiti a mezzo rete hanno toccato 35,1 M(m³), 2,2 milioni in più rispetto al 2014 (Tav. 3.38). Anche qui, come nel gas naturale, le temperature invernali più rigide rispetto al 2014 e la crescita degli utenti (1,6%) hanno consentito un recupero dei consumi.

Il maggior aumento si è registrato, in particolare, nei prelievi dell'aria propanata (quasi il 12%), dovuto anche alla crescita (2,6%) dei relativi gruppi di misura. Un buon recupero si è avuto anche negli altri gas che lo scorso anno avevano registrato le perdite maggiori: rispetto al 2014, si evidenzia infatti un lievissimo aumento (0,3%) nei gruppi di misura, accompagnato però da un incremento dell'8,2% nei volumi distribuiti. Un minor ampliamento del servizio

si è avuto, invece, nel caso del GPL: 1,4% l'incremento degli utenti e 2,8% quello dei volumi erogati.

Rispetto al 2014 il consumo medio unitario è invariato, essendo passato da 197 a 207 m³. Come sempre, tuttavia, restano marcate le differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 136 m³, è infatti il più basso, se confrontato con i 364 m³ dell'aria propanata e con i 1.430 m³ degli altri gas.

Il gas più diffuso attraverso le reti canalizzate è sempre il GPL, che copre il 51% dei volumi complessivamente erogati e il 77% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano il 38% dei volumi distribuiti. Gli altri tipi di gas possiedono, invece, una piccola quota (12%) del gas complessivamente distribuito.

La distribuzione regionale nel 2015 (Tav. 3.39) non presenta novità di particolare rilievo rispetto agli anni passati. Con il 44,2% dei volumi complessivamente prelevati e il 35,5% del totale dei clienti alimentati con gas diversi dal gas naturale, la Sardegna (regione non metanizzata) è sempre in testa a tutte le altre regioni italiane. In questa regione il servizio rimane comunque concentrato in 98 comuni (poco più di un quarto dei comuni esistenti nel territorio).

La seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale raggiunge cifre ragguardevoli è la Lombardia, che conta per il 17,1% dei volumi distribuiti e soltanto per il 7,2% dei clienti serviti, essendo presenti nel territorio regionale realtà produttive con consumi medi elevati. In questa regione, tra l'altro, il servizio raggiunge appena il 4% dei comuni esistenti nel territorio (60 comuni su 1.530). Un'incidenza dei volumi distribuiti significativamente superiore rispetto a quella calcolata sui clienti si manifesta anche in Sardegna e in Friuli Venezia Giulia.

La Toscana è, nell'ordine, la terza regione per importanza del servizio di distribuzione di gas diversi: in essa si distribuisce il 10,3% dei volumi nazionali al 15,1% dei clienti, localizzati in circa la metà dei comuni del territorio (141 su 279). Come sempre, quote relativamente

TAV. 3.39

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m³); numero di operatori; clienti; comuni serviti

REGIONE	2014				2015			
	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Piemonte	11	1,64	8.578	84	11	1,47	8.593	85
Valle d'Aosta	3	0,11	602	7	3	0,11	623	7
Lombardia	16	5,58	12.129	60	16	6,01	12.208	60
Trentino Alto Adige	2	0,22	955	8	2	0,23	987	8
Veneto	4	0,16	1.144	14	4	0,17	1.173	14
Friuli Venezia Giulia	3	0,74	2.086	9	3	0,90	2.094	9
Liguria	15	1,57	12.737	74	14	1,61	12.734	74
Emilia Romagna	16	1,38	9.028	47	17	1,66	10.170	51
Toscana	18	3,51	25.833	143	18	3,60	25.621	141
Umbria	11	0,64	5.260	40	11	0,65	5.333	40
Marche	13	0,60	3.244	38	13	0,65	3.193	38
Lazio	15	1,76	18.908	58	14	1,57	18.912	58
Abruzzo	8	0,34	4.028	12	8	0,36	3.922	12
Molise	2	0,04	257	2	2	0,05	262	2
Campania	4	0,19	1.503	10	3	0,19	1.375	9
Puglia	1	0,03	134	1	1	0,04	137	1
Basilicata	3	0,12	494	3	3	0,13	499	3
Calabria	1	0,15	1.530	5	1	0,14	1.512	5
Sicilia	3	0,07	322	5	3	0,06	312	5
Sardegna	9	14,04	58.411	97	9	15,50	60.266	98
ITALIA	-	32,89	167.183	717	-	35,10	169.926	720

(A) In questa colonna gli operatori sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

significative di gas diversi dal gas naturale distribuiti con rete canalizzata si osservano anche per Emilia Romagna, Liguria, Lazio e Piemonte. Nel 2015 il numero dei comuni italiani raggiunti dal servizio di distribuzione a mezzo rete di gas non naturale è salito di una unità rispetto all'anno precedente, ma la copertura geografica è rimasta invariata: nell'anno, infatti, non è stata creata alcuna nuova località tariffaria. L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.40, che mostra come nel complesso siano in esercizio in Italia 4.700 km circa di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui 3.950 km alimentati a GPL).

Il confronto con i dati relativi al 2014 evidenzia un incremento dell'estensione delle reti di circa 64 km. La maggior parte delle infrastrutture appartiene ai distributori. I Comuni risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è del 3,5% (la somma delle quote proprietarie può non risultare pari al 100% per la presenza, in alcune regioni, di altri soggetti proprietari).

Le imprese di distribuzione dei gas diversi dal gas naturale si dividono quasi equamente in due forme giuridiche: quella di società a

responsabilità limitata (40 casi su 82) e quella di società per azioni (34 casi su 82); i restanti otto casi si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti, che vanno dalle società consortili alla società in nome collettivo.

Il 2015 non ha smentito il trend, in atto da diversi anni, per il quale la concentrazione nel segmento della distribuzione dei gas diversi dal gas naturale a mezzo rete va lentamente crescendo. La quota dei primi tre operatori è salita al 43,3% dei volumi complessivamente erogati (Tav. 3.41), dal 41,7% del 2014. Le prime cinque imprese contano per il 60,7% (58,6% nel 2014). Per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale, nel 2015 occorre sommare le quote dei primi nove operatori e altrettanti ne servivano nel 2014.

Storicamente il primo operatore è Isgas, società la cui quota si rafforza di anno in anno: nel 2015 ha raggiunto il 18,2% dell'intero mercato, risultando più di quattro punti percentuali superiore a quella che possedeva nel 2010. Con il 14,9% il secondo operatore è Mediterranea Energia Ambiente (o Medea); il terzo operatore è il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in provincia di Pavia, dove

TAV. 3.40

Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2015

Estensione della rete in km

REGIONE	ESTENSIONE DELLA RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Piemonte	-	187,4	78,7	96,4%	3,6%
Valle d'Aosta	-	21,9	0,0	96,8%	3,2%
Lombardia	-	130,5	114,2	86,9%	11,3%
Trentino Alto Adige	-	23,5	0,4	67,3%	0,0%
Veneto	-	24,9	9,3	72,1%	0,0%
Friuli Venezia Giulia	-	3,0	47,9	85,1%	14,9%
Liguria	-	190,6	86,3	98,7%	0,6%
Emilia Romagna	-	135,1	138,1	98,8%	0,0%
Toscana	0,81	364,1	233,6	99,2%	0,8%
Umbria	-	93,0	79,5	85,4%	14,6%
Marche	-	43,1	57,4	76,5%	18,6%
Lazio	-	190,3	216,5	95,7%	3,7%
Abruzzo	-	62,4	2,7	69,1%	30,9%
Molise	-	2,3	3,7	100,0%	0,0%
Campania	-	11,2	25,8	100,0%	0,0%
Puglia	-	7,1	0,0	100,0%	0,0%
Basilicata	-	4,1	12,6	100,0%	0,0%
Calabria	-	52,8	0,0	100,0%	0,0%
Sicilia	-	37,8	0,0	100,0%	0,0%
Sardegna	7,54	1.108,3	861,6	68,5%	1,7%
ITALIA	8,36	2.693,3	1.968,3	83,1%	3,5%
di cui non in funzione	0	25,3	31,7		

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

è localizzata la raffineria di Eni che produce, tra l'altro, gas destinato all'alimentazione della centrale termoelettrica di Ferrera Erbognone (PV) di proprietà di EniPower. Nel 2015 la quota di Liquigas è rimasta all'8,6%, la stessa che aveva nel 2014. Per questo motivo la società è tornata al di sotto di Eni, che nello scorso anno aveva la medesima quota ed era in quinta posizione.

Una minore concentrazione, ma in più rapida crescita, caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori (nell'ordine Liquigas con il 17,4%, Eni con il 10,3% e Sarda Reti Gas con il 7,8%) hanno distribuito il 35,4% del totale, i primi cinque (che si ottengono aggiungendo Centria e Fontenergia) il 46%. Nel 2014 la quota dei primi tre operatori era del 32,8%, quella dei primi cinque era pari al 43,4%.

TAV. 3.41

Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2015
Volumi in M(m³)

SOCIETÀ	2015	QUOTA	POSIZIONE NEL 2014
Isgas	6,38	18,2%	1°
Mediterranea Energia Ambiente (in Sigla Medea)	5,22	14,9%	2°
Comune Di Sannazzaro De' Burgondi	3,60	10,3%	3°
Eni	3,09	8,8%	5°
Liquigas	3,00	8,6%	4°
Sarda Reti Gas	1,34	3,8%	6°
Centria	0,92	2,6%	8°
Fontenergia	0,90	2,6%	9°
Carbotrade Gas	0,78	2,2%	7°
Beyfin	0,52	1,5%	10°
G.P. Gas	0,51	1,5%	11°
Società Italiana Per Il Gas - Italgas	0,50	1,4%	12°
Goldengas	0,41	1,2%	15°
Lunigas I.F.	0,41	1,2%	16°
Socogas	0,41	1,2%	14°
Società Italiana Gas Liquidi	0,39	1,1%	18°
Totalgaz Italia	0,39	1,1%	13°
Autogas Riviera	0,33	0,9%	19°
Magigas	0,32	0,9%	21°
Sinergas	0,30	0,9%	20°
Altri	5,36	15,3%	-
TOTALE IMPRESE	35,10	100%	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Nel novembre 2013 l'Autorità ha approvato³⁰ i criteri di regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento per il periodo 2014-2017 (*Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale* - RTTG). In termini di struttura tariffaria, sono previsti corrispettivi variabili (CV), applicati alla quantità di energia trasportata, e corrispettivi di capacità, applicati alla capacità di trasporto impegnata. Questi ultimi sono differenziati per punto di entrata nella Rete nazionale (CP_e), punto di uscita dalla stessa (CP_u) e Rete regionale (CR_r). Sono, inoltre, previste percentuali di maggiorazione dell'energia trasportata, allo scopo di riflettere gli autoconsumi, le perdite di rete e il gas non contabilizzato. Nel 2014 il TAR Lombardia ha annullato³¹ la RTTG relativamente alla parte in cui non è stata data attuazione all'art. 38, comma 2-bis, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, che imponeva all'Autorità di «*adeguare il sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale secondo criteri che rendano più flessibile ed economico il servizio di trasporto a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas naturale*». Tale annullamento è stato confermato dal Consiglio di Stato³² con l'argomentazione secondo cui la RTTG «*non prevede alcun premio a favore dei clienti finali che utilizzino ingenti quantità di gas, ma avvantaggia unicamente gli utenti della rete (i c.d. shippers) che siano in grado di immettere in rete una maggiore quantità di gas a fronte della capacità previamente prenotata*». Di conseguenza, l'Autorità ha avviato³³ un procedimento per modificare la regolazione in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato. Le proposte tariffarie per l'anno solare 2016 relative ai corrispettivi di trasporto e di dispacciamento del gas naturale e al corrispettivo per il servizio di misura del trasporto sono, quindi, state approvate³⁴ nel dicembre 2015 in via transitoria. I nuovi livelli dei corrispettivi (Tav. 3.42)

sono stati approvati salvo conguaglio, in attesa della conclusione del procedimento di ottemperanza avviato.

Per gli utenti della rete con servizio interrompibile sono previste riduzioni nei corrispettivi di entrata (CP_e) applicati dall'operatore principale del trasporto, Snam Rete Gas. In dettaglio:

- riduzione del 10% dei corrispettivi CP_e (nel periodo dall'1 gennaio al 30 settembre):
 - per un'interruzione massima di 30 giorni, con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione nel punto di entrata di Passo Gries, e con preavviso entro le ore 12:00 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio dell'interruzione nei rimanenti punti di entrata (interrompibilità annuale di primo livello);
 - per un'interruzione massima di 40 giorni, con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione (interrompibilità stagionale di primo livello);
 - per un'interruzione senza preavviso per effetto dell'assenza di un flusso fisico netto in uscita nel punto di riconsegna di Vittorio Veneto (REMI 34569001);
- riduzione del 15% dei corrispettivi CP_e (nel periodo dall'1 gennaio al 30 settembre):
 - per un'interruzione massima di 50 giorni, con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione per il punto di entrata di Passo Gries, e con preavviso entro le ore 12:00 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio dell'interruzione

³⁰ Delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas.

³¹ Sentenza del TAR Lombardia, Sezione seconda, 3 luglio 2014, n. 1729.

³² Sentenza del Consiglio di Stato, Sezione sesta, 28 luglio 2015, n. 3735.

³³ Delibera 3 settembre 2015, 429/2015/R/gas.

³⁴ Delibera 11 dicembre 2015, 606/2015/R/gas.

TAV. 3.42

Tariffe di trasporto, dispacciamento e relativa misura per l'anno 2016

Corrispettivi unitari variabili (commodity); €/S(m³)

Corrispettivi unitari di capacità sulla Rete nazionale €/anno/ S(m³)/giorno

CORRISPETTIVO UNITARIO VARIABILE					
CV			0,003461		

CP _e – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA					
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione					
Mazara del Vallo	3,868162	Tarvisio	1,168093		
Gela	3,519464	Gorizia	0,813498		
Passo Gries	0,702953				
3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione					
GNL Panigaglia	0,291249	GNL Cavarzere	0,589706		
GNL OLT Livorno	0,355801				
Hub stoccaggio					
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,186115				
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento					
Casteggio, Caviaga, Fornovo, Ovanengo, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Soresina, Trecate, Rubicone	0,094252	Casalborsetti, Collalto, Medicina, Montenevoso, Muzza, Nervesa Della Battaglia, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido, Santerno, Spilamberto BP, Vittorio V. (S. Antonio)	0,134137		
Falconara, Fano	0,237700				
Calderasi/Montevedese, Metaponto, Monte Alpi, Guardia Perticara, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	1,353423	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Cupello, Reggente, Santo Stefano Mare	0,351131		
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, Capparuccia, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo	0,257732	Candela, Roseto/Torrente Vulcano, Torrente Tona	0,683506		
Crotone, Hera Lacinia	1,741404	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	3,256517		
CP _u – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
5 punti di interconnessione con le esportazioni					
Bizzarone	3,023623	Passo Gries	1,770836		
Gorizia	1,588994	Tarvisio	0,710519		
Repubblica di San Marino	3,063180				
Hub stoccaggio					
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,519314				
6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Nord-occidentale	NOC	1,917059	Centro-sud-orientale	SOR	1,804820
Nord-orientale	NOR	1,502157	Centro-sud-occidentale	SOC	1,502157
Centrale	CEN	1,917059	Meridionale	MER	1,389918

CR _r	
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale	1,123985

Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale €/anno/S(m³)/giorno

Corrispettivo transitorio per il servizio di misura
€/anno/S(m³)/giorno

CMT	
Corrispettivo transitorio per il servizio di misura	0,072314

Quota percentuale a copertura del gas di autoconsumo (applicata all'energia immessa in rete)

γFuel			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	0,608579%	Tarvisio	0,183776%
Gela	0,553734%	Gorizia	0,127988%
Passo Gries	0,110596%		
2 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	0,045822%	GNL Cavarzere	0,092779%
GNL OLT Livorno	0,055978%		
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento			
Casteggio, Caviaga, Fornovo, Ovanengo, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Soresina, Treccate	0,014829%	Casalborsetti, Collalto, Nervesa Della Battaglia, Medicina, Montenevoso, Muzza, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido, Santerno, Spilamberto BP, Vittorio V. (S. Antonio)	0,021105%
Rubicone	0,014829%	Falconara, Fano	0,037397%
Calderasi/Montevedese, Metaponto, Monte Alpi, Guardia Perticara, Pisticci AP/BP, Sinni (Policoro)	0,212934%	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Cupello, Reggente, Santo Stefano Mare	0,055244%
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, Capparuccia, San Benedetto del Tronto, Settefinestre/Passatempo	0,040549%	Candela, Roseto/Torrente Vulcano, Torrente Tona	0,107536%
Crotone, Hera Lacinia	0,273976%	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	0,512349%

Quote percentuali a copertura delle perdite di rete e del gas non contabilizzato applicate all'energia immessa in rete

γPE, γGNC	
Perdite di rete (γPE)	0,105814%
Gas non contabilizzato (γGNC)	0,117567%

Fonte: AEEGSI.

- per i rimanenti punti di entrata (interrompibilità annuale di secondo livello);
- per un'interruzione massima di 60 giorni, con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione (interrompibilità stagionale di secondo livello).
- riduzione del 15% dei corrispettivi CP_e (nel periodo dal 30 settembre al 31 dicembre):
 - per un'interruzione massima di 29 giorni per il punto di entrata di Passo Gries e per un'interruzione massima di 37 giorni per gli altri punti di entrata con preavviso entro le 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio della interruzione;

- per un'interruzione senza preavviso per effetto dell'assenza di un flusso fisico netto in uscita nel punto di riconsegna di Vittorio Veneto (REMI 34569001).

Sono inoltre applicate, ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale, le seguenti componenti tariffarie:

- GS_r, destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- RE_r, destinata a finanziare il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;

- UG_{3FT} , a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del servizio di *default* del trasporto.

Il valore delle componenti GS_T e RE_T viene aggiornato periodicamente dall'Autorità. Per il trimestre aprile–giugno 2016, il valore della componente GS_T è pari a 0,1135 c€/m³, quello per la componente RE_T è pari a 0,9018 c€/m³, mentre quello della componente UG_{3FT} è pari a 0,0501 c€/m³.

Rigassificazione

Anche per il servizio di rigassificazione del GNL l'Autorità ha fissato nel 2013³⁵ i criteri di regolazione delle tariffe per il periodo 2014–2017. Alla fine del 2015 l'Autorità ha approvato³⁶ le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione, relative all'anno 2016, presentate dalle società GNL Italia, Terminale GNL Adriatico e OLT Offshore LNG Toscana. Al contempo sono stati approvati i corrispettivi di misura gas (CMG), applicati dalle imprese di rigassificazione alle quantità contrattuali di GNL (Tav. 3.43).

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	C_{qs} (€/m ³ liquido/anno)	4,619573	28,510659	23,699105
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	C_{rs} (€/m ³ liquido/anno)	0,124261	-	0,074538
Quota % a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale	Q_{cp} (per m ³ consegnato)	1,7%	1,05%	1,7%
Corrispettivo di misura del gas	CMG (€/m ³ liquido/anno)	0,055176	0,275124	0,017541

Fonte: AEEGSI.

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORI
Corrispettivo unitario di spazio C_s	€/GJ/anno	0,107890
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione C_i	€/GJ/giorno	7,720620
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione C_e	€/GJ/giorno	9,554629
Corrispettivo unitario per lo stoccaggio strategico C^{ST}	€/S(m ³)	0,001381

Fonte: Stogit.

Stoccaggio

Nell'ottobre 2014 l'Autorità ha definito³⁷ i criteri per la regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2015–2018. Nel febbraio 2015 sono stati poi completati i criteri per il calcolo dei corrispettivi tariffari, prevedendo tra l'altro la rimozione dei corrispettivi variabili e l'applicazione di soli corrispettivi di capacità (spazio, erogazione e iniezione)³⁸. All'inizio di quest'anno l'Autorità ha approvato in via provvisoria³⁹ la proposta dei ricavi e delle componenti di ricavo per l'anno termico 2016–2017, presentata dall'impresa di stoccaggio Stogit (ai sensi dell'art. 3 della delibera 531/2014/R/gas). In esito all'approvazione dei ricavi di riferimento, Stogit ha determinato, trasmesso e pubblicato il valore dei corrispettivi unitari (Tav. 3.44), come previsto dalla regolazione in vigore.

Occorre considerare che, a partire dall'anno termico 2013–2014, il conferimento di una parte della capacità di stoccaggio avviene in base a procedure concorsuali. I corrispettivi dei servizi relativi a tale capacità sono determinati dal mercato in esito allo svolgimento di apposite aste. Con il successivo aumento della quota di capacità

TAV. 3.43

Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2016 e relativi corrispettivi di misura

TAV. 3.44

Corrispettivi tariffari Stogit per il servizio di stoccaggio per l'anno 2015

³⁵ Delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas.

³⁶ Delibera 17 dicembre 2015, 625/2015/R/gas.

³⁷ Delibera 30 ottobre 2014, 531/2014/R/gas.

³⁸ Delibera 12 febbraio 2015, 49/2015/R/gas.

³⁹ Delibera 11 febbraio 2016, 46/2016/R/gas.

TAV. 3.45

Aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione effettuate da Stogit per l'anno termico 2016-2017

TIPO DI MODULAZIONE	PERIODO DELL'ASTA	SPAZIO CONFERITO M(m ³)	PREZZO DI ASSEGNAZIONE (media ponderata) (c€/m ³)
Uniforme pluriennale	7-10 marzo 2016	193	0,761032
Uniforme stagionale	7-15 marzo 2016	250	1,109346
Di punta stagionale	7-18 marzo 2016	4.916	0,706709(A)
Di punta mensile	21-23 marzo 2016	350	0,76234
Uniforme mensile di aprile	21-29 marzo 2016	410	0,795393
Di punta stagionale da maggio	1-5 aprile 2016	1.635	0,775658
Uniforme stagionale da maggio	7-12 aprile 2016	2.827	0,835908
Uniforme mensile da maggio	22-27 aprile 2016	359	1,129573
Uniforme stagionale da giugno	5-10 maggio 2016	159	1,324692

(A) Valore puntuale

Fonte: Stogit.

assegnata attraverso meccanismi concorsuali, la tariffa di stoccaggio ha, quindi, assunto un ruolo residuale, in quanto applicata solamente alle capacità ancora attribuite per via amministrata secondo criteri di accesso prioritario. Le procedure concorsuali sono aperte alla partecipazione di tutti gli operatori del mercato del gas naturale e attualmente riguardano l'allocazione di circa il 70% delle capacità di stoccaggio. I corrispettivi sono determinati con il metodo del prezzo marginale per la prima asta per il servizio di punta stagionale e del *pay-as-bid* per tutte le altre. Nella tavola 3.45 sono riportati i risultati delle aste effettuate da Stogit per l'anno termico 2016-2017.

Distribuzione

Le società di distribuzione devono applicare una tariffa obbligatoria, costituita da quote fisse e variabili, differenziate per ambito tariffario. I sei ambiti tariffari sono:

- nord-occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- nord-orientale, comprendente le regioni Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna;
- centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- centro-sud-orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata;
- centro-sud-occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

La quota fissa (τ_1 , €/cliente/anno) è composta da tre elementi, relativi a distribuzione (τ_{1dis}), misura (τ_{1mis}) e commercializzazione (τ_{1cot}). A partire dall'1 gennaio 2015, gli elementi τ_{1dis} e τ_{1mis} sono differenziati in funzione della classe dimensionale del misuratore. La quota variabile (τ_3 , €/m³) è articolata per scaglione di consumo. Come di consueto, i valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2016 sono stati fissati⁴⁰ nel mese di dicembre dell'anno precedente, e sono riportati nella tavola 3.46 (quote fisse τ_1) e nella tavola 3.47 (quota variabile τ_3). Vi sono poi delle componenti aggiuntive, espresse in c€/m³ e aggiornate trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel secondo trimestre 2016)⁴¹:

- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,1526 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno, 0,0771 c€/m³ oltre tale soglia);
- UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli (1,0816 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno, 0,5465 c€/m³ oltre tale soglia);
- UG2, di modulazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi⁴²;

⁴⁰ Delibera 22 dicembre 2015, 645/2015/R/gas.

⁴¹ Stabilito dalle delibere 28 dicembre 2015, 657/2015/R/com, 30 marzo 2016, 139/2016/R/com e 141/2016/R/gas.

⁴² I valori della componente UG2 sono costituiti da una quota fissa, pari a -27,01 €/cliente/anno (limitatamente ai clienti con consumi fino a 200.000 m³/anno) e una quota variabile (c€/m³) differenziata per scaglione di consumo.

TAV. 3.46

Articolazione della quota fissa τ_1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2016

€/punto di riconsegna/anno

COMPONENTI PER CLASSE DEL GRUPPO DI MISURA	AMBITO					
	NORD- OCCIDENTALE	NORD- ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD- ORIENTALE	CENTRO-SUD- OCCIDENTALE	MERIDIONALE
τ_1 (dis)						
da G4 a G6	38,53	31,62	37,09	32,30	40,14	49,72
da G10 a G40	236,76	203,88	216,73	206,31	238,88	313,05
oltre G40	743,15	695,96	690,25	623,18	826,97	968,14
τ_1 (mis)						
da G4 a G6	18,10	15,00	15,79	15,15	18,40	18,08
da G10 a G40	111,24	96,73	92,26	96,77	109,53	113,82
oltre G40	349,17	330,19	293,83	292,29	379,18	352,02
τ_1 (cot)	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20

Fonte: AEEGSI.

TAV. 3.47

Articolazione della quota variabile τ_3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2016

c€/m³; scaglioni di consumo in m³/anno

SCAGLIONE DI CONSUMO	AMBITO					
	NORD- OCCIDENTALE	NORD- ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD- ORIENTALE	CENTRO-SUD- OCCIDENTALE	MERIDIONALE
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	7,8385	6,2360	8,6098	11,2352	14,0259	19,4824
481-1.560	7,1744	5,7077	7,8803	10,2833	12,8375	17,8318
1.561-5.000	7,2046	5,7317	7,9135	10,3265	12,8916	17,9068
5.001-80.000	5,3833	4,2828	5,9130	7,7161	9,6327	13,3801
80.001-200.000	2,7269	2,1694	2,9952	3,9085	4,8793	6,7776
200.000-1.000.000	1,3383	1,0647	1,4700	1,9182	2,3947	3,3263
Oltre 1.000.000	0,3723	0,2962	0,4089	0,5336	0,6662	0,9254

Fonte: AEEGSI.

- UG_{3INT}, a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità (0,0617 c€/m³);
- UG_{3UI}, a copertura degli oneri connessi a eventuali squilibri dei saldi dei meccanismi perequativi specifici per il fornitore del servizio di *default* di distribuzione e degli oneri della morosità sostenuti dai fornitori di ultima istanza per i clienti finali non disalimentabili (0,3541 c€/m³);
- UG_{3FT}, a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema di trasporto (0,1541 c€/m³);
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (0,1336 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno, 0,0624 c€/m³ oltre tale soglia);
- RE, a 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, nonché sul Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale (0,9701 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno, 0,5545 c€/m³ oltre tale soglia).

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2015 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita che operano sul mercato finale, è stato pari a 38,9 c€/m³ (Tav. 3.48). Tale prezzo nel 2014 era risultato pari a 42,3 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio del gas in Italia presenta una diminuzione dell'8%. Le classi che presentano i maggiori decrementi (circa il 17%) sono quelle relative ai consumi superiori a 2 milioni di metri cubi. Ciò ha contribuito ad ampliare il divario di prezzo tra i clienti più piccoli e quelli più grandi, che nel quinquennio considerato è passato da 19,5 a 29,2 c€/m³. Al crescere dei consumi, il prezzo tende naturalmente ad abbassarsi, per effetto della riduzione dei costi fissi unitari. In particolare, l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più elevata per i piccoli consumi⁴³, mentre per i clienti più grandi, che sono direttamente allacciati alla rete di trasporto, questa componente non è nemmeno presente. Inoltre i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore correlazione con l'andamento stagionale e climatico, che comporta maggiori oneri di modulazione. In aggiunta, le forniture dei grandi clienti sono caratterizzate da sistemi di prezzo più flessibili, nei quali le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni strutturali dei mercati internazionali. In generale, si può affermare che la capacità di ottenere condizioni di fornitura più convenienti sia direttamente proporzionale

alle dimensioni del cliente, in relazione alla maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni contrattuali.

Infine, come già evidenziato nel settore elettrico, occorre considerare che con lo sviluppo del mercato libero si è notevolmente ampliata la gamma delle offerte dei venditori ai clienti finali, che possono quindi scegliere tra pacchetti molto diversi tra loro. Alcuni di questi includono servizi accessori (assistenza, manutenzione, assicurazione ecc.), per cui il prezzo del gas offerto può tenere conto di elementi aggiuntivi rispetto al solo costo del gas stesso. Altre offerte prevedono sconti sulla materia prima, altre ancora, invece, vantaggi sull'acquisto di beni o servizi diversi (sconti al supermercato, sul carburante, sui servizi telefonici ecc.). Molti venditori offrono anche formule a prezzo bloccato, i cui meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi non sono influenzati dalle dinamiche congiunturali dei prezzi dell'energia, ma dipendono in misura rilevante dalla data di sottoscrizione dei contratti (e in particolare dalle attese di quel momento sul futuro andamento dei prezzi dei combustibili), nonché dalla durata dei contratti stessi (più è lunga, più il prezzo pattuito deve tener conto dei rischi di mutamento del mercato). Ancora, altre offerte sono legate al rispetto di determinate soglie di consumo, superate le quali scattano componenti aggiuntive di prezzo. Nella tavola 3.49 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi per settore di consumo. La media complessiva di ciascun settore dipende dalla ripartizione dei volumi venduti tra le

TAV. 3.48

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale
c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2011	2012	2013	2014	2015
Inferiore a 5.000	52,6	60,3	61,2	58,8	55,7
Tra 5.000 e 50.000	43,9	50,0	51,3	46,9	46,0
Tra 50.000 e 200.000	41,1	48,3	44,4	41,4	41,0
Tra 200.000 e 2.000.000	34,6	41,1	36,6	35,0	32,5
Tra 2.000.000 e 20.000.000	30,7	36,9	33,8	34,0	28,1
Superiore a 20.000.000	33,1	36,8	32,7	32,2	26,5
TOTALE	39,3	45,5	44,0	42,3	38,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

⁴³ Nella media del 2015 il costo a copertura della distribuzione è stato di circa 12 c€/m³ per il consumatore tipo da 1.400 m³.

TAV. 3.49

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						TOTALE
	< 5.000	5.000–50.000	50.000–200.000	200.000–2.000.000	2.000.000–20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	55,8	46,0	40,9	36,5	39,0	-	55,5
Condominio uso domestico	50,3	46,5	45,0	40,2	34,0	-	46,2
Attività di servizio pubblico	52,2	44,0	39,4	34,0	29,3	-	38,4
Commercio e servizi	54,9	45,8	40,7	33,2	30,2	25,8	41,7
Industria	57,5	46,1	39,8	31,9	27,6	26,3	29,8
Generazione elettrica	55,1	42,8	38,5	32,2	30,2	26,7	27,0
TOTALE	55,7	46,0	41,0	32,5	28,1	26,5	38,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2015

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

classi di consumo. Per quanto detto sopra, i domestici, caratterizzati dalla prevalenza dei consumi unitari più bassi, presentano un prezzo

medio totale più elevato, mentre l'industria e la generazione elettrica mostrano prezzi più bassi per la ragione opposta.

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

Come già descritto nelle scorse edizioni della *Relazione Annuale*, a partire da gennaio 2011 l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha apportato un'ampia revisione al paniere nazionale di rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione. Nell'ambito di tale revisione, l'Istat ha enucleato il segmento di consumo "Gas di città e gas naturale" che contiene il "prodotto" regolato dall'Autorità, assegnandogli una significativa incidenza, pari al 2,72% dell'intero paniere. Tale incidenza quest'anno è passata al 2,70%.

Il segmento "Gas di città e gas naturale" è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende l'insieme di due dei segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire "Energia elettrica" e "Gas di città e gas naturale".

Poiché anche il peso del segmento "Energia elettrica" è aumentato nel 2016 (come si è visto nel Capitolo 2 di questo Volume), l'incidenza dei "Beni energetici regolamentati" è passata dal 4,7% del 2015 al 4,8% di quest'anno.

Il numero indice dei prezzi del segmento "Gas di città e gas naturale" si presenta, nel 2015, in diminuzione nei primi nove mesi e in aumento nell'ultimo trimestre. In media d'anno, nel 2015 il prezzo del gas risulta diminuito del 3,6% rispetto al 2014. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è rimasto stabile, anche in termini reali la variazione del gas risulta pari a -3,6%.

Nel primo trimestre 2016 vi è stata una sensibile diminuzione che ha portato, a marzo 2016, il tasso di variazione a 12 mesi a -5,8%. Rapportando il corrispondente indice di prezzo (96,9) al suo livello medio del 2015 (100), si deduce che l'inflazione acquisita⁴⁴ per il 2016 da questo segmento di consumo è pari a -3,1%.

⁴⁴ L'inflazione acquisita rappresenta la variazione media dell'indice nell'anno indicato, che si avrebbe ipotizzando che l'indice stesso rimanga al medesimo livello dell'ultimo dato mensile disponibile, nella restante parte dell'anno.

TAV. 3.50

Numeri indice e variazioni
del prezzo del segmento
“Gas di città e gas naturale”

Numeri indice 2015=100
e variazioni percentuali

	GAS DI CITTÀ E GAS NATURALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	GAS REALE ^(A)	VARIAZIONE PERCENTUALE
Gennaio 2015	102,9	-5,1%	99,4	-0,6%	103,5	-4,5%
Febbraio	102,8	-5,1%	99,8	-0,1%	103,1	-5,0%
Marzo	102,8	-5,1%	99,8	-0,1%	103,0	-5,0%
Aprile	99,1	-5,2%	100,0	-0,1%	99,1	-5,2%
Maggio	99,0	-5,3%	100,1	0,1%	98,8	-5,4%
Giugno	99,0	-5,2%	100,3	0,2%	98,6	-5,4%
Luglio	98,3	-0,5%	100,2	0,2%	98,1	-0,6%
Agosto	98,3	-0,3%	100,4	0,2%	97,9	-0,5%
Settembre	98,0	-0,5%	100,0	0,2%	97,9	-0,7%
Ottobre	99,9	-3,2%	100,2	0,3%	99,6	-3,5%
Novembre	99,9	-3,2%	99,8	0,1%	100,1	-3,3%
Dicembre	100,0	-3,2%	99,8	0,1%	100,2	-3,3%
ANNO 2015	100,0	-3,6%	100,0	0,0%	100,0	-3,6%
Gennaio 2016	97,2	-5,5%	99,7	0,3%	97,5	-5,8%
Febbraio	97,0	-5,7%	99,5	-0,3%	97,5	-5,4%
Marzo	96,9	-5,8%	99,7	-0,1%	97,2	-5,6%

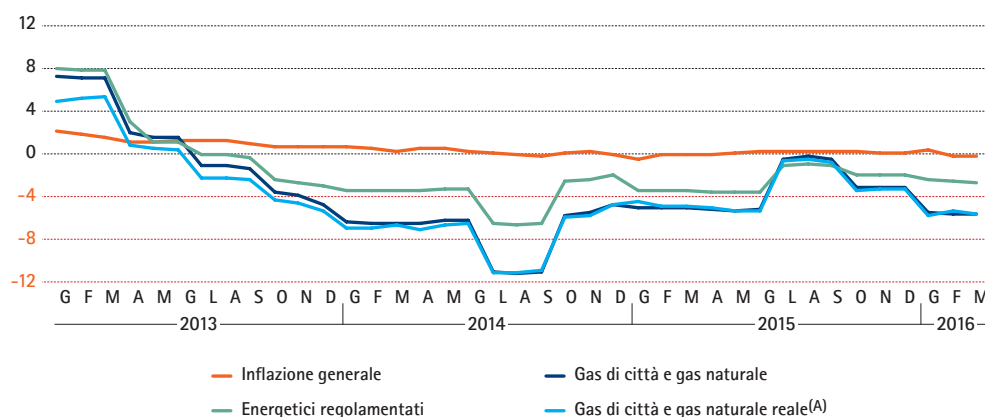
(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

FIG. 3.21

Inflazione generale dei
beni energetici e del gas a
confronto negli ultimi quattro
anni

Variazione anno su anno degli indici
di prezzo al consumo



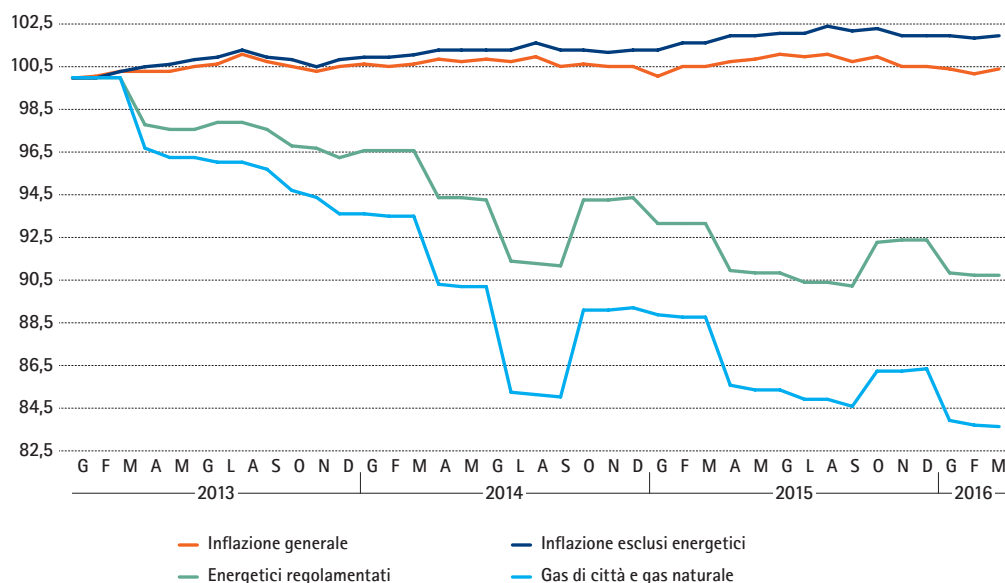
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

Il prolungato ribasso dei prezzi energetici ha influenzato sensibilmente l'andamento complessivo dell'inflazione. L'indice generale dei prezzi (Fig. 3.22) a marzo presenta praticamente lo stesso livello di gennaio 2013 (sostanziale assenza di inflazione), mentre l'indice generale al netto dei beni energetici presenta una crescita (+2%). Nell'ambito dei beni energetici, quelli regolamentati mostrano un decremento di circa il 10% nel periodo, mentre per il solo gas la diminuzione supera il 16%.

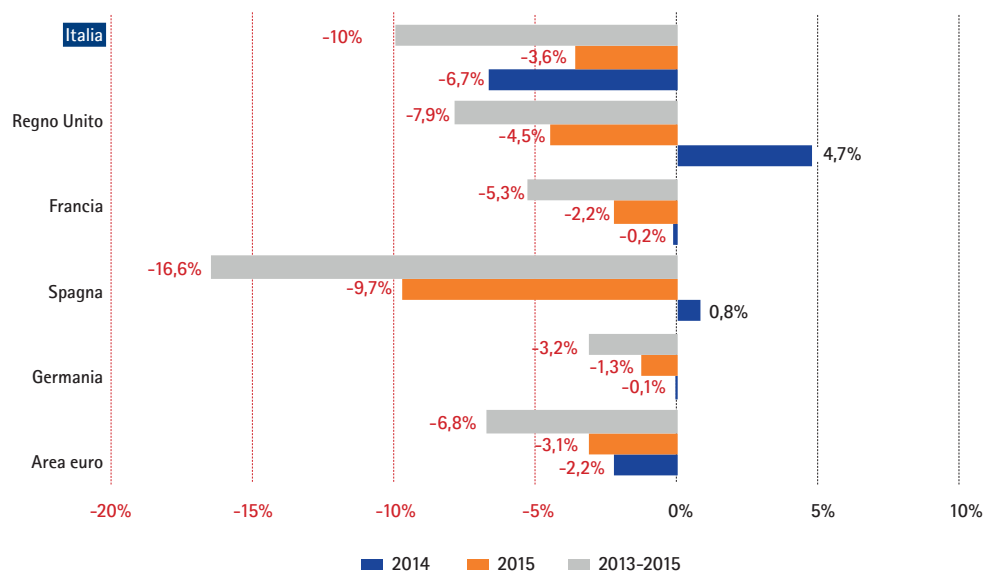
L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere valutato anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando

gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti dall'Eurostat (Fig. 3.23). Quest'analisi mostra come nel 2015 il gas abbia registrato in Italia una diminuzione di poco superiore alla media dell'Area euro (-3,6% verso -3,1%). Francia e Germania presentano diminuzioni più contenute, mentre il Regno Unito e soprattutto la Spagna registrano, invece, dei cali più accentuati.

Considerando le variazioni di prezzo negli ultimi tre anni, l'Italia segna una diminuzione del 10%, seconda solo alla Spagna (-16,6%) e superiore sia alla media dell'Unione europea (-6,8%) sia a Regno Unito, Francia e Spagna.



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Prezzo del gas naturale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo per il consumatore domestico tipo (Fig. 3.24). Più precisamente, si tratta dell'andamento medio delle

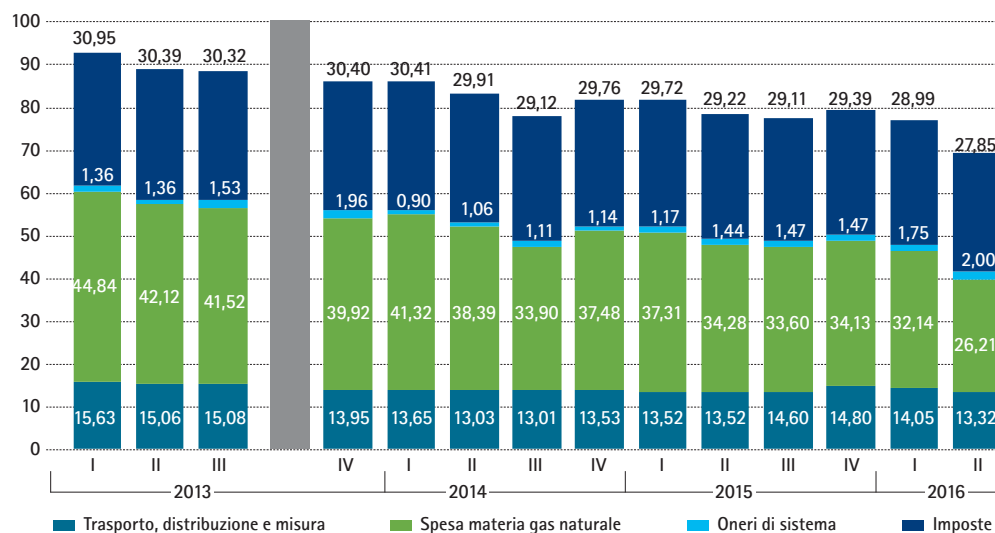
condizioni economiche di fornitura⁴⁵ che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie (accanto alle condizioni da loro definite per il mercato libero), valorizzate per un consumatore caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m³ e da un impianto di riscaldamento autonomo. Tale prezzo è calcolato

⁴⁵ Introdotta con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138, e attualmente disciplinate dall'Allegato A (TIVG) della delibera ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato.

FIG. 3.24

Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo^(A)

c€/m³; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³



(A) A seguito della riforma delle condizioni economiche di fornitura, dal quarto trimestre 2013 la serie storica non è più comparabile con quella degli anni precedenti relativamente alle componenti dei costi infrastrutturali, dei costi di vendita e della materia prima.

Fonte: AEEGSI.

utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti variabili localmente, tranne che per la distribuzione. Per tale componente viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, considerato il più rappresentativo. Il prezzo del gas per il consumatore domestico tipo è aumentato continuamente sino al primo trimestre 2013, durante il quale ha raggiunto un valore massimo di 92,78 c€/m³.

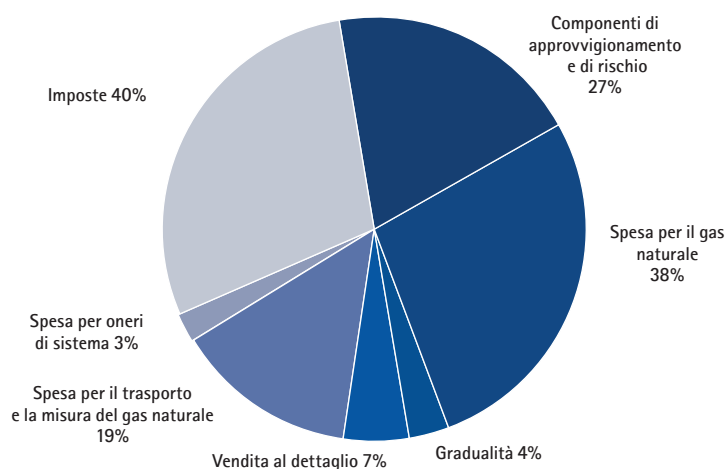
Nel trimestre successivo è iniziato un percorso di discesa, dovuto principalmente alla riduzione della componente materia prima, grazie all'attuazione della prima fase della riforma del sistema di calcolo. La riforma ha disposto che ai fini dell'aggiornamento di tale componente il riferimento all'andamento del prezzo del petrolio, quale risultante dai contratti a lungo termine, venisse progressivamente sostituito con l'andamento dei prezzi risultanti nei mercati a breve termine del gas (mercati *spot*), caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta. Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 (c.d. "Cresci Italia"), l'Autorità ha previsto⁴⁶ che dal secondo trimestre 2013 l'aggiornamento della materia prima venisse calcolato, per una quota del 20%, in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* europeo, con riferimento alla piattaforma olandese denominata *Title Transfer Facility* (TTF). Col quarto trimestre del 2013, il processo di riforma della metodologia di calcolo delle condizioni di fornitura del servizio di tutela ha trovato pieno compimento. Il

riferimento ai contratti a lungo termine del petrolio è stato completamente eliminato e sostituito al 100% con il prezzo che si forma sul mercato a breve termine del gas. In attesa che diventi pienamente operativo l'MT italiano, previsto dal decreto legislativo n. 93/11, è stato mantenuto il riferimento alle quotazioni che si formano sul mercato olandese TTF. Ma, oltre a sostituire le quotazioni di riferimento, la riforma ha anche cambiato la struttura del meccanismo di calcolo, modificandone le voci e il loro contenuto. In particolare, la nuova materia prima, oltre al costo di acquisto sulla piazza TTF (rappresentato dall'elemento $P_{FOR,t}$), comprende i seguenti elementi:

- i costi di trasporto da tale piazza sino al PSV della piattaforma italiana di negoziazione, gestita da Snam Rete Gas (elementi Q_{Tint} , $Q_{T_{PSV}}$, $Q_{T_{MCV}}$);
- i costi dell'attività di approvvigionamento e dei rischi connessi con la stessa (componente CCR), tra cui, per esempio, le oscillazioni climatiche (con le conseguenti ricadute sui prezzi) e gli scostamenti tra le quantità acquistate e quelle effettivamente vendute (rischio volumi).

Le vecchie voci QE (componente energia) e QCI (quota commercializzazione all'ingrosso) sono state eliminate in quanto sostituite

⁴⁶ Delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/gas.

**FIG. 3.25**

Composizione percentuale all'1 aprile 2016 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³

Fonte: AEGSI.

dagli elementi sopra riportati. La nuova formulazione di calcolo ha reso necessarie delle modifiche in alcune delle componenti relative ai costi infrastrutturali. In primo luogo la componente trasporto (QT) è stata rimodulata per tenere conto di quanto già ricompreso nella materia prima. Quest'ultima comprende implicitamente anche i costi di stoccaggio, sia in relazione alla modulazione stagionale (differenza di fabbisogni e prezzi tra estate e inverno) sia per la copertura di eventi eccezionali. Conseguentemente, la vecchia componente QS (quota stoccaggi) è stata eliminata.

Per contro, la transizione al nuovo sistema ha reso necessaria l'introduzione di meccanismi di adeguamento, che si sostanziano nelle seguenti voci:

- la componente gradualità, volta a coprire i costi che le imprese di vendita devono sostenere per ristrutturare il proprio portafoglio di approvvigionamento al fine di ottenere una appropriata ripartizione tra contratti di breve e lungo termine;
- la componente pro rinegoziazioni, volta a incentivare la rinegoziazione dei contratti a lungo termine, al fine di adeguarne le clausole ai mutamenti economici e regolatori intervenuti, nonché a finanziare un meccanismo di parziale protezione dei clienti finali dalla maggiore variabilità dei prezzi che caratterizza i mercati a breve termine.

I cambiamenti sopra descritti fanno sì che le serie storiche, e nello specifico il grafico riportato nella figura 3.24, presentino una discontinuità strutturale in corrispondenza al quarto trimestre 2013. Il nuovo sistema di calcolo della materia prima e la progressiva contrazione della domanda internazionale di gas hanno determinato una sistematica tendenza alla riduzione del prezzo del consumatore tipo, intervallata solo momentaneamente dai rialzi che si verificano all'approssimarsi del periodo invernale, per gli effetti della stagionalità dei consumi sui mercati *spot*. Di tale natura sono gli aumenti nell'ultimo trimestre degli anni 2014 e 2015, seguiti da riduzioni già nel trimestre immediatamente successivo. Di rilievo le diminuzioni dell'anno in corso, in particolare quella decorrente dall'1 aprile 2016, pari a -7,55 c€/m³, circa il 10%, in cui il prezzo complessivo (69,38 c€/m³) è tornato al livello di inizio 2010 (69,34 c€/m³). Il bilancio a partire dall'attuazione della prima fase della riforma (aprile 2013)⁴⁷ fa registrare sinora una diminuzione di 23,4 c€/m³ (oltre il 25%) nel prezzo complessivo.

All'1 aprile 2016 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.25) risulta composto per il 60% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 40% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). La spesa per la materia prima (comprensiva dei costi di vendita)

⁴⁷ Completamento avvenuto con l'elevazione al 20% della quota della materia prima aggiornata in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* olandese (TTF) (delibera 125/2013/R/gas).

TAV. 3.51

Imposte sul gas

Aprile 2016; c€/m³ per le accise
e aliquote percentuali per l'IVA

IMPOSTE Fascia di consumo annuo	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
	< 120 m ³	120-480 m ³	480-1.560 m ³	> 1.560 m ³	< 1,2 M(m ³)	> 1,2 M(m ³)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE ^(B)						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
– zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
– zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
– zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	2,20000	3,09870	3,09870	3,09870	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio						
– territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
– altre zone	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
– zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
– altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Basilicata	1,90000	2,58228	2,58228	2,58228	0,62490	0,62490
Calabria	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646
ALIQUOTA IVA (%)	10	10	22	22	10 ^(C)	10 ^(C)

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) L'addizionale regionale si applica sui consumi nelle regioni a statuto ordinario; non si applica nelle regioni a statuto speciale. La Regione Lombardia ha disapplicato l'addizionale dal 2002 (legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27). L'addizionale regionale e l'imposta sostitutiva non si applicano, inoltre, ai consumi per: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica; forze armate per gli usi consentiti; ambasciate, consolati e altre sedi diplomatiche; organizzazioni internazionali riconosciute e ai membri di tali organizzazioni, nei limiti e alle condizioni fissate dalle relative convenzioni o dagli accordi; impieghi considerati fuori campo di applicazione delle accise.

(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota è quella ordinaria.

Fonte: Elaborazione AEEGSI.

incide sul prezzo complessivo del gas per il 38%, i costi per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e misura per il 19,2%, mentre gli oneri di sistema⁴⁸ (perequazione della vendita al dettaglio, morosità per i servizi di ultima istanza e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo di fonti rinnovabili) rappresentano il 2,9%. La tavola 3.51 mostra, infine, il dettaglio delle

imposte che gravano sul gas naturale. I valori dell'accisa ordinaria, riportati nella tavola per le varie fasce di consumo annuo, sono quelli in vigore ad aprile 2016. Si tratta delle aliquote stabilite ai sensi del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, che nel recepire la direttiva europea 2003/96/CE ha completamente riformato la tassazione dei prodotti energetici in Italia.

⁴⁸ La classificazione sopra riportata riflette l'aggregazione delle voci prevista per le fatture ai clienti finali, a partire dall'1 gennaio 2016, dalla delibera 30 aprile 2015, 200/2015/R/com (Bolletta 2.0).

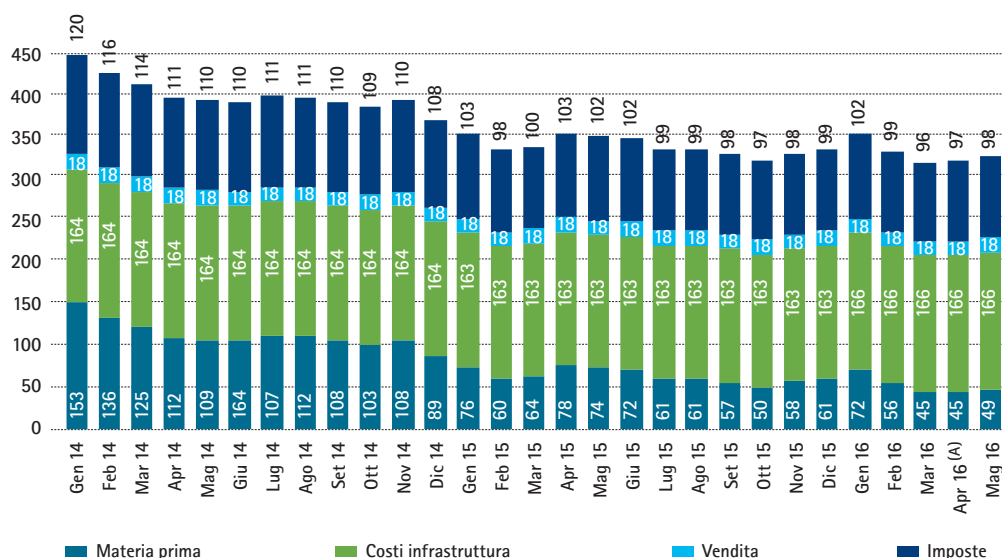


FIG. 3.26

Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo
c€/m³, famiglia con consumo annuo di 200 m³

(A) Da aprile 2016, a seguito della diminuzione dei consumi medi, l'utente tipo è caratterizzato da un consumo di 200 m³/anno.

Fonte: AEEGSI.

Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilisce il Titolo III del TIVG, gli esercenti la vendita di gas devono applicare le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità ai clienti finali con fornitura di GPL o di gas manifatturati. Le condizioni economiche di fornitura di GPL si articolano in tre componenti unitarie: quella relativa all'approvvigionamento, quella relativa al servizio di distribuzione e misura e quella relativa alla vendita al dettaglio.

La componente relativa all'approvvigionamento comprende il costo della materia prima, il costo del trasporto e l'imposta di fabbricazione. A partire da ottobre 2011⁴⁹ l'elemento relativo alla materia prima viene calcolato mensilmente, anziché trimestralmente, al fine di rendere i prezzi applicati ai clienti finali più allineati temporalmente con i costi sostenuti dagli esercenti. L'Autorità aggiorna all'inizio di ogni mese tale componente sulla base dell'andamento delle quotazioni internazionali del propano, relative al mese precedente. Con lo stesso provvedimento, l'Autorità ha anche modificato il valore della componente a copertura dei costi di vendita al dettaglio. In particolare, è stato stabilito che, nel caso di vendita di GPL, tale componente sia articolata in una quota variabile espressa in €/

m³ e abbia una validità biennale. Il valore applicato dall'1 gennaio 2014 è pari a 0,176 €/m³ e resterà in vigore sino al 31 dicembre 2015. Anche le modalità di calcolo dell'elemento a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate nel 2011. Infatti, l'Autorità ha disposto⁵⁰ che il valore di tale elemento sia legato:

- al valore in vigore nell'anno precedente l'aggiornamento;
- al tasso di variazione medio annuo, riferito ai 12 mesi precedenti l'aggiornamento, composto dalla somma del 50% del tasso di variazione dei prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati e del 50% del tasso di variazione del prezzo del gasolio per mezzi di trasporto, entrambi rilevati dall'Istat;
- al tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

Nella componente approvvigionamento rientra anche l'imposta di fabbricazione, che viene applicata alla materia prima come fatturata all'uscita dalla raffineria o dal deposito. L'imposta è stata fissata, dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 15 gennaio

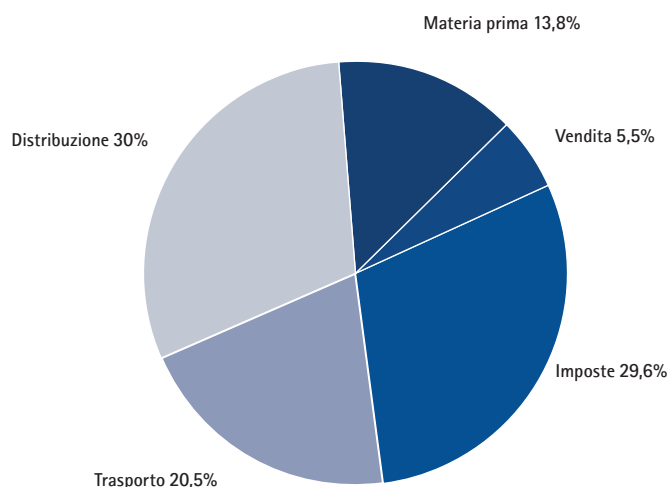
⁴⁹ Delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11.

⁵⁰ Delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11.

FIG. 3.27

Composizione percentuale all'1 aprile 2016 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con consumo annuo di 200 m³



Fonte: AEEGSI.

1999, in misura pari a 189,94458 € per 1.000 kg, su tutto il territorio nazionale.

La componente a copertura dei costi di distribuzione e misura viene determinata secondo la *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* (RTDG)⁵¹. Ai sensi della RTDG, sono oggetto di regolazione le reti canalizzate gestite in concessione e che servono almeno 300 punti di riconsegna. Sulla base dei costi del servizio determinati dall'Autorità, ciascuna impresa distributrice predispone delle opzioni tariffarie, differenziate per ambito tariffario. Quest'ultimo è costituito dall'insieme delle località appartenenti alla medesima regione e servite dalla stessa impresa distributrice.

La componente relativa alla vendita al dettaglio è stata modificata nel 2015⁵², introducendo una nuova articolazione basata interamente su una quota fissa, che per il periodo compreso tra l'1 aprile 2016 il 31 dicembre 2017 è pari a 36 € per punto di riconsegna

per anno. L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL è illustrato nella figura 3.26.

La volatilità dei costi internazionali del propano si riflette nella variabilità della componente materia prima, la quale, partendo da un valore, a gennaio 2014, pari a 153 c€/m³, è poi diminuita, passando attraverso alcune oscillazioni, sino ai 45 c€/m³ di aprile 2016.

La figura 3.27 mostra la composizione del prezzo medio pagato dal cliente tipo per la fornitura di GPL all'1 aprile 2016. A tale data, il prezzo per una famiglia italiana che consuma 200 m³ di GPL è pari a 326 c€/m³ e risulta costituito per il 69,4% da componenti a copertura dei costi e per il restante 29,6% dalle imposte. Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del GPL per il 13,8%, i costi di commercializzazione al dettaglio pesano per il 5,5%, la distribuzione locale incide per il 30,5%, mentre i costi di trasporto a monte dell'impianto di distribuzione pesano per il 20,5%.

⁵¹ Approvata con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas.

⁵² Delibera 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale

La regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale nel periodo di regolazione 2014-2017 è disciplinata dalla delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas. Le tavole sotto riportate illustrano

l'andamento relativo alle attività regolamentate da tale delibera con riferimento all'anno solare 2015. Nello specifico, nelle tavole dalla 3.52 alla 3.57 sono illustrati gli aspetti che riguardano la sicurezza del servizio di trasporto.

	RETE	DI CUI RETE NON PROTETTA CATODICAMENTE ^(B)
Sottoposta a sorveglianza con automezzo	15.132,6	206,2
Sottoposta a sorveglianza pedonale	1.866,5	0,0
Sottoposta a vigilanza aerea	16.330,8	---
Ispezionata con "pig" ^(A)	1.325,0	14,3
TOTALE RETE ISPEZIONATA	34.654,9	220,5
Percentuale di rete ispezionata con "pig"	3,8%	6,5%

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

(B) Rete che al 31 dicembre 2014 risultava essere non protetta catodicamente o con protezione catodica inefficace.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.52

Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2015
Km

ESTENSIONE DELLA RETE DI ACCIAIO	ESTENSIONE DELLA RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA NON EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE DI ACCIAIO NON PROTETTA CATODICAMENTE	% RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
34.645,4	34.444,3	3,0	198,1	99,4

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.53

Protezione catodica delle reti nel 2015
km

SISTEMI TELESORVEGLIATI	SISTEMI NON TELESORVEGLIATI	% SISTEMI TELESORVEGLIATI	PUNTI DI MISURA TELESORVEGLIATI	PUNTI DI MISURA NON TELESORVEGLIATI
3.325	98	97,1	15.203	23.063

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.54

Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2015
Numero di sistemi e punti di misura

NUMERO DI CLIENTI FINALI DIRETTAMENTE ALLACCIATI ALLA RETE DI TRASPORTO	NUMERO DI IMPIANTI DI ODORIZZAZIONE A DOSAGGIO DIRETTO	NUMERO DI IMPIANTI DI ODORIZZAZIONE NON A DOSAGGIO DIRETTO
5.560	59	27

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.55

Impianti di odorizzazione nel 2015

TAV. 3.56Emergenze di servizio
nel 2015

Numero di fuori servizio

PER EVENTI NATURALI	PER CAUSA DI TERZI	PER CAUSA DELL'IMPRESA DI TRASPORTO	MANCATA COPERTURA FABBISOGNO GAS E/O PRESSIONE AI PUNTI DI IMMISSIONE DELLA RETE	TOTALE
7	4	4	0	15

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.57Servizio di trasporto
alternativo di gas naturale
tramite carro bombolaio nel
2015, organizzato e attivato
dall'impresa di trasporto in
caso di emergenza di servizio

ADESIONI DEGLI UTENTI	ADESIONI DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	TOTALE DELLE ADESIONI
163	162	325

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.58Interruzioni di servizio con e
senza preavviso nel 2015

TIPOLOGIA	INTERRUZIONI	UTENTI COINVOLTI	CITY GATE COINVOLTI	DURATA MEDIA	% RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Interruzioni con preavviso	653	8.601	326	12,9	235
Interruzioni senza preavviso dovute a emergenze di servizio	27	407	17	32,0	8
Interruzioni senza preavviso non dovute a emergenze di servizio	10	68	3	5,4	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.59Servizio di trasporto
alternativo di gas naturale
tramite carro bombolaio nel
2015, organizzato e attivato
dall'impresa di trasporto nei
casi diversi dalle emergenze
di servizio

ADESIONI DEGLI UTENTI	ADESIONI DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	TOTALE DELLE ADESIONI
166	163	329

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.60Monitoraggio della pressione
al punto di riconsegna nel
2015Numero di punti di riconsegna
(PDR) con capacità conferita
indicata in m³/giorno

TIPOLOGIA	RILEVAZIONE IN CONTINUO DELLA PRESSIONE MINIMA SU BASE ORARIA		RILEVAZIONE NON IN CONTINUO DELLA PRESSIONE MINIMA SU BASE ORARIA	
	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA ≥ 100.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA < 100.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA ≥ 100.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA < 100.000
PDR attivi al 31/12/2015 relativi a clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	83	185	100	3.822
PDR attivi al 31/12/2015 relativi a City Gate	295	274	473	3.271

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

	NUMERO
IN BASE ALLA CAUSA	
Causa di forza maggiore	0
Causa di terzi	1
Causa dell'impresa di trasporto	65
PER TIPO DI PUNTO DI RICONSEGNA	
Clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	35
City Gate	31
TOTALE	66

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.61

Casi di mancato rispetto nel 2015 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna

PRESTAZIONE	STANDARD DELL'AUTORITÀ	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di comunicazione agli utenti di documentazione irricevibile per il trasferimento di capacità	1 giorno lavorativo	145.963	0,8	1
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato	2 giorni lavorativi	434	0,2	0
Tempo di invio del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o per il potenziamento di punti esistenti	40 giorni lavorativi	131	28,1	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative all'attività di discatura dei punti di riconsegna	3 giorni lavorativi	428	0,9	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura	15 giorni lavorativi	37	11,0	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte di riprogrammazione degli interventi manutentivi	5 giorni lavorativi	47	2,6	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al servizio di trasporto	20 giorni lavorativi	447	5,7	0
TOTALE	-	147.487	-	1

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.62

Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2015

Numero di richieste e di indennizzi; tempo in giorni

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, nelle tavole da 3.58 a 3.61 sono riportati i dati relativi alle interruzioni di servizio, al servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto tanto a seguito quanto non a seguito di emergenze di servizio, al monitoraggio della pressione ai punti di riconsegna e ai casi di mancato rispetto del valore di pressione minima contrattuale al punto di riconsegna.

La qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale disciplina le prestazioni richieste alle imprese di trasporto dagli utenti del servizio (o dai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto) attraverso standard specifici di qualità. Nella tavola 3.62 sono riportati i principali dati, riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per gli utenti del servizio di trasporto.

Qualità del gas

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185, e sue successive modifiche e integrazioni, l'Autorità ha introdotto le disposizioni cui ogni impresa di trasporto deve attenersi al fine di garantire un monitoraggio più puntuale della misura del potere calorifico superiore (PCS) e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali.

La delibera attribuisce all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la misura sia affidabile e tempestiva, e stabilisce che gli apparati di misura siano resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità; ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto. Nei punti di ingresso delle reti di trasporto, il provvedimento prescrive

la misura e il controllo del PCS e di altri parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi. Sulla base dei dati forniti dai trasportatori di gas naturale, si rileva che nell'anno termico 2014-2015 risultano installati 344 gascromatografi,

a fronte dei 354 dell'anno termico precedente, di cui 266 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo, 30 nei punti di interconnessione della rete di trasporto, 39 da giacimenti di gas naturale, due da impianti GNL, uno da impianti di stoccaggio e sei nei punti di ingresso della Rete nazionale di trasporto.

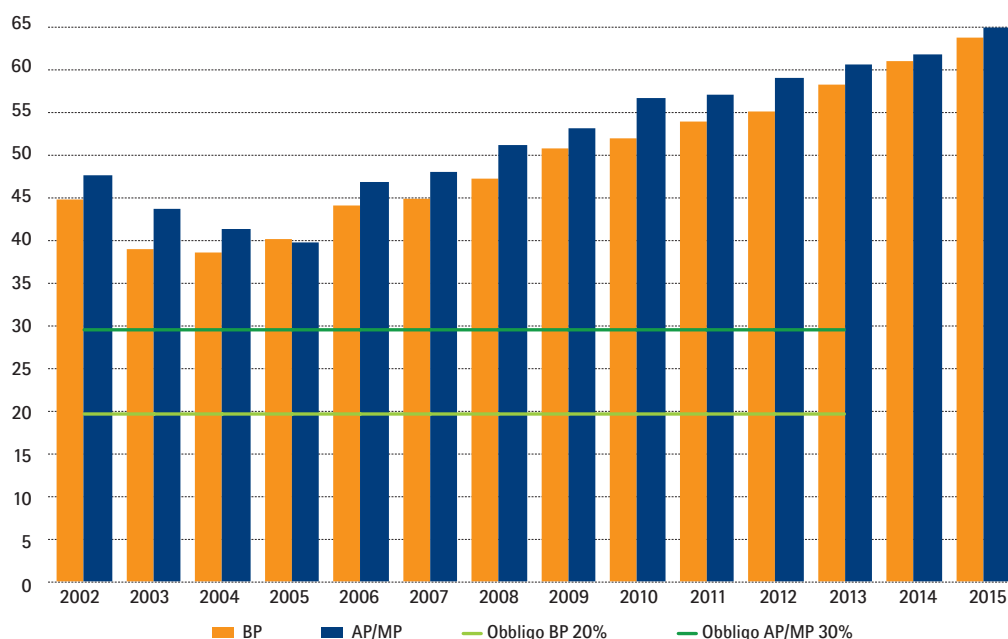
Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

La Parte I del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* (RQDG)⁵³ disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di

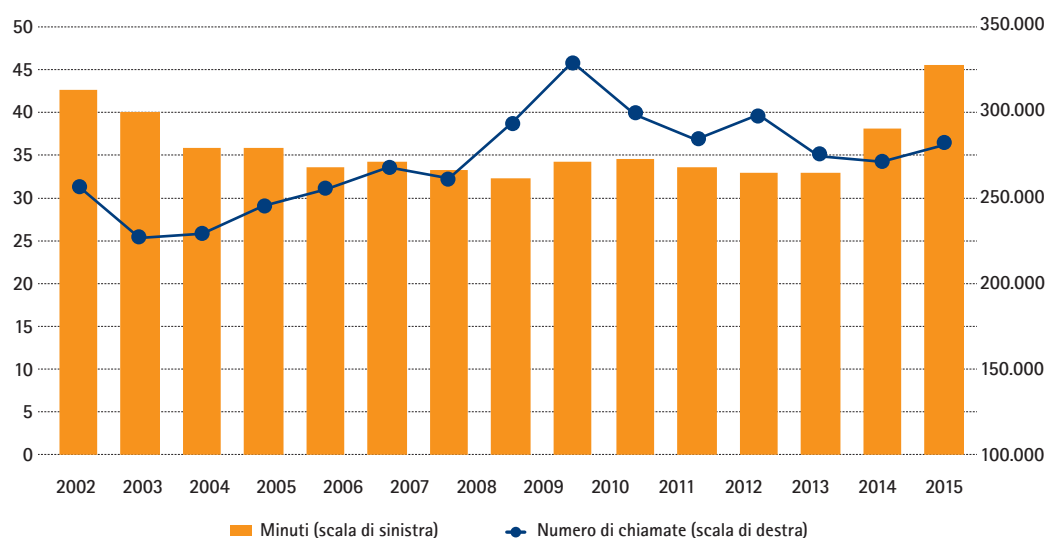
localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi e l'odorizzazione del gas. La regolazione di tali materie ha l'obiettivo di minimizzare il rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti

FIG. 3.28

Percentuale di rete ispezionata dal 2002



⁵³ Approvata con la delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas, sulla *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019*.



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 3.29

Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2015

Numero di chiamate e tempo di arrivo sul luogo di chiamata (in minuti)

LOCALIZZAZIONE	A ₁	A ₂	B	C	TOTALE
Su rete	824	703	1.003	1.209	3.739
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	153	197	453	397	1.200
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	430	57	481	710	1.678
Su gruppo di misura	731	5	22	335	1.093
TOTALE ANNO 2014	2.138	962	1.959	2.651	7.710
Su rete	799	1.038	1.002	1.067	3.906
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	155	187	482	381	1.205
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	913	101	619	1.601	3.234
Su gruppo di misura	772	7	22	602	1.403
TOTALE ANNO 2015	2.639	1.333	2.125	3.651	9.748

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.63

Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

da incidenti provocati dal gas distribuito. I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas, alcuni a partire dal 2002 laddove possibile, altri con stretto riferimento all'attività svolta nell'anno oggetto della presente *Relazione Annuale*.

La figura 3.27 mostra la quantità di rete ispezionata per il periodo 2002-2015. In particolare fino al 2013 la regolazione prevedeva un obbligo minimo annuo, dal 2014 ha introdotto un obbligo di ispezione pari al 100% della rete nel triennio (rete in alta/media pressione, AP/MP) o nel quadriennio (rete in bassa pressione, BP) mobile. Per il 2015 è confermato il trend annuale crescente registrato oramai da diversi anni. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di

intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini. Con riferimento al tema degli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 3.28 mostra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) nel 2015 pari a un valore medio nazionale inferiore a 47 minuti, peggiore di circa otto minuti rispetto al tempo medio nazionale registrato nel 2014. L'obbligo prevede una percentuale minima annua di chiamate con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti, pari al 90%. L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate introdotto dalla RQDG a partire dall'1 luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende e attuato con l'ausilio della

TAV. 3.64

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi

LOCALIZZAZIONE	A ₁	A ₂	B	C	TOTALE
Su rete	1.823	521	587	840	3.771
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.362	947	821	1.748	6.878
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	20.849	5.720	5.096	32.147	63.812
Su gruppo di misura	15.101	3.161	1.994	23.137	43.393
TOTALE ANNO 2014	41.135	10.349	8.498	57.872	117.854
Su rete	1.725	466	444	862	3.497
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.406	939	875	1.806	7.026
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	21.466	5.254	4.639	32.943	64.302
Su gruppo di misura	13.028	2.433	2.086	23.580	41.127
TOTALE ANNO 2015	39.625	9.092	8.044	59.191	115.952

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo preciso. Inoltre va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare alla regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza è via via aumentata e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi.

L'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini. Solo attraverso di esso, se svolto tempestivamente e nel rispetto delle disposizioni stabilite in materia dall'Autorità nella RQDG, si possono evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

Le tavole 3.63 e 3.64 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2014 e 2015, suddivise per localizzazione, ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione, con la ripartizione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazioni da parte di terzi).

Ogni tipologia di dispersione è fornita disaggregata per classe di pericolosità (A₁, A₂, B e C). La classe A₁, per esempio, è la dispersione di massima pericolosità che richiede una riparazione immediata, e comunque entro le 24 ore successive all'ora della sua localizzazione. Esaminando i dati contenuti nelle tavole, risulta che dal 2014 al 2015:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 7.710 a 9.748; aumentano anche le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata (passano da 4.939 nel 2014 a 5.111 nel 2015), le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea

e su gruppo di misura aumentano (passano da 2.771 nel 2014 a 4.637 nel 2015);

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi anche nel 2015 diminuiscono, passando da 117.854 a 115.952; in particolare le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, sono scese lievemente (passano da 10.649 dispersioni nel 2014 a 10.523 nel 2015); una diminuzione si registra anche per le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (passate da 107.205 nel 2014 a 105.429 nel 2015);
- disaggregando queste ultime, le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi relative a impianti di derivazione di utenza su parte aerea sono aumentate (da 63.812 nel 2014 a 64.302 nel 2015) e quelle relative ai gruppi di misura sono diminuite (da 43.393 nel 2014 a 41.127 nel 2015).

Va evidenziato che l'attuale regolazione spinge il sistema verso livelli di sicurezza del servizio di distribuzione del gas sempre maggiori. Più nello specifico, il fenomeno è da ricondurre all'effetto combinato prodotto dall'attività di vigilanza effettuata dall'Autorità, ma anche da un sistema di premi e penalità che, tra l'altro, ha l'obiettivo di ridurre le dispersioni di gas segnalate da terzi sulle reti. Le dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi A₁, generalmente le più pericolose, nel 2015 sono diminuite rispetto al 2014.

La figura 3.29 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione premi-penalità: si evidenzia un

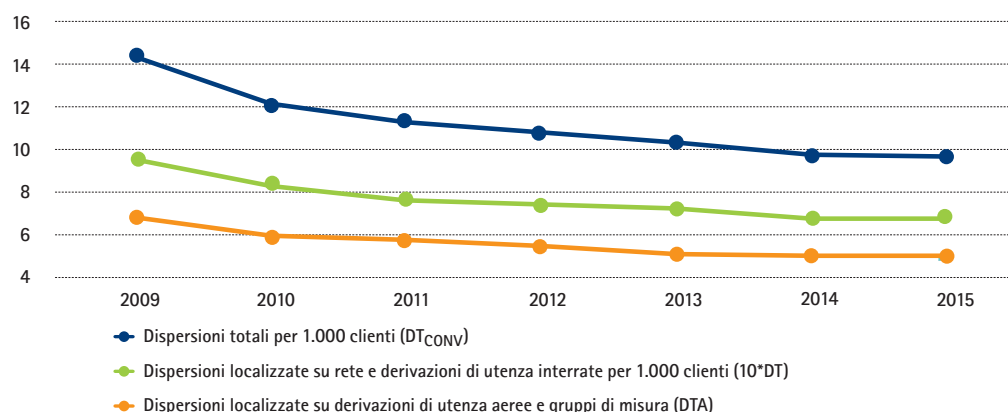


FIG. 3.30

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti

Impianti soggetti a regolazione incentivante; 2009-2015

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

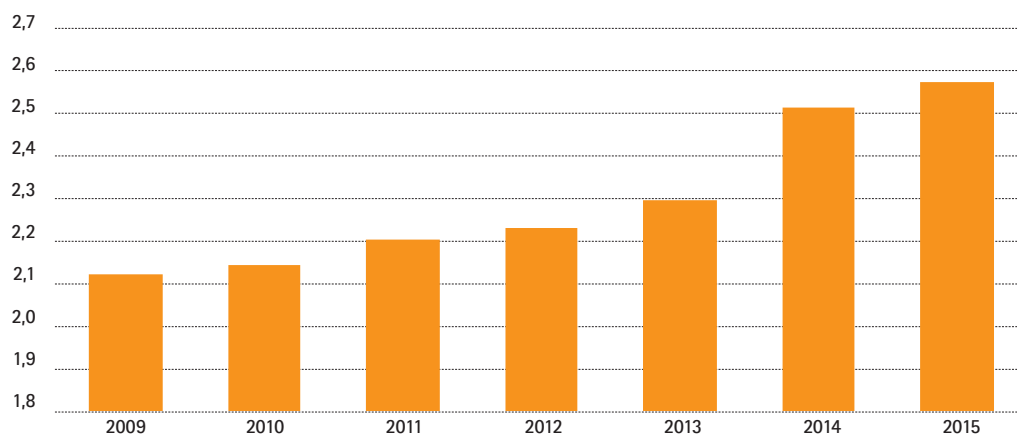


FIG. 3.31

Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti

Impianti soggetti a regolazione incentivante

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

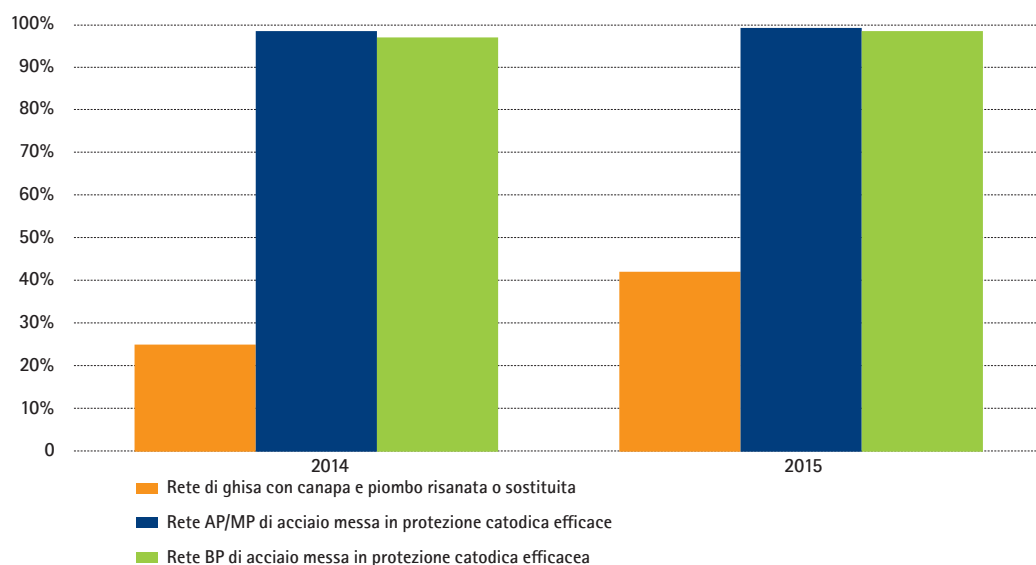


FIG. 3.32

Percentuale di rete di ghisa con giunto di canapa e piombo risanata o sostituita e di rete di acciaio messa in protezione catodica efficace
Anni 2014^(A)-2015

(A) Il dato del 2014 riferito alla percentuale di ghisa risanata o sostituita è rettificato rispetto a quello presentato nel 2015.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.65

Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2015

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		IMPIANTO DI UTENZA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
Italgas	5.207.768	69.880	13,42	6.941	1,33	76.821
2I Rete Gas	3.796.556	54.453	14,34	3.431	0,90	57.884
A2A Reti Gas	1.217.041	14.957	12,29	2.803	2,30	17.760
Hera	1.111.940	14.546	13,08	1.473	1,32	16.019
Toscana Energia	787.034	10.377	13,18	1.247	1,58	11.624
Napoletana Gas	742.595	15.023	20,23	1.009	1,36	16.032
AcegasApsAmga	478.552	3.511	7,34	1.141	2,38	4.652
Azienda Energia e Servizi - Torino	463.746	4.716	10,17	747	1,61	5.463
Gas Natural Distribuzione Italia	442.805	6.410	14,48	711	1,61	7.121
Ireti	394.914	5.674	14,37	680	1,72	6.354
Centria	368.487	4.855	13,18	623	1,69	5.478
Ascopiave	335.434	4.477	13,35	490	1,46	4.967
Genova Reti Gas	321.158	3.888	12,11	282	0,88	4.170
Linea Distribuzione	265.796	3.431	12,91	569	2,14	4.000
Erogasmet	235.371	3.729	15,84	253	1,07	3.982
Retipiù	207.179	2.380	11,49	301	1,45	2.681
Acsn-Agam Reti Gas-Acqua	185.776	1.630	8,77	219	1,18	1.849
Adrigas	173.067	2.198	12,70	230	1,33	2.428
Agsm Distribuzione	155.813	2.196	14,09	384	2,46	2.580
Dolomiti Reti	153.762	702	4,57	340	2,21	1.042
Amg Energia	152.806	3.455	22,61	54	0,35	3.509
Infrastrutture Distribuzione Gas	150.368	2.029	13,49	196	1,30	2.225
G.E.I. - Gestione Energetica Impianti	148.694	1.877	12,62	132	0,89	2.009
Edma Reti Gas	146.521	2.859	19,51	133	0,91	2.992
Azienda Municipale Del Gas	121.689	1.677	13,78	425	3,49	2.102
As Retigas	120.003	1.219	10,16	80	0,67	1.299
Acam Gas	111.958	1.263	11,28	169	1,51	1.432
TOTALE	17.996.833	243.412	13,53	25.063	1,39	268.475

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

significativo trend decrescente, pressoché costante per le dispersioni localizzate su rete interrata (10*DT) e per quelle su rete aerea (DTA); nel 2015 entrambi i parametri, 10*DT e DTA, si sono attestati a poco meno di cinque dispersioni per migliaio di clienti finali, registrando, peraltro, una ulteriore diminuzione rispetto al 2014.

La figura 3.30 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti, in costante crescita.

L'aumento è da ricondurre sia alle campagne sui controlli qualità del gas svolte già a partire dal 2004, sia al meccanismo incentivante l'aumento del numero di odorizzazioni rispetto a quello minimo fissato dalla stessa RQDG. Quest'ultimo riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli del grado di

odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità.

Passando al tema della sostituzione della ghisa con giunti di canapa e piombo risanata, la figura 3.31 evidenzia la percentuale della rete risanata o sostituita a partire dall'1 gennaio 2014. La stessa figura riporta i valori della rete di acciaio messa in protezione catodica efficace, suddivisa per alta/media e bassa pressione. La rete di riferimento è quella al 31 dicembre 2014, così come previsto dalla RQDG attualmente in vigore.

Passando alle performance delle grandi imprese di distribuzione per l'anno 2015, le tavole dalla 3.65 alla 3.68 descrivono in sintesi quanto accaduto sui temi del pronto intervento, delle ispezioni della

TAV. 3.66

Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2015

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA ^(A)	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA ^(B)	% RETE ISPEZIONATA
Italgas	27.095	45.198	166,8	20.828	28.994	139,2
2I Rete Gas	33.057	83.534	252,7	23.648	52.891	223,7
A2A Reti Gas	5.693	15.249	267,9	1.855	4.744	255,8
Hera	5.229	12.987	248,4	8.627	13.476	156,2
Toscana Energia	4.501	8.568	190,4	3.059	4.536	148,3
Napoletana Gas	3.379	6.719	198,9	1.665	2.740	164,5
AcegasApsAmga	4.039	10.886	269,5	1.381	2.721	197,0
Azienda Energia e Servizi - Torino	1.123	1.508	134,3	212	215	101,6
Gas Natural Distribuzione Italia	3.483	5.248	150,7	2.931	3.126	106,6
Ireti	2.953	7.692	260,5	2.954	7.704	260,8
Centria	3.203	12.362	385,9	2.227	6.530	293,3
Ascopiave	4.318	15.889	368,0	2.277	6.040	265,2
Genova Reti Gas	1.237	4.005	323,7	432	1.203	278,7
Linea Distribuzione	2.193	6.579	300,0	1.002	2.419	241,4
Erogasmet	1.589	6.421	404,0	1.382	4.003	289,7
Retipiù	1.424	5.453	383,0	345	990	287,3
Acsn-Agam Reti Gas-Acqua	1.199	4.036	336,6	358	936	261,0
Adrigas	1.273	2.095	164,6	1.432	1.970	137,5
Agsm Distribuzione	1.099	3.209	292,0	475	1.119	235,4
Dolomiti Reti	1.519	1.548	101,9	774	785	101,5
Amg Energia	580	2.065	355,9	324	973	300,0
Infrastrutture Distribuzione Gas	1.453	5.100	351,0	1.183	3.121	263,8
G.E.I. - Gestione Energetica Impianti	1.736	6.862	395,2	728	2.122	291,7
Edma Reti Gas	703	1.870	266,1	954	2.038	213,7
Azienda Municipale Del Gas	460	1.494	324,6	127	382	300,2
As Retigas	1.001	1.634	163,2	1.153	1.339	116,2
Acam Gas	1.096	1.817	165,8	307	414	134,7
TOTALE	116.637	280.030	240,1	82.641	157.531	190,6

(A) Lunghezza della rete ispezionata nel quadriennio.

(B) Lunghezza della rete ispezionata nel triennio.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

rete effettuate, delle dispersioni registrate e dell'attività di protezione catodica. La tavola 3.65 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento. Il numero di chiamate sull'impianto è nettamente maggiore di quello registrato a valle del punto di consegna. Si registra, infatti, un numero di chiamate ogni mille clienti finali, rispettivamente, pari a 13,97 per le chiamate sull'impianto di distribuzione e a 1,39 per le chiamate a valle del punto di consegna. La

tavola 3.66 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete per l'anno 2015, relative ai grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione che distribuiscono gas naturale nel periodo di riferimento. Per la rete in alta/media pressione ci si riferisce a tre anni mobili: l'anno di riferimento e i due precedenti. Per la rete in bassa pressione ci si riferisce a quattro anni mobili: l'anno di riferimento

TAV. 3.67

Individuazione di dispersioni
nelle reti dei grandi esercenti
nel 2015

Lunghezza reti in km

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI			
				DA RETE ISPEZIONATA	PER KM DI RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER KM SU SEGNALAZIONI DI TERZI
Italgas	9,36	48.747	23.134	1.090	0,05	26.891	0,55
2I Rete Gas	15,11	57.348	40.948	569	0,01	21.220	0,37
A2A Reti Gas	6,26	7.617	5.480	1.562	0,29	8.376	1,10
Hera	12,52	13.915	6.716	1.524	0,23	6.687	0,48
Toscana Energia	9,82	7.728	3.245	76	0,02	2.217	0,29
Napoletana Gas	6,90	5.120	2.806	31	0,01	6.827	1,33
AcegasApsAmga	11,45	5.478	4.229	250	0,06	1.480	0,27
Azienda Energia e Servizi - Torino	2,89	1.338	447	3	0,01	1.902	1,42
Gas Natural Distribuzione Italia	14,91	6.571	1.646	12	0,01	2.849	0,43
Ireti	15,09	5.939	4.786	120	0,03	2.729	0,46
Centria	13,79	5.001	4.947	167	0,03	1.327	0,27
Ascopiave	20,16	6.763	5.896	24	0,00	2.562	0,38
Genova Reti Gas	5,23	1.679	1.651	1.137	0,69	2.081	1,24
Linea Distribuzione	12,48	3.285	2.814	176	0,06	1.332	0,41
Erogasmet	12,90	3.035	3.017	289	0,10	1.414	0,47
Retipiù	8,59	1.779	1.777	1	0,00	924	0,52
Acsn-Agam Reti Gas-Acqua	8,45	1.570	1.566	14	0,01	525	0,33
Adrigas	15,73	2.723	923	10	0,01	940	0,35
Agsm Distribuzione	10,22	1.593	1.368	61	0,05	751	0,47
Dolomiti Reti	15,23	2.342	2.331	14	0,01	253	0,11
Amg Energia	6,00	917	909	1	0,00	1.477	1,61
Infrastrutture Distribuzione Gas	17,68	2.659	2.418	48	0,02	1.136	0,43
G.E.I. - Gestione Energetica Impianti	17,06	2.536	2.507	5	0,00	911	0,36
Edma Reti Gas	11,46	1.680	1.678	6	0,00	976	0,58
Azienda Municipale Del Gas	4,93	600	598	19	0,03	402	0,67
As Retigas	18,03	2.164	886	12	0,01	626	0,29
Acam Gas	10,56	1.174	621	40	0,06	368	0,31
TOTALE	11,20	201.301	129.344	7.261	0,06	99.183	0,49

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

e i precedenti tre. I valori aggregati per impresa sono tutti maggiori del minimo previsto, pari, indifferenziatamente, al 100%. La tavola 3.67 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle

dispersioni per l'anno 2015. La tavola 3.68 illustra, infine, il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2015, con riferimento alla rete in alta/media pressione.

TAV. 3.68

Protezione catodica delle reti
dei grandi esercenti nel 2015

Rete in alta/media pressione; km

ESERCENTE	RETE DI ACCIAIO	RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE DI ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Italgas	14.761	14.555	206	99,0
2I Rete Gas	19.604	19.604	-	100,0
A2A Reti Gas	1.610	1.610	-	100,0
Hera	7.822	7.822	-	100,0
Toscana Energia	2.485	2.485	-	100,0
Napoletana Gas	1.235	1.235	-	100,0
AcegasApsAmga	1.048	1.048	-	100,0
Azienda Energia e Servizi - Torino	186	186	-	100,0
Gas Natural Distribuzione Italia	1.967	1.949	18	100,0
Ireti	2.830	2.830	-	100,0
Centria	1.859	1.859	-	100,0
Ascopiave	2.238	2.238	-	100,0
Genova Reti Gas	140	138	2	99,0
Linea Distribuzione	952	952	-	100,0
Erogasmet	1.279	1.278	1	100,0
Retipiù	342	320	22	94,0
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	353	353	-	100,0
Adrigas	1.406	1.406	-	100,0
Agsm Distribuzione	460	460	-	100,0
Dolomiti Reti	701	701	-	100,0
Amg Energia	314	314	-	100,0
Infrastrutture Distribuzione Gas	1.032	1.032	-	100,0
G.E.I. - Gestione Energetica Impianti	710	710	-	100,0
Edma Reti Gas	789	789	-	100,0
Azienda Municipale Del Gas	125	125	-	100,0
As Retigas	1.105	1.105	-	100,0
Acam Gas	308	308	-	100,0
TOTALE	67.660	67.411	248	100,0

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale

Servizio di distribuzione del gas naturale

La regolazione della qualità commerciale prevede, per un insieme di prestazioni commerciali, un tempo massimo entro cui la prestazione debba essere erogata, così come l'eventuale indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo massimo stabilito dall'Autorità. L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili a responsabilità dell'impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo. A differenza del passato, i livelli specifici di qualità commerciale sono identici per tutte le tipologie di utenza (differenziabili per calibro del gruppo di misura).

Viceversa, gli indennizzi automatici, da corrispondere in caso di mancato rispetto del tempo massimo, sono differenziati per tipologia di utenza. L'applicazione del meccanismo automatico degli indennizzi automatici prevede, inoltre, l'aumento dell'importo base in ragione del ritardo nella esecuzione della prestazione, tranne che per la fascia di puntualità, per la quale non è prevista alcuna *escalation*.

A partire dall'1 gennaio 2015, la RQDG ha introdotto alcune novità, quali il tempo massimo (standard specifico) di ripristino del valore conforme della pressione di fornitura – a seguito di richiesta di verifica della pressione da parte del cliente finale – che le imprese di distribuzione devono rispettare, e la revisione dello standard generale per le risposte motivate a reclami scritti o a richieste scritte di informazioni: pari a 95% entro il tempo massimo di 30 giorni solari. La tavola 3.69 contiene l'andamento dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso e il numero di rimborsi effettivamente pagati nell'anno. Il 2015 registra un aumento dei casi di mancato rispetto, nonché un incremento degli indennizzi automatici pagati. A fronte di 31.222 casi di mancato rispetto di standard specifici, ai clienti finali sono stati corrisposti 32.583 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a oltre 1,5 milione di euro.

Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.33) e con riferimento a tutte le classi, si osserva che la percentuale di mancato rispetto, nella maggior parte dei casi, è aumentata, a eccezione della verifica del gruppo di misura e della verifica della pressione di fornitura. Una significativa crescita della percentuale di fuori standard si registra per la prestazione di riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità. Le prestazioni di sostituzione del gruppo di misura e di ripristino del valore conforme della pressione non hanno registrato fuori standard. La prestazione più numerosa, in termini di richieste, è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, segue l'attivazione della fornitura.

L'incidenza delle prestazioni fuori standard rispetto al totale delle prestazioni, pari allo 0,86%, è in aumento rispetto al 2014 (0,59%). Con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa ossia i clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato nel 2015 (Fig. 3.34) è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico.

Le prestazioni di preventivazione di lavori semplici e complessi si attestano a quasi un terzo del valore del livello dello standard, ovvero le prestazioni vengono erogate in un terzo del tempo massimo previsto (9,8 giorni rispetto ai 30 giorni previsti e 5,8 rispetto ai 15 previsti).

La tavola 3.70 riporta i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6. In particolare mette a confronto gli anni 2014 e 2015.

Il numero complessivo di prestazioni è in crescita rispetto al 2014 (è aumentato di circa 18.000 unità). Le prestazioni che aumentano in modo significativo in termini di richieste del cliente sono: gli appuntamenti posticipati, la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, la riattivazione in caso di distacco per morosità e l'attivazione della fornitura. Diminuiscono, invece, la preventivazione di

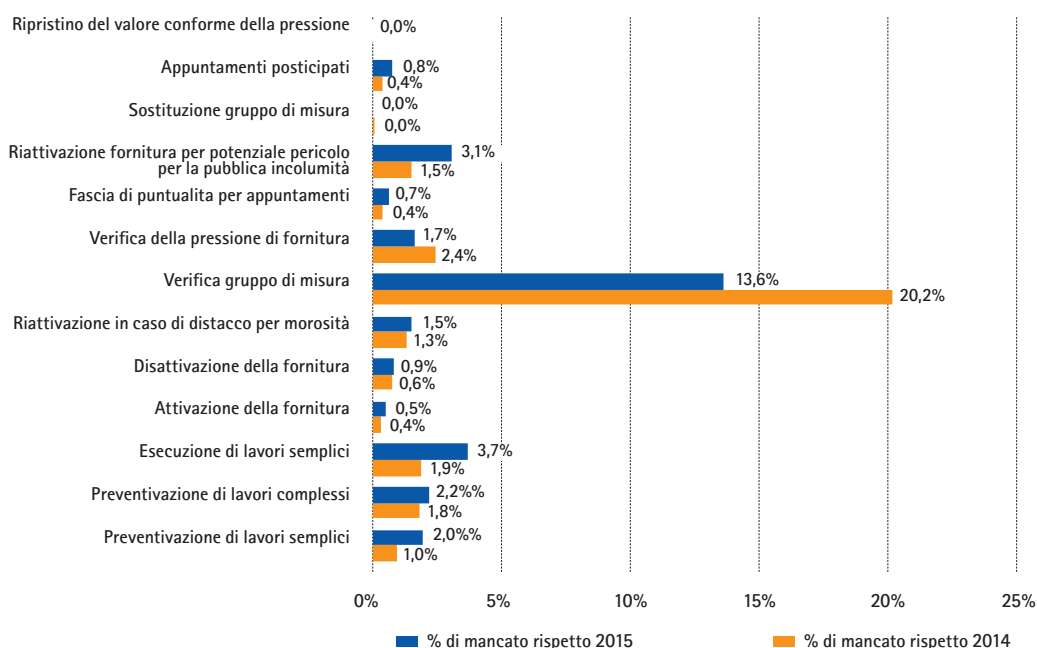
TAV. 3.69

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	NUMERO DI RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
CARTA DEI SERVIZI		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
1999	11.212	1.640
2000	14.635	3.709
2001	16.424	12.086
REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ COMMERCIALE DELL'AUTORITÀ		
2002	14.651	13.368
2003	11.766	8.535
2004	25.826	19.249
2005	34.330	31.189
2006	31.439	35.146
2007	43.741	43.886
2008	19.954	19.265
2009	15.578	15.783
2010	21.172	19.468
2011	25.463	23.846
2012	18.800	19.409
2013	19.745	18.821
2014	21.358	21.144
2015	31.222	32.583

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali



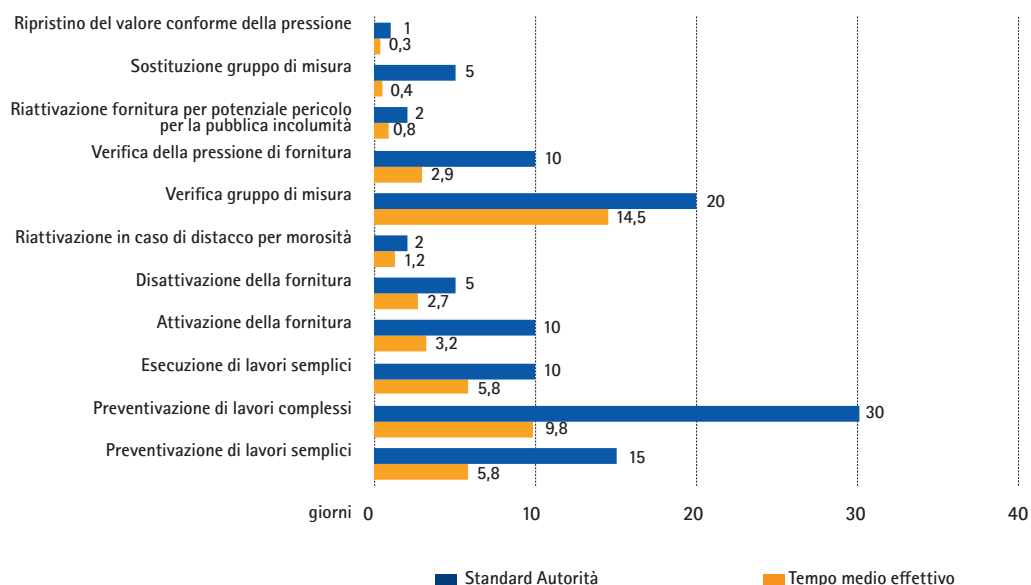
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

FIG. 3.33

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi) 2014-2015

FIG. 3.34

Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6
Anno 2015



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

TAV. 3.70

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6
2014-2015

PRESTAZIONE	STANDARD DELL'AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	ANNO 2014		ANNO 2015		
			TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DELLE RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	160.720	5,41	1.114	156.116	5,76	1.747
Preventivazione di lavori complessi	40 giorni lavorativi	5.148	9,62	66	4.622	9,84	45
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	119.216	5,07	2.087	115.938	5,78	3.383
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	686.922	3,20	2.288	697.607	3,19	3.667
Disattivazione della fornitura	15 giorni lavorativi	526.143	2,63	4.451	498.248	2,67	4.734
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	152.995	1,17	1.694	169.219	1,22	2.903
Verifica del gruppo di misura	---	3.949	14,44	622	2.912	14,52	397
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	161	1,82	2	145	2,93	3
Fascia di puntualità per appuntamenti	2 ore	1.664.971	-	6.942	1.666.568	-	12.060
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	20.531	0,71	197	19.773	0,84	522
Sostituzione del gruppo di misura	---	4.372	1,02	0	3.753	0,45	2
Appuntamenti posticipati	2 ore	185.001	ore	631	213.651	-	1.798
Ripristino del valore conforme della pressione	---	---	---	---	89	0,33	0
TOTALE		3.530.129		20.094	3.548.641		31.261

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

TAV. 3.71

PRESTAZIONE	STANDARD DELL'AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	AMMONTARE DI INDENNIZZI AUTOMATICI	TEMPO MEDIO EFFETTIVO
Richiesta dei dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura	10 giorni lavorativi	25.848	128	4.443,00	4,07
Richiesta di altri dati tecnici	15 giorni lavorativi	27.901	328	15.650,00	6,80
TOTALE 2014	-	53.749	456	20.093	-
Richiesta dei dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura	10 giorni lavorativi	30.695	183	6.562,00	3,73
Richiesta di altri dati tecnici	15 giorni lavorativi	24.727	245	9.395,00	8,02
TOTALE 2015	-	55.422	428	15.957	-

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori

Standard e tempo medio effettivo in giorni lavorativi; ammontare in euro

lavori semplici, la preventivazione di lavori complessi, l'esecuzione di lavori semplici, la disattivazione della fornitura, la verifica del gruppo di misura, la verifica della pressione di fornitura e la riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità e la sostituzione del gruppo di misura.

Anche nel 2015 la prestazione più numerosa è stata quella relativa agli appuntamenti posticipati (1.666.568). Da sola rappresenta il 47% del totale delle prestazioni erogate; segue l'attivazione della fornitura, che registra il 20%.

Il numero di indennizzi corrisposti nel 2015 è in netto aumento rispetto al 2014 (+11.167). La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è ancora una volta la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (pari a 12.060). Seguono, per numerosità, gli indennizzi automatici erogati per il mancato rispetto dello standard fissato per la disattivazione della fornitura pari a cinque giorni lavorativi (4.734).

La tavola 3.71 contiene i dati inerenti alla richiesta dei dati tecnici. La regolazione ha previsto dei livelli specifici relativi alla messa a disposizione - da parte dell'impresa distributrice - di dati tecnici richiesti dai venditori, distinguendo tra quelli acquisibili con la lettura del gruppo di misura e altri dati tecnici.

Si può osservare un miglioramento dei tempi medi effettivi per la prestazione in merito alla richiesta di messa a disposizione di dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura e un peggioramento per la prestazione in merito alla richiesta di messa a disposizione di altri dati tecnici.

Si osserva, inoltre, che il tempo medio effettivo registrato è nettamente inferiore al livello fissato dall'Autorità: per la richiesta dei dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura si registra un numero di 3,73 giorni rispetto ai 10 giorni lavorativi, mentre per la richiesta di altri dati tecnici si osserva un numero di 8,2 giorni rispetto ai 15 giorni lavorativi.

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Le tavole 3.72, 3.73, 3.74 e 3.75 danno conto degli accertamenti effettuati ai sensi della delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas, nell'anno solare 2015 da parte delle imprese di distribuzione gas⁵⁴. In particolare viene riportato il numero di: richieste con accertamento positivo, richieste con accertamento negativo, impianti con fornitura sospesa e impianti di utenza interessati da più di un accertamento. La tavola 3.72 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza nuovi. La tavola 3.73 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati. La tavola 3.74 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributrice relativi agli impianti di utenza nuovi. La tavola 3.75 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributrice

relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas – Trasporto del gas naturale

Le tavole 3.76 e 3.77 danno conto degli accertamenti effettuati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas, nell'anno solare 2015, da parte delle imprese di trasporto del gas naturale.

In particolare viene riportato il numero di: richieste con accertamento positivo, richieste con accertamento negativo, impianti con fornitura sospesa e impianti di utenza interessati da più di un accertamento. La tavola 3.76 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza nuovi.

La tavola 3.77 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

TAV. 3.72

Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2015

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA NUOVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	157.292	3.336	10	3.100
> 35 kW e ≤ 350 kW	22.550	491	0	489
> 350 kW	746	13	0	10
TOTALE	180.588	3.840	10	3.599

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

⁵⁴ I dati si riferiscono a 246 imprese di distribuzione su un totale di 282.

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA MODIFICATO O TRASFORMATO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	21.251	556	3	455
> 35 kW e ≤ 350 kW	2.838	77	2	57
> 350 kW	114	4	0	1
TOTALE	24.203	637	5	513

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

DIMENSIONE DELL'IMPRESA DI DISTRIBUZIONE ^(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grande	145.386	3.090	0	2.660
Media	29.044	595	7	747
Piccola	6.158	155	3	192
TOTALE	180.588	3.840	10	3.599

(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: 10.000 ≤ clienti < 100.000; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

DIMENSIONE DELL'IMPRESA DI DISTRIBUZIONE ^(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grande	18.478	501	4	366
Media	5.056	107	1	122
Piccola	669	29	0	25
TOTALE	24.203	637	5	513

(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: 10.000 ≤ clienti < 100.000; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA NUOVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	7	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	3	0	0	0
> 350 kW	4	0	0	0
TOTALE	14	0	0	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA MODIFICATO O TRASFORMATO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	0	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	0	0	0	0
> 350 kW	2	0	0	0
TOTALE	2	0	0	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.73

Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2015

TAV. 3.74

Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributtrice

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2015

TAV. 3.75

Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributtrice

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2015

TAV. 3.76

Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2015

TAV. 3.77

Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2015

4.

Struttura del servizio di teleriscaldamento

Struttura del servizio di teleriscaldamento

Le informazioni relative allo stato del settore del teleriscaldamento, sinteticamente illustrate nel seguito, sono tratte dall'Annuario predisposto dall'Associazione italiana riscaldamento urbano (AIRU), che attualmente rappresenta la fonte informativa più approfondita e dettagliata sul comparto. Nel 2015, con l'Anagrafica operatori e l'Anagrafica territoriale teleriscaldamento e teleraffrescamento l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha avviato la costruzione di una base di dati e di informazioni relativa ai soggetti operanti nel settore, agli impianti e alle infrastrutture di rete, che verrà progressivamente estesa e aggiornata, a supporto dell'attività di regolazione e monitoraggio del settore e della sua evoluzione. Le informazioni quantitative e qualitative raccolte sino a oggi con le due anagrafiche sono in fase di verifica.

Stato di diffusione del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento

Il servizio del teleriscaldamento in Italia presenta una minore diffusione rispetto ad altri Paesi europei. A ciò hanno contribuito sia le

condizioni climatiche (mediamente meno rigide rispetto ad altri Paesi nord-europei) sia il programma di metanizzazione avviato nel secondo dopoguerra. A livello europeo l'Italia, con un incidenza del 4%¹ della popolazione servita dal servizio di teleriscaldamento, si colloca tra i Paesi con minore diffusione del servizio.

Anche in relazione al mercato nazionale dei servizi del calore, l'incidenza del servizio di teleriscaldamento è relativamente contenuta. Secondo le stime indicate nella Strategia energetica nazionale, solo il 5% della domanda di calore è soddisfatto attraverso il teleriscaldamento.

Nonostante la quota di mercato del calore servita dal teleriscaldamento sia ancora marginale, il trend di diffusione del servizio risulta positivo, con una progressiva crescita sia della volumetria servita sia dell'estensione delle reti di distribuzione del calore: tra il 2000 e il 2014 la volumetria allacciata è aumentata a un tasso medio annuo del 7,3%, passando da 117,3 a 316,2 milioni di metri cubi edificati (Tav. 4.1); nello stesso lasso di tempo l'estensione delle reti è più che triplicata, passando da circa 1.091 km a 3.974 km (Tav. 4.2).

¹ Fonte: Euroheat & Power, *District heating and cooling – Country by country, 2011 Survey*.

TAV. 4.1

Evoluzione della volumetria allacciata nel periodo 2000-2014

ANNO	VOLUMETRIA ALLACCIATA		2015	
	NELL'ANNO	AL 31 DICEMBRE	INDICE	INCREMENTO
	M(m ³)	M(m ³)	-	%
2000	7,5	117,3	1,00	6,8%
2001	8,6	125,9	1,07	7,3%
2002	6,4	132,3	1,13	5,1%
2003	7,8	140,1	1,19	5,9%
2004	4,2	144,4	1,23	3,0%
2005	11,2	155,6	1,33	7,8%
2006	21,7	177,3	1,51	14,0%
2007	21,3	198,7	1,69	12,0%
2008	13,2	211,9	1,81	6,7%
2009	14,6	226,5	1,93	6,9%
2010	17,9	244,4	2,08	7,9%
2011	19,0	263,4	2,25	7,8%
2012	16,1	279,4	2,38	6,1%
2013	22,7	302,1	2,58	8,1%
2014	14,1	316,2	2,70	4,7%
Media 2000-2014	13,8	-	-	7,3%

Fonte: Annuario AIRU 2015.

Alla progressiva diffusione del servizio hanno indubbiamente concorso anche i meccanismi di incentivazione di varia natura di cui ha beneficiato e beneficia ancora oggi il settore, sebbene in misura più contenuta.

La diffusione del servizio è rimasta, comunque, limitata principalmente all'Italia centro-settentrionale, dove la domanda di calore consente di giustificare i rilevanti investimenti infrastrutturali necessari per assicurare la fruizione del servizio.

Come evidenziato nella tavola 4.3, le prime tre regioni per diffusione del servizio in relazione alla volumetria riscaldata (Lombardia, Piemonte ed Emilia Romagna) sono nel Nord Italia e, nel complesso, rappresentano oltre l'80% della volumetria totale riscaldata a livello nazionale.

Alcuni operatori del settore, oltre al servizio di teleriscaldamento, offrono anche un servizio di teleraffrescamento. L'incidenza del servizio di teleraffrescamento allo stato attuale è, tuttavia,

residuale se comparata all'energia termica fornita. Nell'anno 2014, a fronte di 7.717 GWh_t di energia termica fornita, sono stati erogati 107,7 GWh_f di energia frigorifera, in prevalenza al settore terziario. La tecnologia prevalente è quella che prevede il trasporto di calore presso l'utenza e la produzione periferica di acqua refrigerata mediante gruppi frigo-assorbitori alimentati dalle reti di teleriscaldamento, rispetto alla produzione di acqua refrigerata presso la centrale del gestore e alla sua successiva distribuzione alle utenze attraverso reti dedicate.

Le perdite medie legate alla distribuzione dell'energia termica sono pari al 17,4% secondo i dati dell'AIRU, un valore che sarebbe in linea con i livelli registrati in ambito internazionale. Il dato medio nasconde, però, una ampia variabilità di situazioni, con reti che presentano perdite inferiori al 10% e reti che presentano perdite superiori al 25-30%.

TAV. 4.2

Evoluzione dell'estensione delle reti nel periodo 2000-2014

ANNO	ESTENSIONE DELLE RETI		
	INCREMENTO NELL'ANNO	ESTENSIONE AL 31 DICEMBRE	
	km	km	Indice
2000	95	1.091	1,00
2001	151	1.242	1,14
2002	121	1.363	1,25
2003	108	1.471	1,35
2004	38	1.509	1,38
2005	158	1.667	1,53
2006	286	1.953	1,79
2007	218	2.171	1,99
2008	85	2.256	2,07
2009	148	2.404	2,20
2010	368	2.772	2,54
2011	105	2.877	2,64
2012	284	3.161	2,90
2013	646	3.807	3,49
2014	167	3.974	3,64
Media 2000-2014	199	-	-

Fonte: Annuario AIRU 2015.

TAV. 4.3

Distribuzione geografica degli impianti di teleriscaldamento nell'anno 2014

N.	REGIONE	VOLUMETRIA TeleriscaldATA	RAPPORTO VR/ABITANTI
1	Trentino Alto Adige	32.876.400	31,13
2	Piemonte	80.878.445	18,28
3	Lombardia	135.034.306	13,50
4	Valle d'Aosta	1.545.155	12,04
5	Emilia Romagna	40.481.210	9,10
6	Veneto	14.998.503	3,04
7	Liguria	3.996.738	2,52
9	Toscana	2.177.602	0,58
8	Lazio	3.370.353	0,57
10	Marche	669.363	0,43
11	Friuli Venezia Giulia	216.719	0,18

Fonte: Annuario AIRU 2015.

Caratteristiche dell'offerta

Per quanto concerne le fonti energetiche utilizzate per il funzionamento degli impianti di teleriscaldamento (Tav. 4.4), vi è una netta prevalenza del gas naturale che, nell'anno 2014, ha

coperto il 72,3% del consumo energetico complessivo. Un contributo significativo è fornito dai rifiuti solidi urbani e dalle biomasse, che coprono, rispettivamente, il 12,9% e il 9,3% delle fonti energetiche utilizzate. Il contributo delle altre fonti energetiche è marginale.

TAV. 4.4

Evoluzione della volumetria allacciata nel periodo 2000-2014

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	ANNO 2014		ANNO 2013		ANNO 1995	
	tep	%	tep	%	tep	%
Gas naturale	1.180.626	72,3%	1.474.204	76,8%	383.521	68,9%
RSU	209.920	12,9%	216.616	11,3%	6.708	1,2%
Bioenergie ^(A)	152.682	9,3%	140.371	7,3%	-	0,0%
Carbone	42.078	2,6%	45.545	2,4%	69.810	12,5%
Gasolio e olio combustibile	1.207	0,1%	1.927	0,1%	79.726	14,3%
Geotermia	21.638	1,3%	14.459	0,8%	4.472	0,8%
Recupero da processo industriale	180	0,0%	541	0,0%	4.644	0,8%
Energia primaria fossile del SEN ^(B)	24.840	1,5%	25.170	1,3%	7.750	1,4%
Totale fossili	1.248.751	76%	1.546.847	81%	540.807	97%
Totale rinnovabili	384.421	24%	371.987	19%	15.824	3%
TOTALE GENERALE	1.633.172	100%	1.918.834	100%	556.631	100%

(A) Dal 2013, oltre alle biomasse, comprendono anche biogas e bioliquidi.

(B) Consumi del Sistema elettrico nazionale per energia elettrica prelevata dalla rete.

Fonte: Annuario AIRU 2015.

TAV. 4.5

Distribuzione geografica degli impianti di teleriscaldamento nell'anno 2014

N.	TECNOLOGIA	FOSSILI	RINNOVABILI	TOTALE	QUOTA TOTALE
1	Cogenerazione	4.766,0	1.556,5	6.322,6	67,0%
2	Produzione semplice	2.225,6	598,8	2.824,4	29,9%
3	Rinnovabili dirette		251,6	251,6	2,7%
4	Pompe di calore		33,1	33,1	0,4%
5	Recupero		2,1	2,1	0,02%

Fonte: Annuario AIRU 2015.

Per quanto riguarda l'incidenza delle differenti tipologie di impianto sui quantitativi complessivi di calore prodotto (Tav. 4.5), si può notare una netta prevalenza degli impianti di cogenerazione (con una quota di produzione pari al 67%).

Se si considera, invece, la capacità di produzione installata, vi è una maggiore incidenza delle caldaie di integrazione e riserva, che vengono utilizzate, tra l'altro, per la copertura delle punte di domanda di calore (Tav. 4.6).

TAV. 4.6

Evoluzione della volumetria allacciata nel periodo 2000-2014

ESERCENTE	POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31/12/2014	
	ELETTRICA MWe	TERMICA MWt
Centrali termoelettriche		1.140
Impianti di cogenerazione ^(A)	868	1.132
Impianti di termovalorizzazione RSU		477
Produzione semplice a bioenergie ^(B)		340
Impianti di cogenerazione a bioenergie	81	229
Impianti a geotermia		117
Pompe di calore		37
Recupero da processo industriale		24
Caldaie di integrazione e riserva		4.878
TOTALE	949	8.374

(A) Impianti dedicati, alimentati a combustibili fossili.

(B) Caldaie alimentate a bioenergie, gas di discarica e fanghi.

Fonte: Annuario AIRU 2015.

La necessità di installare una rilevante capacità produttiva da destinare a integrazione e riserva deriva principalmente dalla variabilità della domanda di calore (stagionale e giornaliera). Per coprire le esigenze di modulazione è necessario disporre di una capacità di integrazione adeguata e dotata di una sufficiente flessibilità di produzione (che è maggiore nel caso di impianti tradizionali rispetto agli impianti di cogenerazione). Nel settore, il ricorso ai sistemi di accumulo termico è ancora poco diffuso, anche se in graduale crescita.

Caratteristiche della domanda del servizio di teleriscaldamento

Il calore distribuito dalle reti di teleriscaldamento è utilizzato essenzialmente per il riscaldamento e l'acqua calda sanitaria e solo marginalmente come calore di processo. Per tale ragione l'energia termica è erogata in prevalenza a utenze di tipo residenziale (62,8%); significativa è la quota relativa al settore terziario (29,6%), mentre la domanda del settore industriale è marginale.

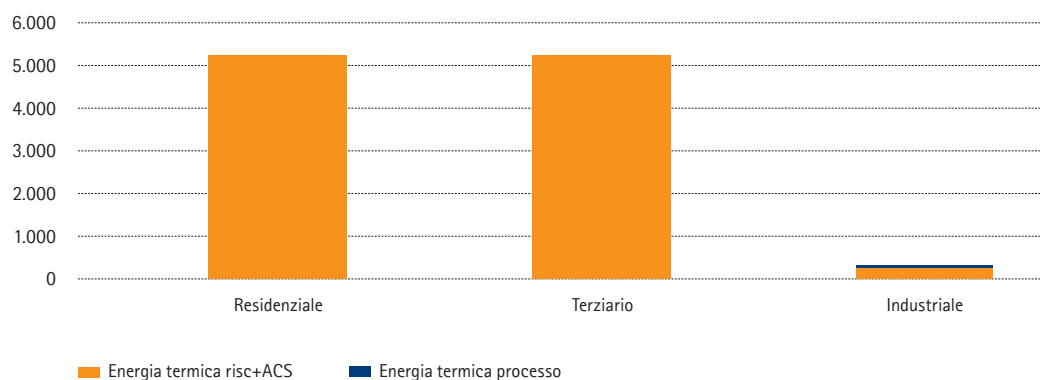


FIG. 4.1

Energia termica erogata distinta per tipologia di utenza nel 2014

Fonte: Annuario AIRU 2015.

L'utilizzo del calore per il riscaldamento comporta una elevata variabilità dei consumi in relazione alle condizioni climatiche nel periodo invernale. A titolo esemplificativo, nell'anno 2014 si è verificata una riduzione dei consumi complessivi del 16%² rispetto all'anno precedente, come conseguenza della minor rigidità delle temperature nel periodo invernale.

Operatori del servizio di teleriscaldamento

In base ai dati AIRU, al 31 dicembre 2014 risultano operative 209 reti di teleriscaldamento³.

In generale, gli esercenti il servizio presentano caratteristiche alquanto eterogenee in termini, per esempio, di volume di

attività; è tuttavia possibile rilevare la presenza di un gruppo molto ristretto di operatori di grandi dimensioni e di un numero elevato di operatori di piccole dimensioni; questa caratteristica si riproduce tendenzialmente nei due principali segmenti tecnologici del settore (fonti fossili e biomasse, potendosi considerare il segmento delle reti alimentate da fonte geotermica come una sorta di nicchia geografica).

Se si considera la volumetria servita, i due operatori principali risultano coprire una quota pari al 51,6% del totale (A2A Calore & Servizi e Iren Mercato, entrambi con oltre il 25%); seguono tre soggetti con quote comprese tra il 6% e il 3% (Hera Comm, e Agsm Energia e Gruppo Egea), mentre la restante quota di mercato è coperta da operatori di dimensioni relativamente ridotte.

TAV. 4.7

Principali operatori del servizio di teleriscaldamento al 31/12/2014
m³

OPERATORE	VOLUMETRIA	INCIDENZA
A2A Calore & Servizi	84.040.792,0	26,6%
Gruppo Iren	79.043.714,0	25,0%
Hera	18.903.642,0	6,0%
Agsm Verona	12.098.303,0	3,8%
Gruppo Egea	9.632.954,0	3,0%
Linea Reti e Impianti	6.238.854,0	2,0%
NuovEnergie Teleriscaldamento	6.219.025,0	2,0%
Tea Sei	5.442.262,0	1,7%
Sei Energia	4.996.916,0	1,6%
Enipower	4.583.800,0	1,4%
Altri operatori	85.044.531,8	26,9%
TOTALE	316.244.793,8	-

Fonte: Elaborazione su dati dell'Annuario AIRU 2015.

² Fonte: Annuario AIRU 2015.

³ L'Annuario AIRU non specifica la definizione di rete di teleriscaldamento e di teleraffrescamento adottata.

Prezzi dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento

Servizio di teleriscaldamento

Il 26 novembre 2015, con la delibera 578/2015/R/tlr l'Autorità ha avviato una raccolta di dati e di informazioni in materia di prezzi praticati all'utenza nel settore del teleriscaldamento e del teleraffrescamento. Sulla base delle evidenze raccolte attraverso tale Indagine, nel settore risultano praticate due distinte modalità di determinazione del prezzo del servizio.

In genere, nelle reti di minori dimensioni alimentate a biomassa il prezzo di erogazione del servizio è determinato in modo da assicurare l'equilibrio economico-finanziario degli operatori. Il prezzo, in questo caso, riflette sostanzialmente i costi di erogazione del servizio, includendo anche i costi associati alla remunerazione del capitale investito.

Gli operatori di maggiori dimensioni, al contrario, dichiarano di determinare il prezzo di erogazione del servizio sulla base di quello che viene indicato dagli stessi operatori come il "costo evitato", vale a dire il costo che il cliente avrebbe sostenuto utilizzando la tecnologia alternativa di riferimento per il servizio di riscaldamento. In genere, l'impianto di riferimento per il calcolo del costo evitato è rappresentato da una caldaia a gas nelle aree metanizzate e da una caldaia a gasolio nelle restanti aree del Paese.

Secondo le dichiarazioni rese dagli operatori agli Uffici dell'Autorità, il costo evitato viene calcolato applicando la seguente formula (riferita al caso che ha come tecnologia di riferimento la caldaia a gas):

$$P = k_1 \cdot k_2 \cdot \frac{P_{GN}}{PCI \cdot \eta} \cdot conv \cdot t$$

dove:

- P è il prezzo del calore, espresso in €/kWh;
- k_1 è un coefficiente dei costi di perequazione;

- k_2 è un coefficiente per prestazioni aggiuntive e sconti commerciali;
- P_{GN} è il prezzo di riferimento del gas naturale per i consumatori domestici in regime di maggior tutela definito dall'Autorità, espresso in €/S(m³), comprensivo di accise e addizionali regionali;
- PCI è il potere calorifico inferiore del gas naturale, espresso in kcal/m³ o in MJ/m³;
- η è il rendimento medio stagionale della caldaia a gas naturale;
- $conv$ è la costante di conversione in kWh (da kcal o da MJ);
- t è il coefficiente di perequazione tra le aliquote IVA cui è soggetta la somministrazione di calore e quelle cui è soggetta la vendita di gas naturale ai consumatori finali.

Nonostante gli operatori facciano generalmente riferimento a tale formula, dalle analisi effettuate dagli Uffici dell'Autorità (in corso alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*) le effettive modalità di calcolo del prezzo del calore sono estremamente differenziate, con riferimento al valore dei parametri, alla loro caratterizzazione qualitativa, nonché alle elaborazioni successive all'applicazione della suddetta formula, funzionali alla determinazione del prezzo del calore ceduto all'utenza. Uno dei parametri più rilevanti è costituito dal coefficiente η , che rappresenta il rendimento medio stagionale di una caldaia alimentata a gas naturale. La determinazione di tale parametro presenta margini di discrezionalità e gli operatori utilizzano valori abbastanza eterogenei (in genere compresi tra 0,7 e 0,9); tale eterogeneità contribuisce a spiegare la forte differenziazione dei prezzi finali di erogazione del servizio, a seconda dell'operatore considerato.

Servizio di teleraffrescamento

Nel caso del servizio di teleraffrescamento, per la determinazione del prezzo viene utilizzata esclusivamente la metodologia

del costo evitato. Come sopra rilevato, a oggi il numero di operatori che offrono il servizio di teleraffrescamento è molto limitato. La tecnologia di riferimento per il calcolo del costo evitato è in genere rappresentata da un impianto frigorifero a

compressione. In questo caso le variabili rilevanti per il calcolo del costo evitato sono costituite dal prezzo di riferimento dell'energia elettrica e dal rendimento dell'impianto frigorifero considerato.

5.

Stato dei servizi idrici

Investimenti e tariffe

Stato delle approvazioni tariffarie per il primo periodo regolatorio 2012-2015

Nel 2013 l'OCSE apriva la parte dedicata alle risorse idriche nell'ambito dei *Rapporti sulle performance ambientali: Italia 2013* constatando che «nonostante i progressi compiuti, la gestione delle acque rimane eccessivamente complessa, caratterizzata da decisioni dettate dall'urgenza e focalizzata su soluzioni di breve termine», e segnalando, conseguentemente, l'opportunità di dotarsi di una visione di lungo periodo «al fine di risolvere i problemi legati alle incertezze strategiche» del comparto. Tra gli interventi ritenuti di urgente attuazione dall'OCSE, e non solo, si annoveravano:

- l'accrescimento della coerenza delle scelte di programmazione con le priorità nazionali e locali, facendo anche in modo che «le responsabilità per la definizione delle tariffe dell'acqua e l'uso delle entrate derivanti» fossero «più strettamente correlate alla pianificazione»;
- la definizione di obiettivi di tutela e di sfruttamento sostenibile delle risorse naturali, nonché di miglioramento della qualità dei servizi ambientali – considerati una priorità anche nell'ambito dei Fondi strutturali europei – in un quadro strategico nazionale;
- la garanzia della partecipazione dei portatori d'interesse e del pubblico nei processi decisionali, la trasparenza delle decisioni e la responsabilizzazione delle amministrazioni pubbliche.

In linea con le menzionate raccomandazioni dell'OCSE, il criterio della trasparenza e dell'*accountability* ha guidato fin dall'inizio l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico nella

definizione di una regolazione tariffaria transitoria per gli anni 2012 e 2013 (adottata con la delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr, recante il Metodo tariffario transitorio – MTT, e con la delibera 28 febbraio 2013, 88/2013/R/idr, recante il Metodo tariffario transitorio per le gestioni ex CIPE – MTC), basata sulla puntuale identificazione delle voci di costo di cui tener conto nella determinazione delle tariffe.

Già nell'ambito delle istruttorie per l'approvazione delle tariffe per il 2012 e il 2013 – che hanno richiesto l'acquisizione (disposta con la delibera 20 giugno 2013, 271/2013/R/idr) di ulteriori elementi necessari alla analisi delle decisioni prodotte dai diversi soggetti competenti – particolare attenzione è stata dedicata alla valutazione della coerenza delle decisioni assunte dai decisori locali in merito all'identificazione degli obiettivi da perseguire sul territorio, alla selezione degli interventi necessari e ai riflessi in termini di entità dei corrispettivi. Seguendo e affinando questo approccio, con la delibera 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, l'Autorità ha adottato il Metodo tariffario idrico (MTI) basato, per gli anni 2014 e 2015, su quattro tipi di schemi regolatori (corrispondenti ai quattro Quadranti della matrice di schemi) che gli Enti di governo dell'ambito o gli altri soggetti competenti decidono di selezionare ai fini del computo tariffario, in ragione:

- del rapporto tra il fabbisogno di investimenti (puntualmente individuato per il quadriennio 2014-2017) e il valore delle infrastrutture esistenti;
- dei costi operativi associati a obiettivi specifici¹.

¹ Per una descrizione della matrice di schemi regolatori e delle connesse regole di determinazione delle componenti di costo si veda l'art. 12 dell'Allegato A della delibera 643/2013/R/idr. Per i limiti al moltiplicatore tariffario in funzione dei Quadranti della matrice, si veda invece l'art. 9 della medesima delibera.

L'impostazione generale dell'MTI è stata poi confermata con la delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr, con la quale l'Autorità ha approvato l'MTI per il secondo periodo regolatorio 2016-2019 (MTI-2), introducendo alcuni elementi di novità finalizzati a tener conto della necessità di promuovere gli investimenti, la sostenibilità dei corrispettivi tariffari all'utenza, i miglioramenti della qualità del servizio, nonché la razionalizzazione delle gestioni (favorendo la progressiva applicazione delle previsioni recate dall'art. 7 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, c.d. "Sblocca Italia", con riferimento all'attivazione della gestione unica a livello di ambito territoriale ottimale - ATO).

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

Nel corso del 2015 e nei primi mesi del 2016, l'Autorità ha continuato le istruttorie per l'approvazione delle tariffe relative agli anni 2014-2015, ovvero, in taluni casi, per l'intero periodo regolatorio 2012-2015, concludendo, in particolare, le verifiche sulle predisposizioni tariffarie riferite a contesti caratterizzati dalla complessità delle proposte stesse o dal protrarsi dei tempi per il loro perfezionamento a livello locale.

Nello specifico i provvedimenti al riguardo adottati dall'Autorità hanno avuto a oggetto:

- alcuni casi (sette gestioni) per i quali il Piano economico-finanziario (PEF) approvato dall'Ente di governo dell'ambito evidenziava, per gli anni 2012 e 2013, una variazione tariffaria superiore al limite di prezzo previsto dal comma 7.1 della delibera 585/2012/R/idr, e per i quali l'Autorità - ai fini della valorizzazione dei congruagli di cui all'art. 29 dell'Allegato A della delibera 643/2013/R/idr, ovvero di cui all'art. 29 dell'Allegato A della delibera 664/2015/R/idr - ha ritenuto di non riconoscere, con riferimento alle menzionate annualità e a seguito di specifica verifica sulla correttezza dei dati forniti, i valori del moltiplicatore tariffario eccedenti il limite di prezzo previsto dalla regolazione, riscontrando, in molte

delle proposte esaminate, incongruenze tra gli importi utilizzati nel computo tariffario e quanto desumibile dalle fonti contabili obbligatorie, con particolare riferimento a taluni costi delle infrastrutture di terzi, ad alcuni costi delle immobilizzazioni del gestore, nonché a specifiche poste di conto economico;

- casi di revisione - da parte dei soggetti competenti, con il consenso dei gestori - delle predisposizioni tariffarie originariamente trasmesse e ciò al fine di contenere l'impatto delle tariffe applicate all'utenza, pur preservando l'equilibrio economico-finanziario degli operatori²;
- casi di esclusioni temporanee dall'aggiornamento tariffario, nelle more della riformulazione delle predisposizioni tariffarie da parte del relativo soggetto competente (ATO-Imperia e ATO-Palermo), ovvero di esclusioni temporanee per enti locali (presenti soprattutto in Calabria) che risultano gestori del servizio idrico e soggetti a procedura di riequilibrio pluriennale nell'ambito delle norme sulla finanza pubblica³, con riferimento ai quali non sono stati trasmessi all'Autorità dati e atti attestanti l'entità dei costi sostenuti per la gestione del servizio idrico integrato;
- casi di determinazioni tariffarie d'ufficio, ponendo il moltiplicatore tariffario pari a 0,9, per alcune gestioni (regione Campania⁴, Acqua Campania e Soakro operante nella provincia di Crotone) relativamente alle quali la procedura seguita per quantificare i valori del moltiplicatore tariffario non è risultata coerente con le disposizioni adottate dall'Autorità e per le quali la relativa proposta tariffaria non è stata formulata in modo chiaro e trasparente, stante l'incompletezza dei dati e degli atti prodotti.

Tenuto conto dei richiamati provvedimenti da ultimo adottati dall'Autorità, le tavole 5.1 e 5.2 forniscono una sintesi del numero di gestioni (e della popolazione dalle stesse servita) interessate dalle delibere di approvazione tariffaria, rispettivamente, per i bienni 2012-2013 e 2014-2015.

² Tali situazioni hanno caratterizzato: i) con riferimento a tutte le annualità del quadriennio 2012-2015, i seguenti ambiti territoriali ottimali: ATO-Lecco, ATO-Bergamo, ATO-Latina, ATO-Frosinone, ATO-Sarnese Vesuviano, ATO-Sele, ATO-Enna; ii) con riguardo a specifiche annualità del primo periodo regolatorio, singole gestioni operanti nei seguenti ambiti: ATO-Torino, ATO-Provincia di Milano, ATO-Bacchiglione, ATO-Triestino, ATO-Emilia Romagna.

³ Cfr. l'art. 243-bis del decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267.

⁴ La Regione Campania eroga il servizio di fornitura idropotabile regionale all'ingrosso e il servizio di depurazione e collettamento dei reflui urbani agli impianti regionali.

TAV. 5.1

Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per gli anni 2012 e 2013

REGIONE	GESTIONI INTERESSATE DA APPROVAZIONI TARIFFARIE 2012-2013 (N.)				POPOLAZIONE INTERESSATA DA APPROVAZIONI TARIFFARIE 2014-2015 (ABITANTI)			
	TETA 0,9	TETA 1	TETA COERENTE CON PEF	TETA GESTIONI EX CIPE	TETA 0,9	TETA 1	TETA COERENTE CON PEF	TETA GESTIONI EX CIPE
Abruzzo	17	14	4		12.851	66.959	758.367	
Basilicata			1				587.517	
Calabria	289	87			1.148.439	700.300		
Campania	351	26	5	3	1.705.730	469.013	2.130.370	1.112.263
Emilia Romagna	1	3	17		2.300	6.887	4.366.579	
Friuli Venezia Giulia		3	8			1.472	928.245	
Interregionale Lemene			2				154.800	
Lazio	114	28	4	2	328.096	172.946	4.900.806	19.293
Liguria	63	6	2	2	126.717	111.876	1.091.665	153.760
Lombardia	87	265	13	6	284.333	803.627	6.629.682	359.997
Marche	2	19	14		1.108	32.198	1.525.976	
Molise	135			1	280.331			32.500
Piemonte	79	40	25		74.588	28.103	4.337.416	
Puglia	27		1				4.060.595	
Sardegna	30	1	1		62.262	2.894	1.596.242	
Sicilia	237	33	3		1.915.616	2.074.704	780.704	
Toscana	1	0	7		1.194		3.543.661	
Umbria			3				902.477	
Valle d'Aosta								
Veneto	5		16		10.502		4.534.685	
TOTALE	1.438	525	126	14	5.954.067	4.470.979	42.829.787	1.677.813
		2.103				54.932.646		

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

TAV. 5.2

Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per gli anni 2014 e 2015

REGIONE	GESTIONI INTERESSATE DA APPROVAZIONI TARIFFARIE 2014-2015 (N.)			POPOLAZIONE INTERESSATA DA APPROVAZIONI TARIFFARIE 2014-2015 (ABITANTI)		
	TETA 0,9	TETA 1	SCHEMI REGOLATORI	TETA 0,9	TETA 1	SCHEMI REGOLATORI
Abruzzo	26	4	5	23.521	1.927	822.389
Basilicata			1			547.385
Calabria	290	86	0	1.149.849	698.890	
Campania	372	9	8	1.892.090	39.147	2.678.179
Emilia Romagna	2	2	17	3.601	5.586	4.358.758
Friuli Venezia Giulia		3	7		1.472	930.318
Interregionale Lemene			2			154.800
Lazio	99	39	4	274.818	141.572	4.543.640
Liguria	70	42	3	169.899	226.950	1.219.076
Lombardia	95	13	14	257.000	176.177	7.188.367
Marche	2	18	14	1.108	25.301	1.536.240
Molise	135		1	280.331		32.500
Piemonte	99	17	26	92.093	8.230	4.374.668
Puglia	27		1			4.020.077
Sardegna	30	1	1	62.262	2.894	1.596.242
Sicilia	266	22	5	2.459.465	1.194.716	1.180.607
Toscana	1		7	1.194		3.493.793
Umbria			3			905.340
Valle d'Aosta	58	2	1	71.085	723	35.050
Veneto	5		16	10.502		4.426.373
TOTALE	1.577	258	136	6.748.818	2.523.585	44.043.802
		1.971			53.316.205	

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Con particolare riferimento al biennio appena trascorso, come riportato nella menzionata tavola 5.2, le determinazioni tariffarie per gli anni 2014 e 2015, deliberate dall'Autorità alla data del 23 maggio 2016, riguardano 1.971 gestioni, interessando 53.316.205 abitanti⁵. In particolare si rileva che:

- per 136 gestioni, che servono 44.043.802 abitanti, residenti in 5.556 comuni, è stato approvato il relativo schema regolatorio

– composto dall'aggiornamento del Programma degli interventi (PdI), del PEF e della convenzione di gestione – proposto dai soggetti competenti, previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra gli obiettivi specifici dai medesimi fissati, gli interventi programmati per il periodo 2014-2017 e il moltiplicatore tariffario teta (Θ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio. I provvedimenti di approvazione dello specifico

⁵ Con riferimento al biennio 2012-2013, le gestioni interessate da provvedimenti di approvazione da parte dell'Autorità sono 2.103, con una popolazione servita di 54.932.646 abitanti (Tav. 5.1).

schema regolatorio, adottati dall'Autorità, interessano il 95% della popolazione del Nord-Est, il 90% dei residenti nell'Italia Centrale e l'81% degli abitanti del Nord-Ovest, mentre la copertura nelle aree del Sud e delle Isole si attesta, rispettivamente, al 58% e al 42% (Fig. 5.1);

- per 258 gestioni, che erogano il servizio a 2.523.585 abitanti residenti, è stata disposta l'invarianza dei corrispettivi, escludendo gli stessi dall'aggiornamento tariffario ai sensi dell'art. 7 della delibera 643/2013/R/idr e ponendo il moltiplicatore tariffario pari a 1. In termini di popolazione, le decisioni di blocco

dei corrispettivi incidono in modo più rilevante nelle Isole, riguardando il 18% dei residenti;

- per 1.577 gestioni, che non hanno inviato, in tutto o in parte, i dati, gli atti e le informazioni richiesti ai fini tariffari, le tariffe sono state determinate d'ufficio ponendo il moltiplicatore tariffario pari a 0,9, ai sensi del comma 5.7 della delibera 643/2013/R/idr, interessando 6.748.818 abitanti. Le determinazioni di decurtazione del 10% dei corrispettivi riguardano, in particolare, il 38% della popolazione residente nelle Isole e il 24% degli abitanti del Sud.

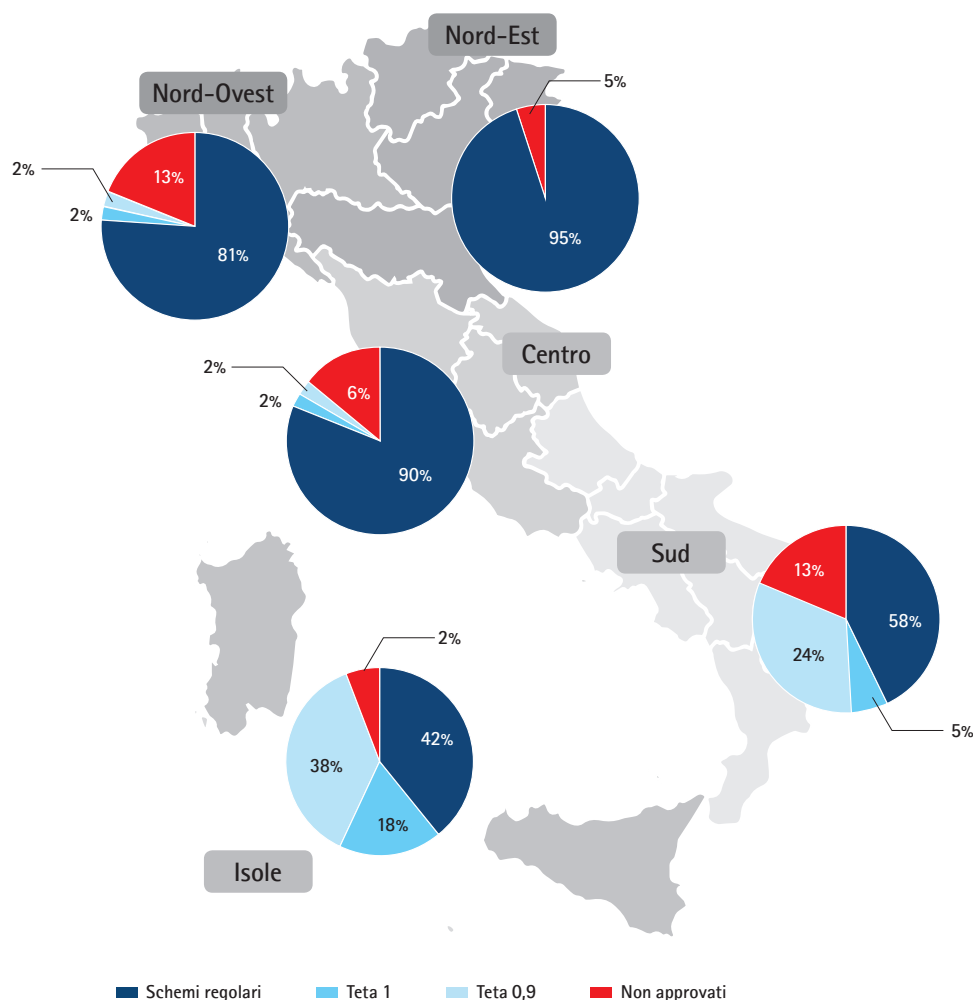


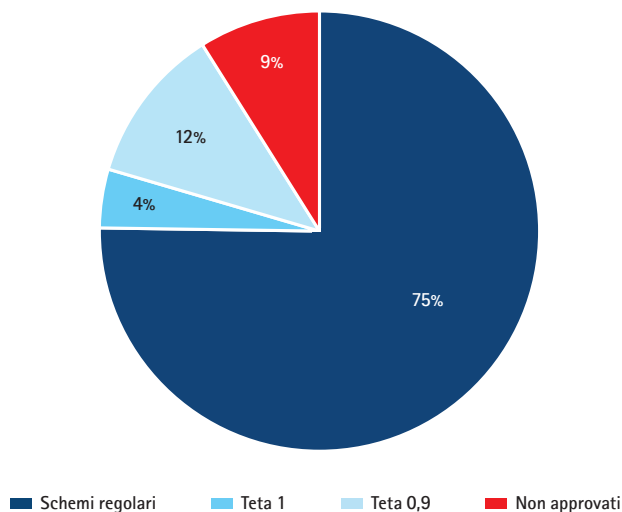
FIG. 5.1

Copertura per macroarea geografica della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie e dalle determinazioni d'ufficio dell'Autorità

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.2

Copertura a livello nazionale della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie e dalle determinazioni d'ufficio dell'Autorità



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Come sintetizzato dalla figura 5.2, i provvedimenti di approvazione a oggi adottati dall'Autorità riguardano gestioni che erogano il servizio al 91% della popolazione nazionale⁶. Con riferimento alle gestioni per le quali l'Autorità non ha ancora adottato le proprie determinazioni, si rammentano:

- le realtà in cui le predisposizioni tariffarie in parte si sovrappongono al processo di riordino gestionale teso a perseguire l'unicità della gestione del servizio idrico integrato in attuazione delle norme del citato decreto "Sblocca Italia": si fa riferimento ad alcune situazioni presenti in Lombardia (ATO-Varese e ATO-Brescia), nel Lazio (ATO-Viterbo e Rieti), in Campania (in particolare ATO Napoli-Volturno);
- le proposte tariffarie per i casi in cui sono in corso procedimenti sanzionatori collegati al calcolo delle componenti del vincolo ai ricavi del gestore (VRG): ATO-Mantova e ATO-Gorizia;
- le proposte presentate per le gestioni assoggettate a procedure concorsuali di crisi d'impresa (di tipo fallimentare, quali Acque Potabili Siciliane e SAI 8, o in ambito di concordato preventivo, come ACA Pescara).

Effetti della regolazione per schemi regolatori

Come accennato nel precedente paragrafo, sulla base dell'impostazione assunta nell'MTI per gli anni 2014 e 2015, di cui alla delibera 643/2013/R/idr, per 136 gestioni (che servono 44.043.802 abitanti) l'Autorità ha approvato il relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, con un incremento medio delle

tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 6,47% nel 2014 e al 5,86% nel 2015, a fronte di un ammontare di investimenti pianificati per il quadriennio 2014-2017 pari a 5.797.156.103 €. Nel dettaglio, come rappresentato nella tavola 5.3 e nella figura 5.3, si rileva che:

⁶ È esclusa la popolazione del Trentino Alto Adige, in quanto per i gestori del servizio idrico integrato che esercitano l'attività nelle province autonome di Trento e Bolzano, a seguito della sentenza della Corte costituzionale n. 233/2013, non trova applicazione l'MTI.

- per 54 gestioni, le amministrazioni competenti hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato, collocandosi nel Quadrante I e nel Quadrante II della matrice di schemi regolatori. Nel rispetto del limite di prezzo fissato pari al 6,5%, per 11.915.836 abitanti è stato approvato un incremento tariffario medio annuo del 5,5% nel 2014 e del 4,5% nel 2015, a fronte di un contenuto fabbisogno di investimenti (rispetto alla *Regulatory Asset Base* – RAB, esistente), quantificato in 1.565.095.771 € fino al 2017;
- per 82 gestioni, le amministrazioni competenti hanno programmato un elevato fabbisogno di investimenti rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni pregresse, collocandosi nel Quadrante III o nel Quadrante IV. Nel rispetto del limite di prezzo del 9,0%, per 32.127.966 abitanti è stato deliberato un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 6,8% nel 2014 e al 6,4% nel 2015, a fronte di un rilevante fabbisogno di investimenti (rispetto alla RAB esistente), quantificato in 4.232.060.332€ fino al 2017.

TAV. 5.3

Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie per il 2014 e il 2015, in relazione al fabbisogno di investimenti

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	QUADRANTI I E II		INVESTIMENTI 2014-2017 (€)
			VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA		
			2014	2015	
Valle d'Aosta	1	35.050		6,5%	2.409.200
Piemonte	8	1.121.536	5,7%	5,3%	131.197.903
Liguria	3	1.219.076	6,5%	6,4%	189.907.535
Lombardia	3	2.069.807	6,5%	6,5%	268.667.451
Veneto	9	2.112.225	3,3%	4,6%	225.773.560
Friuli Venezia Giulia	1	229.092	4,6%	4,1%	61.136.641
Lemene - ATO interregionale					
Emilia Romagna	14	3.691.183	6,3%	2,8%	577.699.574
Toscana	1	264.242	5,2%	6,5%	28.623.044
Umbria	1	232.892	6,4%	4,5%	20.666.462
Marche	7	280.947	3,3%	5,2%	26.492.873
Lazio					
Abruzzo	2	358.550	1,1%	1,5%	29.765.846
Molise	1	32.500	3,5%	5,8%	8.450
Campania	3	268.736	6,4%	0,1%	2.747.232
Basilicata					
Puglia					
Sicilia					
Sardegna					
TOTALE	54	11.915.836	5,5%	4,5%	1.565.095.771

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

TAV. 5.3 - SEQUE

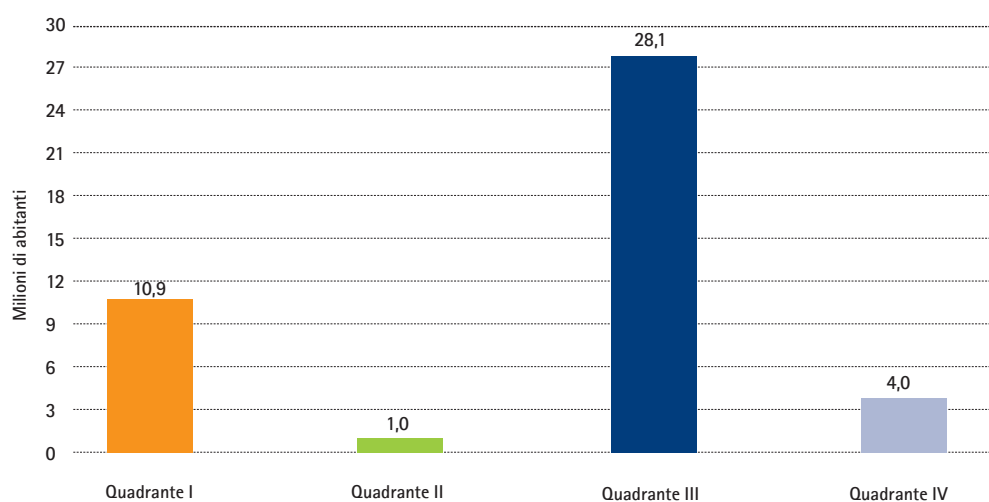
Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie per il 2014 e il 2015, in relazione al fabbisogno di investimenti

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	QUADRANTI III E IV		INVESTIMENTI 2014-2017 (€)
			VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA		
			2014	2015	
Valle d'Aosta					
Piemonte	18	3.253.132	6,9%	6,4%	441.620.930
Liguria					
Lombardia	11	5.118.560	6,4%	4,9%	652.457.142
Veneto	7	2.314.148	7,7%	7,9%	298.814.757
Friuli Venezia Giulia	6	701.226	4,8%	4,3%	108.304.507
Lemene – ATO interregionale	2	154.800	6,5%	6,1%	44.160.000
Emilia Romagna	3	667.575	6,9%	6,8%	125.596.130
Toscana	6	3.229.551	5,3%	6,4%	769.224.284
Umbria	2	672.448	4,6%	5,8%	64.881.854
Marche	7	1.255.293	6,3%	6,8%	228.582.543
Lazio	4	4.543.640	8,7%	7,8%	812.580.771
Abruzzo	3	463.839	7,2%	7,2%	44.459.347
Molise					
Campania	5	2.409.443	8,8%	8,7%	86.091.729
Basilicata	1	547.385	2,0%		22.174.880
Puglia	1	4.020.077	6,5%	6,5%	343.399.945
Sicilia	5	1.180.607	5,3%	3,4%	108.006.883
Sardegna	1	1.596.242	7,3%	3,3%	81.704.630
TOTALE	82	32.127.966	6,8%	6,4%	4.232.060.332

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.3

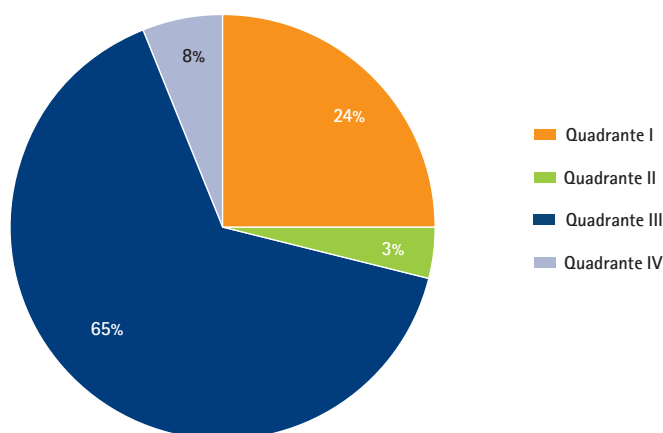
Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.4

Investimenti programmati per Quadrante della matrice di schemi regolatori



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Gli specifici schemi regolatori, a oggi approvati, confermano, dunque, il principale presupposto che ha orientato l'Autorità nell'adozione della nuova regolazione idrica: la rilevante esigenza di investimenti, rispetto allo stock di infrastrutture realizzato in passato e incluso nella RAB del settore. Infatti, gli Enti di governo dell'ambito hanno predisposto, per la maggioranza delle gestioni (82 su 136), schemi che prevedono una significativa spesa per investimenti, collocandosi nel Quadrante III (nel quale ricade il 65% della spesa per investimenti pianificata negli specifici schemi regolari approvati dall'Autorità) e nel Quadrante IV della matrice di schemi (Fig. 5.4).

Composizione del vincolo ai ricavi del gestore

Le decisioni di approvazione degli specifici schemi regolatori assunte dall'Autorità (alla data del 23 maggio 2016) portano a quantificare, per l'anno 2015, un VRG complessivamente pari a 6,4 miliardi di euro⁷: la figura 5.5 – confermando sostanzialmente il dato ottenuto con riferimento all'anno 2014 – mostra come il 72% dei costi ritenuti ammissibili a fini tariffari sia destinato alla

copertura dei costi operativi (distinti tra costi operativi endogeni (efficientabili) $Opex_{end}$, 45%, e costi operativi aggiornabili⁸ $Opex_{ajl}$, 27%) e il 21% sia destinato alla copertura dei costi delle immobilizzazioni, $Capex$.

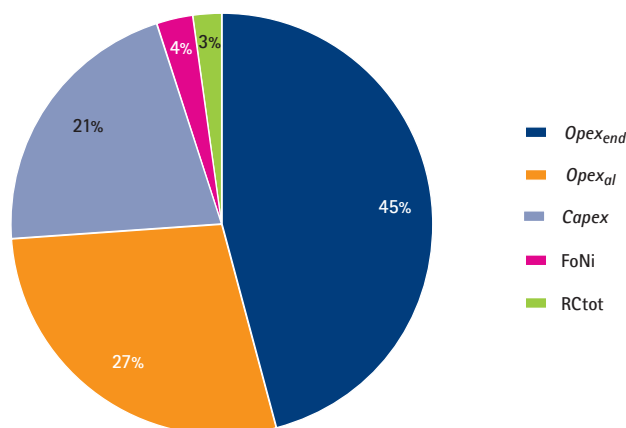
Nella figura 5.6 si fornisce una rappresentazione della composizione del VRG per volumi erogati nelle diverse aree del Paese. A livello nazionale, si riscontra un VRG per metro cubo erogato, pari a 1,77 €/m³, compreso tra un valore minimo di 1,43 €/m³ nel Nord-Ovest e un valore massimo di 2,12 €/m³ nel Centro. In particolare, si segnala l'incidenza più contenuta della voce afferente ai costi operativi (data dalla somma di $Opex_{end}$ e $Opex_{ajl}$) nell'area Nord-Ovest (con 1,03 €/m³), mentre la maggior quota di VRG destinata alla copertura dei costi delle immobilizzazioni si registra nel Centro (0,54 €/m³). Una esaustiva valutazione delle grandezze economiche riportate nella figura 5.6 richiederebbe, tuttavia, una serie di approfondimenti specifici in ordine alle caratteristiche geomorfologiche e demografiche dei territori interessati, nonché una verifica sulle grandezze tecniche, inclusi i valori di consumo per utente e la loro dinamica.

⁷ Il dato si riferisce a 128 delle 136 gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione dei pertinenti schemi regolatori da parte dell'Autorità. Sono state escluse dall'analisi le gestioni con riguardo alle quali l'Autorità ha prescritto ai soggetti competenti un riallineamento del PEF in conseguenza delle rettifiche dalla medesima compiute alla predisposizione tariffaria in sede di approvazione.

⁸ I costi operativi aggiornabili ($Opex_{ajl}$) comprendono i costi dell'energia elettrica, i costi degli acquisti all'ingrosso, nonché altre componenti di costo operativo (tra cui spese di funzionamento dell'Ente di governo dell'ambito, oneri di morosità calcolati in modo parametrico secondo quanto disposto dall'Autorità e oneri locali).

FIG. 5.5

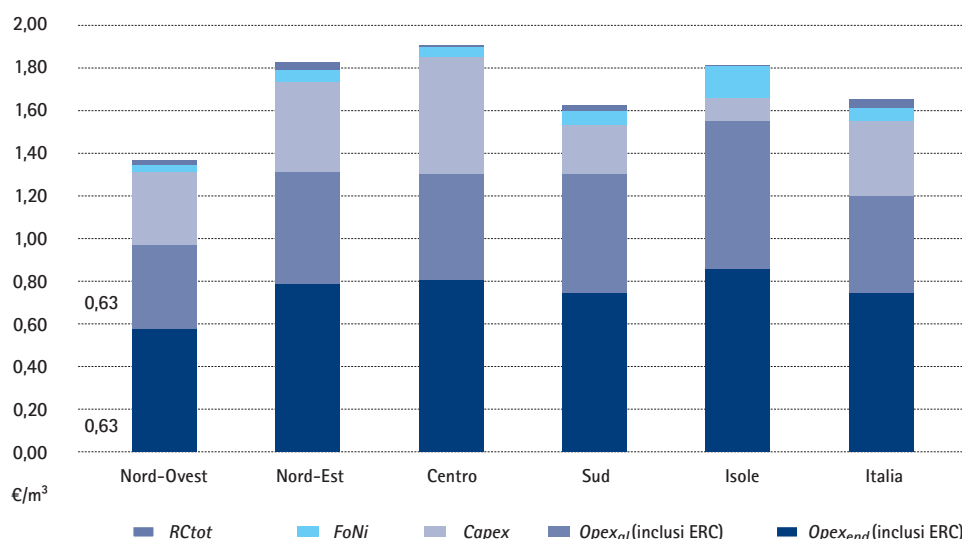
Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2015



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.6

Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per macroarea geografica nel 2015



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Si noti che nelle figure 5.5 e 5.6 i dati riferiti ai costi operativi includono anche i costi ambientali e della risorsa (*ERC*²⁰¹⁵). Come dettagliato nel Volume II della presente *Relazione Annuale*, con la delibera 23 dicembre 2014, 662/2014/R/idr, l'Autorità ha disposto di dar seguito all'individuazione degli *ERC*, avviata con la delibera 643/2013/R/idr, e ne ha previsto l'esplicitazione, per l'anno 2015, nel VRG, a invarianza dello stesso. L'Autorità, inoltre,

ha previsto che i soggetti competenti esplicitassero i costi ambientali e della risorsa – quantificando la componente *ERC*²⁰¹⁵ per ciascuna gestione e rideterminando contestualmente le componenti del VRG in cui i costi ambientali e della risorsa fossero già stati eventualmente ricompresi – e trasmettessero all'Autorità i dati e le informazioni a tal fine rilevanti, secondo le modalità definite nella determina 4/2015 – DSID del 31 marzo 2015.

La richiamata raccolta dati ha consentito di esplicitare, in questa prima fase della ricognizione, un costo ambientale e della risorsa pari a 346 milioni di euro, ripartiti come segue:

- 89,6 milioni di euro (dettagliati nella tavola 5.4) precedentemente ricompresi tra gli oneri locali; detto ammontare rappresenta la quota parte degli oneri locali (canoni di derivazione e sottomissione idrica, contributi per consorzi di bonifica, contributi a comunità montane, oneri per aree di salvaguardia e altri oneri locali) che può essere ricondotta a iniziative di tutela e protezione della risorsa idrica;
- 256,6 milioni di euro, precedentemente quantificati tra gli altri costi operativi; l'importo in questione rappresenta la quota parte dei costi operativi (soprattutto costi della depurazione) che può essere considerata costo ambientale in quanto costo diretto delle misure intraprese per il ripristino dello stato ambientale precedente all'utilizzo della risorsa. Detto ammontare è stato determinato dall'Autorità attraverso una stima dei costi operativi attribuibili ai costi ambientali e della risorsa, effettuata su un campione significativo di gestori dotati di infrastrutture adeguate allo svolgimento dell'attività di depurazione che erogano il servizio a oltre 17 milioni di abitanti (Tav. 5.5).

REGIONE	ERC ²⁰¹⁵ EX ONERI LOCALI (€)	COPERTURA DELLA POPOLAZIONE
Abruzzo	1.109.582	93%
Basilicata	107.157	95%
Calabria	n.d.	-
Campania	458.885	48%
Emilia Romagna	6.456.754	100%
Friuli Venezia Giulia	843.857	87%
Lazio	15.300.286	86%
Liguria	1.501.227	100%
Lombardia	2.999.373	93%
Marche	1.498.858	99%
Molise	n.d.	-
Piemonte	25.660.404	100%
Puglia	21.463.278	99%
Sardegna	54.841	98%
Sicilia	69.985	16%
Toscana	6.895.528	96%
Umbria	306.854	84%
Valle d'Aosta	n.d.	-
Veneto	4.911.801	91%
ITALIA	89.638.671	79%

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

TAV. 5.4

Oneri locali esplicitati come ERC²⁰¹⁵ dai soggetti competenti

TAV. 5.5

Altri costi operativi
esplicitabili come ERC²⁰¹⁵
Stima dell'Autorità su un campione
di gestori

REGIONE	ERC ²⁰¹⁵ EX ALTRI COSTI OPERATIVI (€)	COPERTURA DELLA POPOLAZIONE
Piemonte	45.296.605	51%
Lombardia	67.873.258	44%
Veneto	12.150.897	11%
Emilia Romagna	4.508.976	8%
Toscana	17.558.339	34%
Lazio	57.418.481	63%
Puglia	33.147.114	99%
Sardegna	18.645.601	97%
TOTALE	256.599.271	30%

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Criticità emerse nel primo periodo regolatorio

Un'analisi *cross section* per l'anno 2015, su un panel di 119 gestori del servizio idrico integrato, con una popolazione servita complessiva di oltre 42 milioni di abitanti, può permettere di approfondire alcuni elementi critici.

In particolare, si evidenziano costi delle immobilizzazioni (*Capex*) – che, come in precedenza riportato, incidono in media per il 21% sul VRG – caratterizzati da rilevanti differenze spiegabili per area geografica, con valori estremamente ridotti per il Sud e le Isole (con un peso, rispettivamente, del 13% e del 7% sul VRG), a dimostrazione di una valorizzazione delle immobilizzazioni esistenti estremamente limitata (15,44 €/abitante per il Sud e 9,25 €/abitante per le Isole, a fronte di un dato medio nazionale di 27,98 €/abitante) (Fig. 5.7).

La limitata incidenza dei costi delle immobilizzazioni appare riconducibile a una sottostima del valore della RAB del settore. Infatti, i valori delle infrastrutture esistenti, dichiarati nell'anno 2013, risultano sottostimati rispetto alla loro reale consistenza (Fig. 5.8), soprattutto se messi in relazione con la lunghezza delle reti di acquedotto e fognatura e con il numero degli impianti di depurazione che gli operatori dichiarano di gestire. Considerando i parametri rilevati in altri settori di pubblica utilità regolati dall'Autorità, quali distribuzione di energia elettrica o di gas naturale, il rapporto tra il costo unitario per km di rete riconosciuto nella RAB totale di settore e quello relativo alla costruzione a nuovo di un km di rete, risulta generalmente

attorno a un valore di 0,4; una valutazione analoga riferita al servizio idrico integrato, comprendente sia la RAB dei gestori sia quella dichiarata dai c.d. "proprietari", porta a quantificare un valore inferiore allo 0,1, con differenze significative tra aree del Paese.

Una simile situazione di deficit infrastrutturale può derivare da molteplici cause: oltre a valori ridotti che sono stati originati da ritardi nell'esecuzione o da rinvii nella programmazione degli interventi, anche a causa della mancanza delle necessarie coperture finanziarie, si deve considerare pure la carenza di informazioni e atti necessari a dimostrarne la consistenza.

Peraltro, una analisi dell'incidenza tariffaria della componente *FoNi* – introdotta al fine di promuovere gli investimenti in quelle realtà che, stratificando le realizzazioni effettuate sulla base di contributi pubblici, evidenziano l'esigenza di mantenere o ammodernare una sistema di infrastrutture più oneroso di quanto riconosciuto dalla tariffa – sembra supportare l'osservazione esposta in precedenza. Considerando solo le parti del *FoNi* che si riferiscono alle immobilizzazioni già realizzate (AMM_{FoNi} e $\Delta CUIT_{FoNi}$) emerge che la loro incidenza tariffaria risulta inferiore, in modo significativo, nell'area del Sud e delle Isole, ovvero proprio dove appare maggiormente necessaria l'individuazione di modalità per garantire investimenti in uno scenario di finanza pubblica che superi le tradizionali forme di contribuzione a fondo perduto. L'analisi delle componenti di costo e dei dati raccolti dall'Autorità ha permesso di analizzare ulteriori elementi utili alla spiegazione delle dinamiche

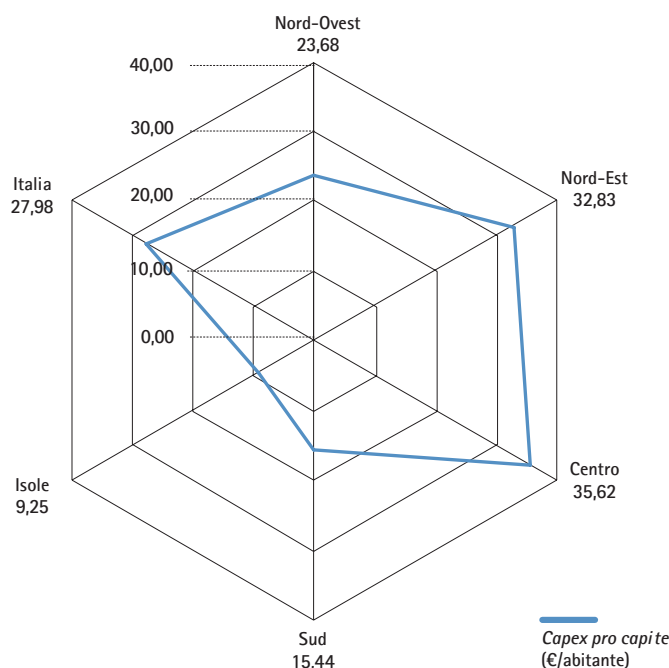


FIG. 5.7

Capex pro capite per macroarea nel 2015

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

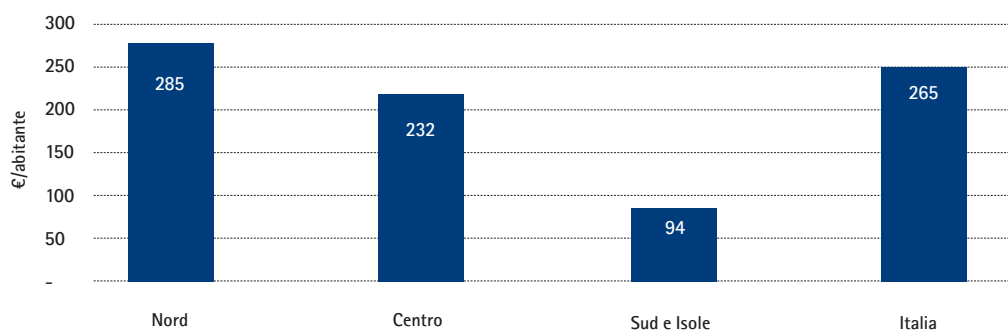


FIG. 5.8

RAB pro capite per macroarea

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

tariffarie. Nei contesti gestionali considerati, distribuiti nelle macroaree del Paese (Nord-Ovest, Nord-Est, Centro, Sud e Isole), si evidenziano differenziazioni, talvolta superiori alle attese. In particolare, i costi operativi (*Opex*) – che, come anticipato, rappresentano la voce più significativa del VRG, con un'incidenza media del 72% – mostrano un divario consistente tra i relativi valori minimi e valori massimi, sia se rapportati

ai volumi erogati sia in termini *pro capite* (differenze peraltro che, diversamente dai *Capex*, non sono riconducibili all'area geografica).

Come desumibile dalla figura 5.9, infatti, il valore medio unitario degli *Opex* a livello nazionale, pari a 1,45 €/m³, risulta compreso tra un minimo di 0,47 €/m³ e un massimo di 2,80 €/m³.

FIG. 5.9

Opex per volumi erogati nel 2015

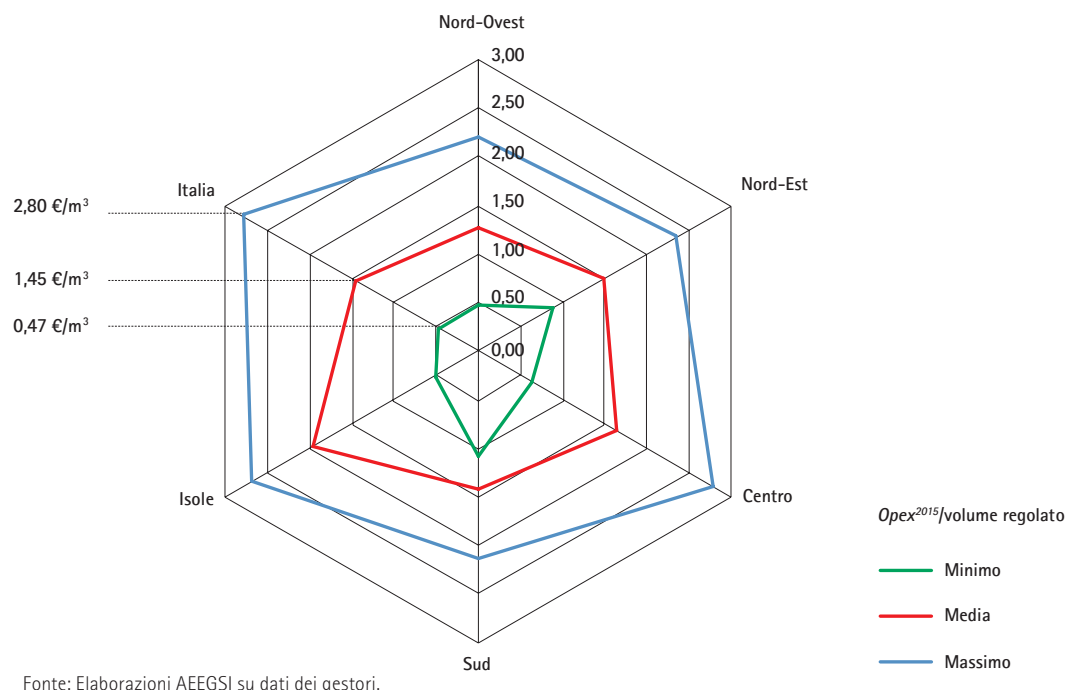
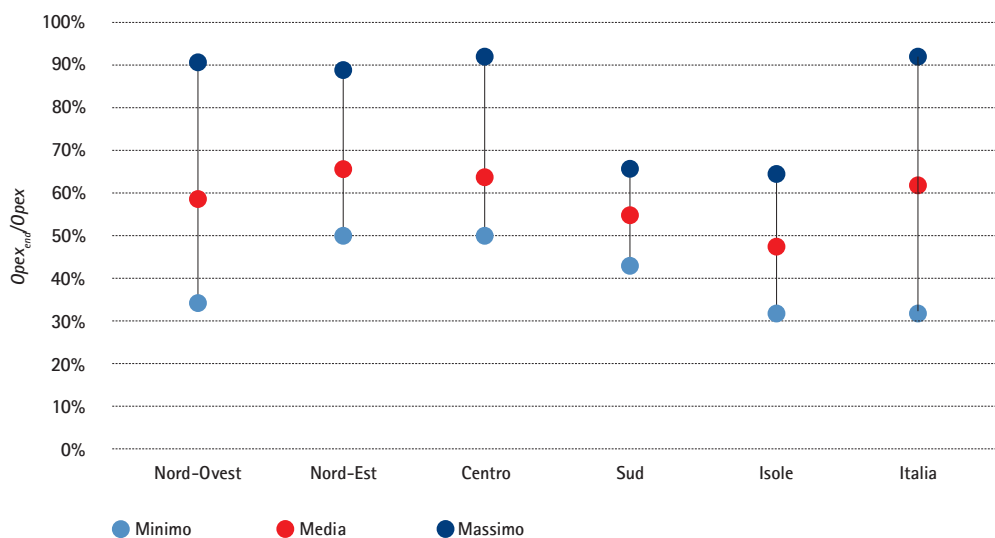


FIG. 5.10

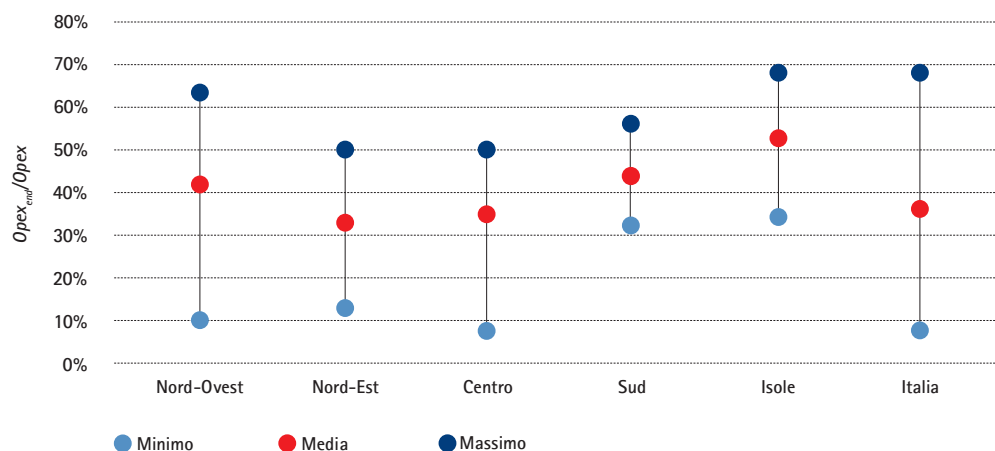
Incidenza dei costi operativi endogeni sugli Opex nel 2015



Inoltre, la composizione degli *Opex* evidenzia una forte variabilità del peso degli *Opex_{END}* sul totale (con valori che, a fronte di un dato medio nazionale del 62%, variano dal 31% al 91%) (Fig. 5.10) e dell'incidenza degli *Opex_{OI}* sul totale (con un valore medio nazionale del 38%, compreso tra un minimo del 9% e un massimo del 69%) (Fig. 5.11).

Si ritiene utile precisare che le risultanze descritte sono state elaborate espungendo i c.d. *outlier*, ovvero quelle osservazioni che

presentavano valori anomali e quindi tali da richiedere ulteriori verifiche. In sintesi, a conclusione del primo periodo regolatorio, sembrano emergere due elementi significativi: i) una ridotta valorizzazione della RAB rispetto alle possibili esigenze di investimento; ii) una estrema eterogeneità nei valori dei costi operativi, che appare solo parzialmente spiegabile attraverso le specificità geomorfologiche dei territori serviti o con riferimento ai modelli gestionali adottati.



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.11

Incidenza dei costi operativi aggiornabili sugli Opex

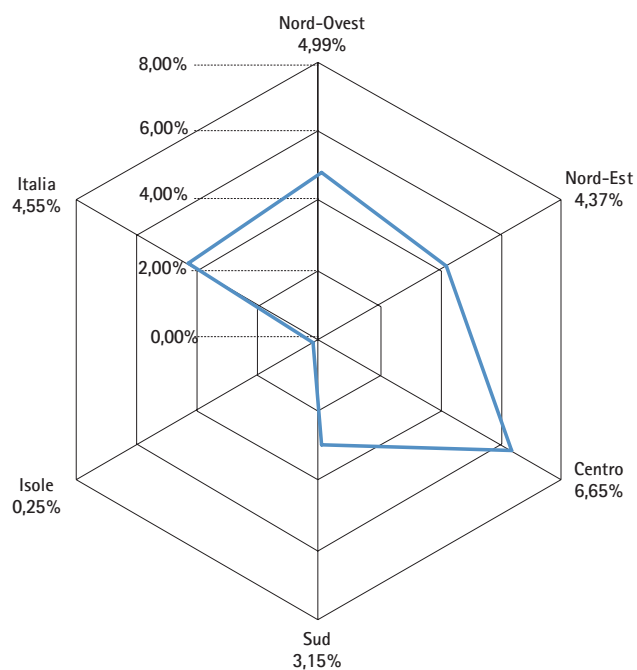
Variazioni tariffarie e investimenti programmati

Nel complesso, i provvedimenti dell'Autorità – aventi a oggetto l'approvazione di proposte tariffarie, le determinazioni d'ufficio e l'esclusione dall'aggiornamento – portano a quantificare, a livello nazionale, una variazione media dei corrispettivi applicati all'utenza, rispetto all'anno precedente, pari al 4,34% nel 2014 e al 4,55% nel 2015. Le variazioni registrate nelle diverse aree del Paese sono eterogenee: considerando, a titolo esemplificativo, l'annualità 2015, si segnala un incremento delle tariffe pari al 6,65% nel Centro, al 4,99% nel Nord-Ovest e al 4,37% nel Nord-Est. Nelle aree del Sud e delle Isole – le cui gestioni, come visto in precedenza, sono state interessate in modo più rilevante dalle determinazioni tariffarie d'ufficio dell'Autorità – si segnalano le variazioni tariffarie più contenute (con un aumento del 3,15% nel Sud e una sostanziale invarianza nelle Isole) (Fig. 5.12).

Come già evidenziato nella *Relazione Annuale 2015*, i dati rivelano incrementi tariffari più elevati nelle macroaree del Paese in cui i soggetti competenti hanno programmato, per il periodo 2014-2017, una maggiore spesa *pro capite* per investimenti da finanziare attraverso tariffa. Tale valore risulta pari a 186 €/abitante nel Centro, a 135 €/abitante nel Nord-Est e a 131 €/abitante nel Nord-Ovest (Fig. 5.13). Appaiono, invece, più contenute le risorse destinate dalla tariffa agli interventi infrastrutturali nel Sud e nelle Isole, aree in cui, nel quadriennio considerato, sono stati, rispettivamente, programmati investimenti pari a 67 €/abitante e a 68 €/abitante. In più occasioni, tuttavia, si è sottolineato come in una serie di realtà analizzate con riferimento a queste aree del Paese, si sia riscontrata una apprezzabile disponibilità di fondi pubblici da destinare alle infrastrutture idriche, sebbene non sia stato ancora possibile verificare l'efficacia di simili previsioni.

FIG. 5.12

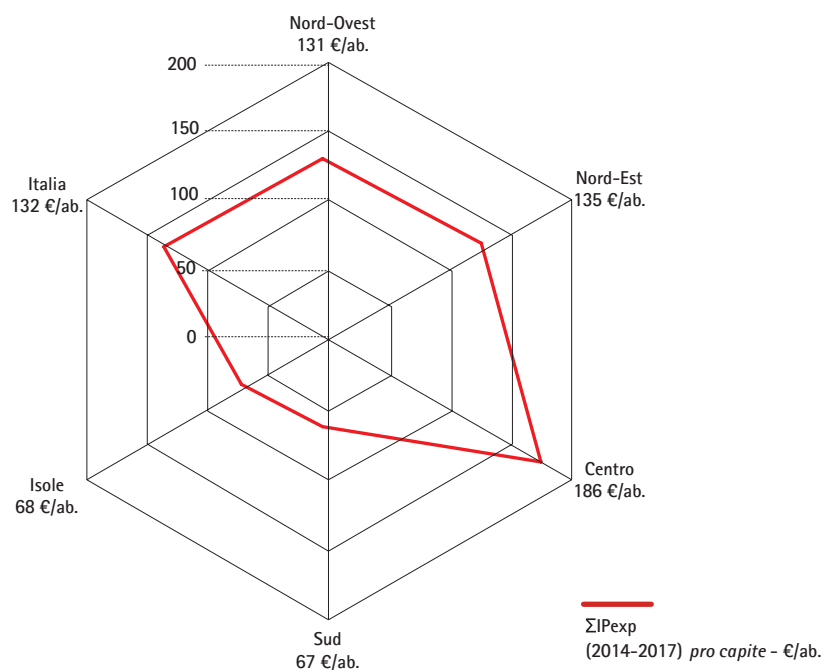
Variazione media per macroarea dei corrispettivi applicati all'utenza



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.13

Investimenti pro capite per macroarea pianificati per il quadriennio 2014-2017 rispetto alla RAB esistente



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Considerando, poi, il valore *pro capite* del totale degli investimenti programmati per le sole annualità 2014 e 2015 (che possono riferirsi a opere in fase di realizzazione), pari in media a 66 €/abitante, la tavola 5.6 indica la distribuzione territoriale delle venti gestioni (che servono complessivamente 4.448.943 abitanti) per le quali la spesa per interventi infrastrutturali supera i 100 €/abitante nel biennio considerato. Si rammenta che l'Autorità – all'art. 13 dell'Allegato A alla delibera 643/2013/R/idr – ha previsto l'effettuazione di specifici controlli in ordine all'effettiva realizzazione degli investimenti pianificati nell'ambito delle predisposizioni tariffarie per le annualità 2014 e 2015.

Nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, è stato sottolineato come «gli investimenti quantificati (al netto dei contributi pubblici) – in particolare per gli anni 2014 e 2015 – [...] evidenzino una crescita rispetto agli investimenti consuntivati [...] per il biennio 2012-2013. Nel complesso,

con riferimento a circa 2/3 della popolazione nazionale, la spesa per investimenti in infrastrutture idriche passa da 961 milioni di euro nel 2012 a 1,49 miliardi di euro nel 2015, con un incremento complessivo del 55% tra le due annualità considerate». Con riferimento agli operatori interessati dall'analisi richiamata, la tavola 5.7 riporta il numero di gestioni – indicandone la distribuzione geografica – la cui spesa per investimenti in infrastrutture idriche è aumentata, tra il 2012 e il 2015, di oltre il 100%. Si noti come detti operatori abbiano, in termini di popolazione residente servita, una maggiore incidenza in Lombardia, Veneto e Friuli Venezia Giulia, regioni con riferimento alle quali i programmi degli interventi trasmessi all'Autorità dai soggetti competenti hanno di sovente rappresentato la necessità di investimenti per il superamento delle procedure di infrazione da parte della Commissione europea per mancato rispetto degli standard fissati dalla direttiva 1991/271/CE, in ordine al trattamento delle acque reflue urbane.

REGIONE	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE SERVITA (AB.)	COPERTURA DELLA POPOLAZIONE
Piemonte	2	11.056	0,3%
Lombardia	2	365.022	3,8%
Veneto	4	241.603	5,0%
Friuli Venezia Giulia	3	300.548	24,7%
Emilia Romagna	1	468.942	10,8%
Toscana	5	2.870.574	78,3%
Marche	2	105.321	6,8%
Abruzzo	1	85.877	6,6%
TOTALE	20	4.448.943	7,5%

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

TAV. 5.6

Distribuzione delle gestioni con i più elevati valori pro capite di investimenti programmati per il biennio 2014-2015

REGIONE	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE SERVITA (AB.)	COPERTURA DELLA POPOLAZIONE
Liguria	1	209.537	13,4%
Piemonte	6	223.704	5,1%
Lombardia	11	7.027.464	72,4%
Veneto	10	1.974.969	40,7%
Friuli Venezia Giulia	7	787.625	64,7%
Emilia Romagna	2	4380	0,1%
Marche	2	53.712	3,0%
Abruzzo	1	63.704	5,0%
TOTALE	40	10.345.095	17,0%

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

TAV. 5.7

Distribuzione delle gestioni che hanno raddoppiato il valore degli investimenti in infrastrutture idriche tra il 2012 e il 2015

Spesa media dell'utenza domestica per il servizio idrico integrato

Sulla base delle informazioni fornite da un campione di 150 gestori – che erogano il servizio su un territorio in cui risiedono 30 milioni di abitanti – è possibile condurre un approfondimento sulla spesa media per il servizio idrico integrato sostenuta, nel 2015, da un'utenza tipo, rappresentata da una famiglia di tre persone, ipotizzando un consumo annuo pari a 150 m³.

In alcuni casi, le richiamate gestioni applicano tariffe differenziate sul territorio servito, potendosi quindi riscontrare più bacini tariffari riferiti a un medesimo operatore. Circa un terzo delle gestioni considerate, infatti, risulta aver ripartito il territorio gestito in due o più bacini tariffari (Tav. 5.8). Nell'analisi che segue è stato selezionato, per tali operatori, il bacino tariffario corrispondente al capoluogo di Provincia. Considerando le diverse voci che compongono il corrispettivo pagato dagli utenti – ossia: i) le quote variabili (proporzionali al

consumo) relative ai servizi di acquedotto, fognatura e depurazione; ii) l'eventuale quota fissa; iii) le imposte (l'IVA al 10%) –, la spesa media annua sostenuta dall'utenza domestica con consumo di 150 m³ (Tav. 5.9) si attesta, a livello nazionale, a un valore pari a 249 €/anno (circa 1,67 € per metro cubo consumato), con un valore più contenuto nel Nord-Ovest (200 €/anno) e più elevato nel Centro (310 €/anno).

Dalle analisi condotte, è emersa una eterogeneità nella composizione della spesa: infatti, se in media il 90% della bolletta idrica è imputabile alla quota variabile, in alcuni casi la quota fissa raggiunge anche livelli superiori al 40%.

Inoltre si rileva che, in media, il livello di spesa per un consumo annuale di 150 m³ appare idoneo a finanziare circa la metà degli investimenti programmati per il periodo 2014-2017, con valori che oscillano tra circa il 26-31% (riscontrati, rispettivamente, per il Sud e le Isole) e il 60-66% (rispettivamente, nel Centro e nel Nord-Ovest).

TAV. 5.8

Numero di bacini tariffari per gestore

NUMERO DI BACINI TARIFFARI	NUMERO DI GESTIONI DEL PANEL DI RIFERIMENTO
1	97
2	20
3	7
4	11
5	3
6	4
7 e oltre	8
TOTALE	150

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

TAV. 5.9

Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2015

Consumi annuali di 150 m³

AREA GEOGRAFICA	SPESA MEDIA PER CONSUMO DI 150 m ³ (€/ANNO)	ΣIPEXP (2014-2017) PRO CAPITE (€/ABITANTE)	ΣIPEXP/SPESA MEDIA
Nord-Ovest	200	131	0,66
Nord-Est	263	135	0,51
Centro	310	186	0,60
Sud	219	67	0,31
Isole	261	68	0,26
ITALIA	249	132	0,53

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Prime approvazioni tariffarie per il secondo periodo regolatorio 2016-2019

Le risultanze relative al primo periodo regolatorio in precedenza sinteticamente descritte – confermando la presenza di situazioni gestionali estremamente eterogenee tra le diverse aree del Paese, con rilevanti effetti in termini di sostenibilità economica e sociale delle tariffe – hanno suggerito la necessità di introdurre misure specifiche sulle componenti tariffarie (e in particolare sui costi operativi), prevedendo il rafforzamento di quelle tese a promuovere l'efficienza nella produzione dei servizi, con l'obiettivo generale di perseguire una progressiva convergenza che conduca le diverse realtà gestionali a una situazione progressivamente uniforme sul territorio nazionale.

Pertanto, alla fine del 2015, con la delibera 664/2015/R/idr – con la quale è stato approvato l'MTI per il secondo periodo regolatorio 2016-2019 (MTI-2) – l'Autorità ha esteso e integrato la matrice di schemi regolatori che ha caratterizzato gli anni 2014 e 2015, con la previsione di condizionalità riferite alla

componente *Opex*. In particolare, si è tenuto conto di due fattori ulteriori nell'individuazione del pertinente schema regolatorio: i) il valore *pro capite* della componente *Opex*, ai fini della determinazione della soglia massima di incremento ammissibile per ogni singola annualità considerata; ii) la presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività assegnate al gestore, in considerazione dei processi di integrazione eventualmente in corso. Nello specifico, la nuova matrice di schemi regolatori adottata (Tav. 5.10), attraverso le prime due colonne permette l'individuazione di un fattore di *sharing* da applicarsi sul limite alla variazione annuale del moltiplicatore tariffario, rendendo possibile collegare il massimo incremento annuale ammissibile con l'entità della spesa per costi operativi registrata in un determinato anno base (2014) in relazione alla popolazione servita e confrontata con il dato medio di settore (OPM), stimato dall'Autorità con riferimento alla menzionata annualità.

TAV. 5.10

Matrice di schemi regolatori per il secondo periodo regolatorio 2016-2019

		$\frac{Opex^{2014}}{pop} \leq OPM$	$\frac{Opex^{2014}}{pop} > OPM$	AGGREGAZIONI, VARIAZIONI NEGLI OBIETTIVI O NELLE ATTIVITÀ DEL GESTORE
INVESTIMENTI	$\frac{\sum_{2016}^{2019} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} \leq \omega$	Schema I LIMITE DI PREZZO: 6,0%	Schema II LIMITE DI PREZZO: 5,5%	Schema III LIMITE DI PREZZO: 6,5%
	$\frac{\sum_{2016}^{2019} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} > \omega$	Schema IV LIMITE DI PREZZO: 8,5%	Schema V LIMITE DI PREZZO: 8,0%	Schema VI LIMITE DI PREZZO: 9,0%

Fonte: Delibera dell'Autorità 664/2015/R/idr.

TAV. 5.11

Proposte tariffarie ex MTI-2
approvate dall'Autorità

REGIONE	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ab.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUA				INVESTIMENTI 2016-2019 (€)
			2016	2017	2018	2019	
Nord-Ovest	2	2.177.759	3,6%	1,6%	0,0%	0,4%	286.519.444
Nord-Est	2	819.927	8,5%	8,4%	8,4%	-0,1%	124.522.109
Centro	1	228.363	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	25.203.558
Sud	-	-	-	-	-	-	-
Isole	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE	5	3.226.049	5,0%	3,6%	2,5%	0,6%	436.245.111

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

A partire da maggio 2016, l'Autorità ha iniziato il processo di approvazione – a seguito di istruttoria sui dati e gli atti forniti – delle proposte tariffarie predisposte dagli Enti di governo dell'ambito per il periodo 2016-2019. Alla data del 3 giugno 2016 sono state approvate le tariffe per cinque gestioni – che servono 3.226.049 abitanti (residenti in 293 Comuni) – operanti in due ATO della Lombardia (ATO-Bergamo e ATO-Città di Milano), in un ATO del Veneto (ATO-Veneto Orientale) e in un ATO del Centro (ATI 4 Umbria).

A eccezione dell'ATI 4 Umbria (che ha seguito le regole di computo tariffario corrispondenti allo Schema II della matrice), per le restanti

gestioni i relativi soggetti competenti hanno selezionato, nell'ambito della matrice sopra riportata, Schemi contraddistinti da un elevato fabbisogno di investimento, collocando gli operatori in questione nello Schema IV (tre gestori) ovvero nello Schema V (un gestore).

Come evidenziato nella tavola 5.11, per le gestioni in parola è stata approvata una variazione media delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 5,0% nel 2016, al 3,6% nel 2017, al 2,5% nel 2018 e allo 0,6% nel 2019, a fronte di un ammontare di investimenti pianificato per il prossimo quadriennio pari a 436.245.111 €.

Aspetti tecnici e infrastrutturali del servizio

Nell'ambito delle predisposizioni tariffarie per il primo periodo regolatorio, la ricognizione richiesta ai soggetti competenti in ordine alle criticità registrate nei relativi territori ha evidenziato la presenza di situazioni di criticità principalmente riguardo:

- alla vetustà e allo stato di conservazione di reti e impianti gestiti, con conseguenti perdite di rete;
- alla tutela delle fonti di approvvigionamento e alla presenza di casi di mancato raggiungimento dei parametri fissati dalla

normativa vigente in ordine alla qualità dell'acqua destinata al consumo umano;

- all'assenza o alla vetustà dei misuratori;
- alla presenza di agglomerati segnalati dalla Commissione europea nell'ambito delle procedure d'infrazione dalla stessa avviate, in quanto non conformi agli standard di cui alla direttiva 91/271/CE in materia di collettamento e trattamento delle acque reflue;
- alle carenze dei sistemi di telecontrollo e delle misure tese all'efficientamento energetico degli impianti gestiti.

I dati relativi all'anno 2014, forniti in risposta alla raccolta avviata dall'Autorità con determina 16 febbraio 2016, 1/2016 - DSID⁹, confermano le menzionate criticità, aiutando a comprenderne la magnitudo e l'incidenza nelle diverse aree del Paese.

Le informazioni trasmesse – di cui viene illustrata una prima sintesi nel presente paragrafo – sono state elaborate su un

panel di gestioni operanti sul territorio nazionale – e, nella maggior parte dei casi, validate dai relativi Enti di governo dell'ambito – con un grado di copertura, in termini di popolazione residente, pari all'81% per il servizio di acquedotto, al 79% per il servizio di fognatura e al 77% per il servizio di depurazione¹⁰.

Acquedotto

Il servizio di acquedotto è costituito dall'insieme delle operazioni di realizzazione, gestione e manutenzione delle infrastrutture di captazione, adduzione, potabilizzazione e distribuzione della risorsa idrica, comprendendo anche le attività legate alla fornitura e alla gestione delle utenze finali, inclusa la misura dei volumi consegnati.

Caratteristiche della rete acquedottistica principale

Con riferimento alla rete principale di acquedotto (condotte di adduzione e distribuzione), sulla base dei dati raccolti è stato possibile condurre delle analisi sulla tipologia dei materiali impiegati per la relativa realizzazione e sulla età di posa della stessa, soffermandosi poi sulla tipologia di interventi eseguiti sull'infrastruttura.

La figura 5.14 mostra una prevalenza di reti di acciaio/ferro (35%), facendo anche rilevare condotte di materiale sintetico (30%) e di ghisa (20%). Si osserva, inoltre, come elemento di criticità, la presenza residuale dell'8% circa di condotte di cemento amianto. Il dato relativo all'età di posa delle condotte di adduzione e distribuzione mostra una rete acquedottistica particolarmente vetusta (Fig. 5.15): il 36% delle condotte risulta avere un'età compresa tra i 31 e i 50 anni, mentre il 24% è caratterizzato da un'età maggiore ai 50 anni, a fronte di una vita utile considerata ai fini regolatori pari a 40 anni (cfr. MTI-2). Occorre considerare che solo un limitato numero di gestori ha fornito informazioni sulla vetustà delle reti (con un grado di copertura, in termini di popolazione residente, pari al 44%), suggerendo la necessità di rafforzare la capacità di presidio e conoscenza dell'infrastruttura gestita.

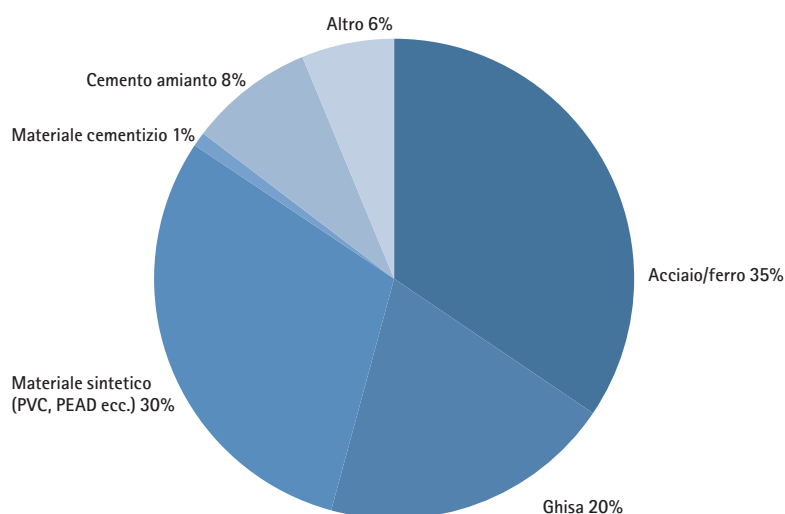
Peraltro, con riferimento agli interventi eseguiti sulle reti di distribuzione, si segnala, pur con le necessarie cautele, una generalizzata

⁹ Al fine di fornire una rappresentazione della situazione infrastrutturale del servizio idrico integrato e dello stato dei servizi che lo compongono, nonché dell'efficienza del servizio di misura, oltre che degli standard attualmente previsti dalle Carte dei servizi e del rispetto degli stessi, con la citata determina 1/2016 - DSID è stata avviata la Raccolta dati ai fini dell'indagine conoscitiva sull'efficienza del servizio idrico integrato e della relativa regolazione della qualità per l'anno 2014, finalizzata anche al completamento e alla sistematizzazione delle informazioni trasmesse dall'Autorità ai sensi della determina 7 aprile 2014, 5/2014 - DSID, volta alla rilevazione dei dati relativi all'efficienza e alla qualità del servizio per gli anni 2012 e 2013.

¹⁰ Per il servizio di acquedotto, il grado di copertura del panel di riferimento varia tra il 58% del Sud (con una contenuta disponibilità di dati per la Campania e assenza di informazioni per la Calabria) e il 95% del Centro. Scarsa partecipazione alla raccolta dati si è riscontrata per la Sicilia, con un grado di copertura, riferito al servizio di acquedotto, pari al 64%. Il grado di copertura del panel è poi compreso, con riferimento al servizio di fognatura, tra il 54% delle Isole e il 94% del Centro; mentre, con riferimento al servizio di depurazione, tra il 48% delle Isole e il 94% del Nord-Ovest.

FIG. 5.14

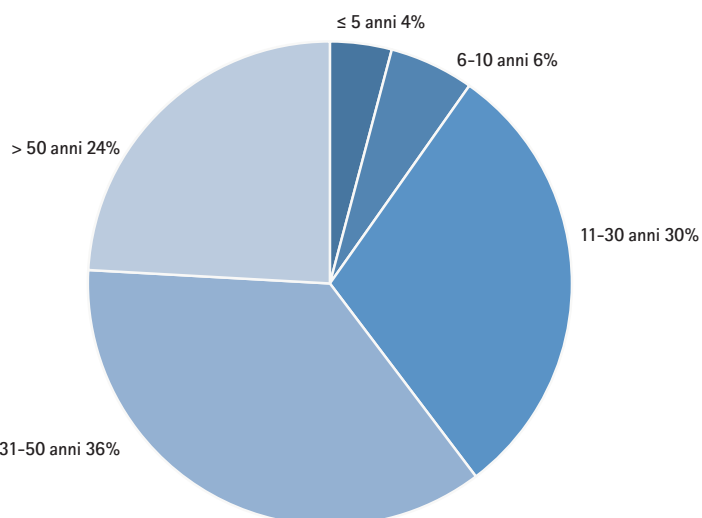
Tipologie di materiali
delle condotte della rete
acquedottistica principale
Adduzione e distribuzione



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.15

Età di posa della rete
acquedottistica principale
Adduzione e distribuzione

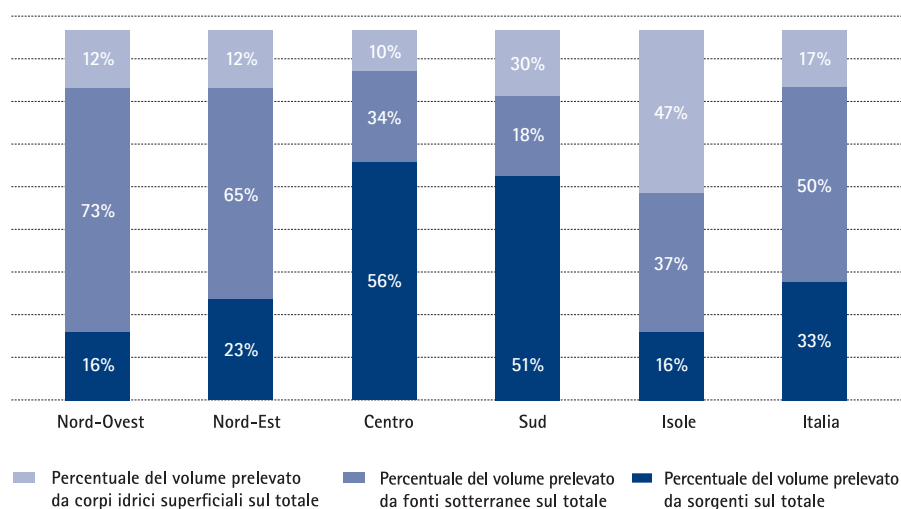


Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

attività di riparazione di guasti, piuttosto che di progressivo sviluppo e messa in sicurezza dell'infrastruttura. Infatti, sul totale degli interventi compiuti, è emersa una incidenza preponderante, pari al 92%, degli interventi di riparazione/sostituzione non programmati (che comprendono tutti gli interventi conseguenti a rotture di rete o a disservizi non prevedibili da parte del gestore). Tale dato sembra richiedere agli operatori uno sforzo maggiore per accrescere la conoscenza puntuale delle criticità e per individuare interventi in grado di contenere la strutturale prevalenza di riparazioni non programmate.

Fonti di approvvigionamento e qualità dell'acqua

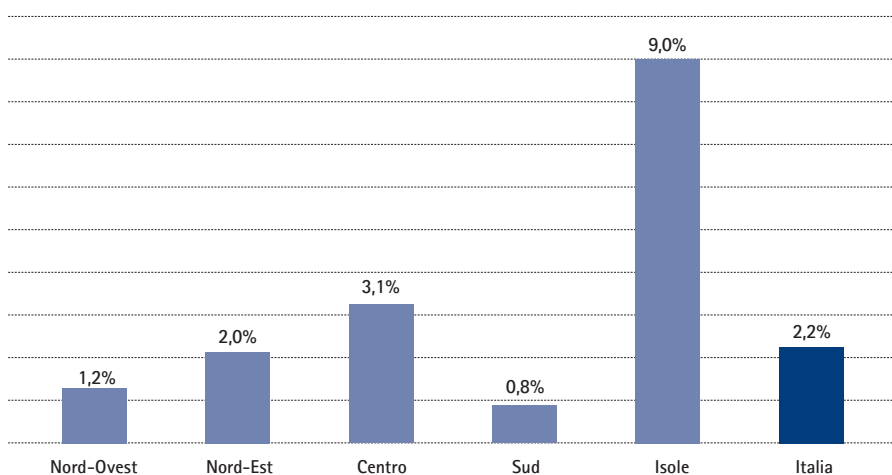
I dati relativi ai volumi prelevati dall'ambiente per uso idropotabile, riferiti alle tre possibili tipologie di provenienza (da sorgente, da fonti sotterranee o da corpi idrici superficiali), mostrano che a livello nazionale la quota principale di volumi viene prelevata da fonti sotterranee (50%), mentre la percentuale di volumi attinta da sorgenti e da corpi idrici superficiali è pari, rispettivamente, al 33% e al 17% (Fig. 5.16).



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.16

Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per macroarea geografica nel 2014



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.17

Percentuale di campioni di acqua destinata al consumo umano non conformi al decreto legislativo n. 31/01

In particolare, mentre al Nord si riscontra una prevalenza di captazione da fonti sotterranee, nelle gestioni operanti nel Centro e nel Sud si evidenzia una maggiore incidenza dei volumi prelevati da sorgenti. Da una prima analisi delle evidenze ottenute emerge che nell'area del Paese contraddistinta da un peso più elevato dei volumi attinti da corpi idrici superficiali sul totale, ossia nelle Isole, risultano più frequenti i casi di non conformità dell'acqua destinata al consumo umano. Al riguardo, occorre rammentare che il decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31 (come modificato dal decreto legislativo 2 febbraio 2002,

n. 27), in attuazione della direttiva 98/83/CE, definisce, tra l'altro, i c.d. "controlli interni" che il gestore è tenuto a effettuare per la verifica della qualità dell'acqua destinata al consumo umano¹¹. A fronte dei previsti controlli interni, l'Indagine relativa alle verifiche sui campioni di risorsa eseguite dai gestori (svolte con maggiore intensità nel Nord-Ovest) mostra che, a livello nazionale, il 2,2% dei campioni analizzati risulta non conforme ai requisiti previsti, evidenziando una percentuale più elevata nelle Isole (9%) (Fig. 5.17).

¹¹ Per il secondo periodo regolatorio, l'Autorità ha previsto, al comma 10.6 della delibera 664/2015/R/ldr, che siano «esclusi dall'aggiornamento tariffario i gestori che non forniscono l'attestazione di essersi dotati – alla data del 31 gennaio 2016 ovvero del 31 gennaio 2018 (con riferimento, rispettivamente, alle determinazioni tariffarie per il biennio 2016-2017 e ai successivi aggiornamenti per gli anni 2018-2019) – delle procedure per l'adempimento agli obblighi di verifica della qualità dell'acqua destinata al consumo ai sensi del d.lgs. n. 31/01 e dell'effettiva applicazione delle richiamate procedure, nonché di ottemperanza alle disposizioni regionali eventualmente emanate in materia».

Inoltre, dall'esame dell'indice di incidenza delle ordinanze di non potabilità – definito come sommatoria degli abitanti soggetti all'ordinanza moltiplicati per la durata in giorni dell'ordinanza, in rapporto alla popolazione dei territori serviti e all'anno – si riscontrano valori contenuti a livello nazionale (con percentuali più elevate nelle Isole e nel Centro), mettendo in luce situazioni di criticità circoscritte a livello locale e/o limitate nel tempo.

Misura e consumi dell'utenza

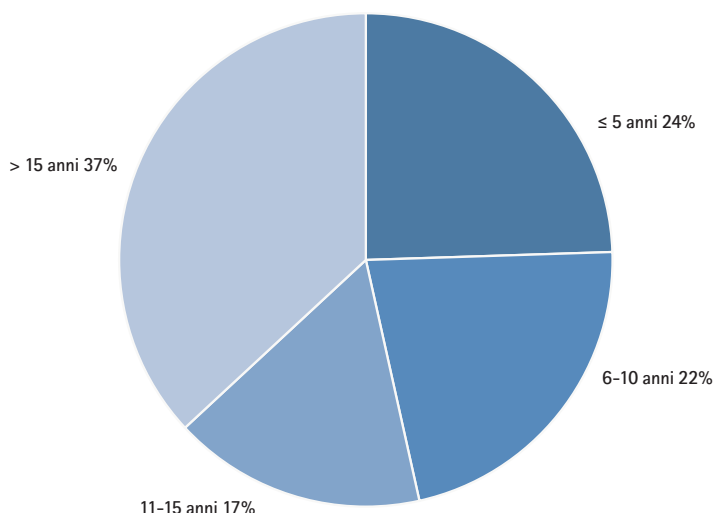
L'attività di misura, e l'efficiente svolgimento della stessa, appare essenziale per garantire trasparenza e *accountability* in ordine ai consumi delle utenze. Tuttavia, gli approfondimenti condotti sullo stato dei misuratori di utenza e sul relativo grado di vetustà (Fig. 5.18)

mostrano la rilevante presenza di misuratori di età superiore ai 15 anni (con una incidenza del 37%).

In relazione alla domanda di acqua, e in particolare a quella relativa agli usi domestici (che rappresenta il 68% della domanda totale della risorsa da parte degli utenti del servizio idrico integrato), una analisi condotta su un campione di 76 gestioni (che servono oltre 22 milioni di abitanti) ha evidenziato un consumo *pro capite* che si è ridotto, in media, dai 58,8 m³ all'anno nel 2011 ai 57,7 m³ all'anno nel 2012, arrivando ai 56,3 m³ all'anno nel 2013 (Tav. 5.12). Si conferma, dunque, il trend di cambiamento nelle abitudini di consumo, probabilmente legato anche al miglioramento tecnologico apportato dagli elettrodomestici a basso consumo e alle campagne informative avviate al fine di contenere gli sprechi della risorsa.

FIG. 5.18

Misuratori di utenza per classi di età



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

TAV. 5.12

Dinamica dei consumi domestici per area geografica

AREA	CONSUMO ANNUO PRO CAPITE DELLE UTENZE DOMESTICHE (m ³)			% VOLUMI DOMESTICI SU TOT. FATTURATI
	2016	2017	2018	
Nord-Ovest	72,8	71,8	70,3	73,0%
Nord-Est	55,1	53,4	52,4	64,2%
Centro	46,5	46,3	43,9	67,9%
Sud	49,6	49,8	49,4	71,9%
Isole	47,7	45,9	43,9	63,8%
ITALIA	58,8	57,7	56,3	68,4%
N. Gestioni del panel	76			
Popolazione del panel (AB.)	21.521.547			

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Fognatura

Il servizio di fognatura comprende l'insieme delle operazioni di realizzazione, gestione e manutenzione delle infrastrutture per l'allontanamento delle acque reflue urbane e delle acque meteoriche di dilavamento convogliate in reti dedicate.

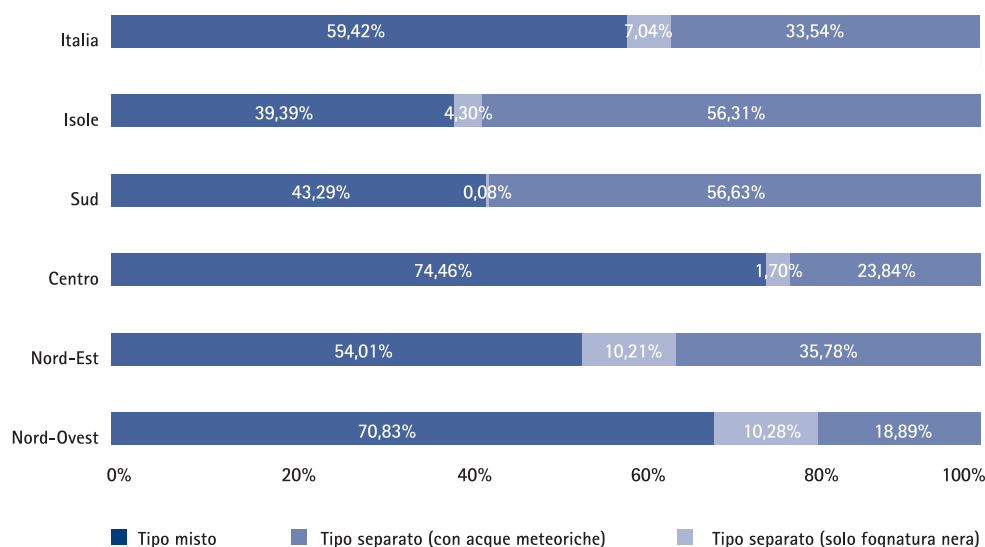
Caratteristiche della rete di fognatura

Dalla ricognizione effettuata emerge un minor grado complessivo di copertura del servizio di fognatura rispetto a quello di acque-dotto, nonché una eterogeneità tra le diverse aree del Paese con riguardo alla tipologia di infrastruttura fognaria.

A livello nazionale, il 59% della rete di fognatura risulta di tipo misto¹²: detta tipologia si riscontra prevalentemente nel Centro (con un'incidenza del 74%) e nel Nord (con un peso pari al 71% nel Nord-Ovest e al 54% nel Nord-Est).

Come si evince dalla figura 5.19, la rete fognaria separata (non dotata di condotte per acque meteoriche) rappresenta il 33% dell'infrastruttura nazionale (caratterizzando soprattutto le aree del Sud e delle Isole, con valori intorno al 56%), mentre il 7% dell'infrastruttura nazionale risulta di tipo separato con rete dedicata alla raccolta delle acque meteoriche (tipologia che si rinviene per lo più nel Nord, area nella quale rappresenta il 10% della rete fognaria).

Anche per la fognatura, si rileva un elevato grado di vetustà e obsolescenza delle reti (Fig. 5.20), seppure i dati analizzati si riferiscano a un campione di gestori che copre appena il 33% della popolazione residente. L'esame della lunghezza della rete per anni di posa mostra che circa il 34% della rete fognaria presenta un'età compresa tra i 31 e i 50 anni, mentre circa il 27% risulta avere oltre i 50 anni.



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

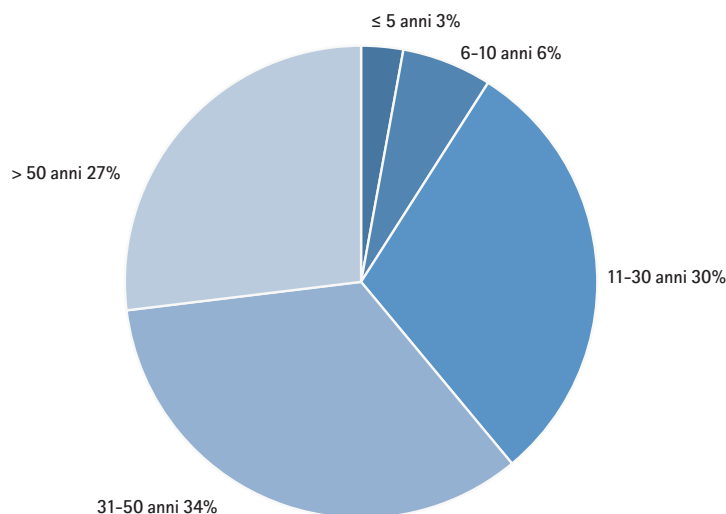
FIG. 5.19

Tipologia di rete fognaria per area geografica

¹² Le reti fognarie miste vengono utilizzate per l'allontanamento delle acque reflue urbane, costituite dalle acque reflue domestiche o assimilate, industriali, nonché dalle acque meteoriche di dilavamento (incluse le acque di prima pioggia); l'infrastruttura comprende le reti di raccolta, i collettori primari e secondari, i manufatti di sfioro, gli emissari, i derivatori, le vasche di prima pioggia e le stazioni di sollevamento.

FIG. 5.20

Età di posa della rete fognaria



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Depurazione

Il servizio di depurazione comprende l'insieme delle operazioni di realizzazione, gestione e manutenzione degli impianti di trattamento delle acque reflue urbane convogliate dalle reti di fognatura, al fine di rendere le acque trattate compatibili con il ricettore finale, comprese le attività per il trattamento dei fanghi.

Caratteristiche degli impianti di depurazione

L'Italia, così come rappresentata nel campione in esame¹³, presenta una dotazione di impianti di depurazione che può essere ripartita sulla base delle diverse tipologie di trattamento, come illustrato nella figura 5.21.

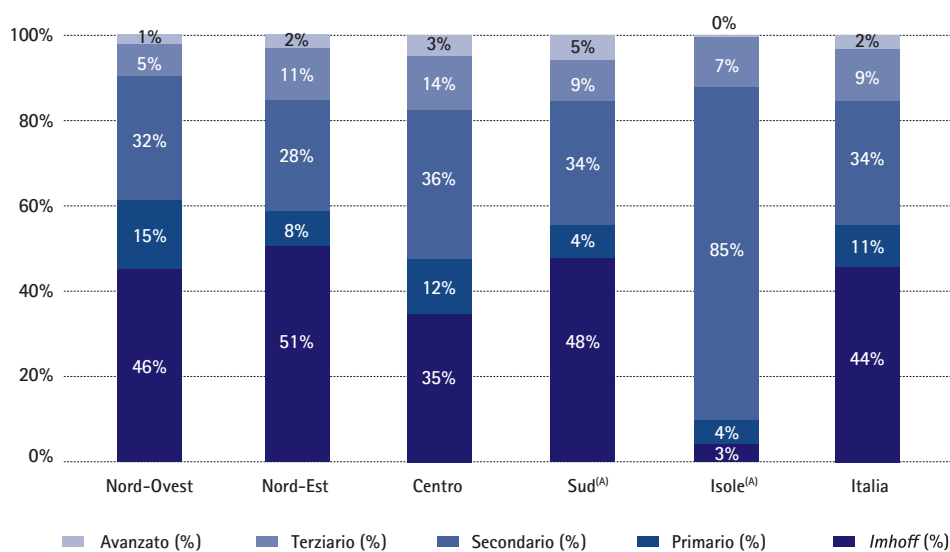
A livello nazionale, meno della metà degli impianti, il 45%, assicura un trattamento almeno secondario dei reflui di depurazione¹⁴.

A tale prima evidenza occorre affiancare il dato più significativo relativo alla quota di carico inquinante dei reflui depurati, espressa in termini di Abitanti equivalenti (AE), effettivamente trattata dai citati impianti di trattamento dei reflui. La figura 5.22 mostra, a livello nazionale, che la quota di carico sottoposta a un trattamento almeno di tipo secondario, rispetto a quanto complessivamente depurato, raggiunge il 97%, di cui un 72% soggetto anche a trattamenti di tipo terziario (43%) o avanzato (29%). Differenze a livello geografico emergono tra le aree del Nord e del Centro (con prevalenza di trattamento almeno terziario) e quelle del Sud e delle Isole. Tuttavia, sembrerebbero emergere necessità di investimento volte al superamento di criticità riconducibili ai rischi di saturazione del margine depurativo assicurato dagli impianti attualmente in funzione. Nell'ambito delle analisi condotte, il carico generato sul territorio¹⁵ e

¹³ La copertura del campione, rispetto alla popolazione residente, è pari al 77% a livello nazionale, con differenze già segnalate tra le diverse aree geografiche: 93% per il Nord-Ovest e il Centro, 84% per il Nord Est, soltanto 51% e 48%, rispettivamente, per il Sud e le Isole.

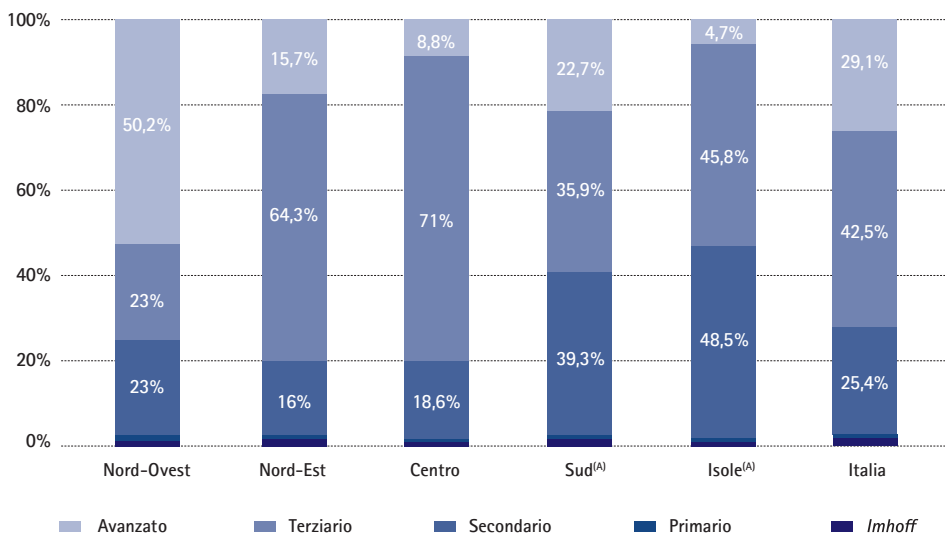
¹⁴ Ai sensi della direttiva 1991/271/CE, «per evitare ripercussioni negative sull'ambiente, dovute allo scarico di acque reflue urbane trattate in modo insufficiente, occorre, su un piano generale, sottoporre tali acque a "trattamento secondario" inteso in termini di un "trattamento delle acque reflue urbane mediante un processo che in genere comporta il trattamento biologico con sedimentazioni secondarie"».

¹⁵ Il carico inquinante generato consiste nelle acque reflue urbane che devono essere collettate o altrimenti convogliate, ai sensi dell'art. 4.4 della direttiva 1991/271/CE.



(A) Criticità nella copertura e rappresentatività del campione.

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.



(A) Forte criticità nella rappresentatività del campione (47% e 33% di copertura rispettivamente per Sud e Isole).

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.21

Ripartizione degli impianti di depurazione per tipologia di trattamento

FIG. 5.22

Ripartizione del carico depurato per tipologia di trattamento

il carico effettivamente depurato sono stati posti in relazione al valore di potenzialità di progetto degli impianti in esercizio: a livello nazionale si riscontra che il 72% del carico generato viene depurato, utilizzando il 64% della potenzialità degli impianti in esercizio; nell'ipotesi di convogliare agli impianti di depurazione esistenti tutto il carico attualmente non intercettato, gli impianti medesimi verrebbero utilizzati, in media, per il 90% della loro potenzialità, con aree che giungerebbero a saturazione, suggerendo esigenze di interventi per il potenziamento degli stessi.

Gli approfondimenti condotti sull'età degli impianti di depurazione per classe di trattamento (Fig. 5.23) fanno emergere come gli impianti che implementano tecnologie più innovative (trattamenti terziari e terziari avanzati) siano generalmente più recenti. Gli impianti caratterizzati da un'età compresa fra gli 11 e i 15 anni sono prevalentemente quelli dotati di trattamento secondario, mentre la quasi totalità degli impianti più vetusti (con età maggiore di 50 anni) sono quelli rappresentati da vasche *imhoff*.

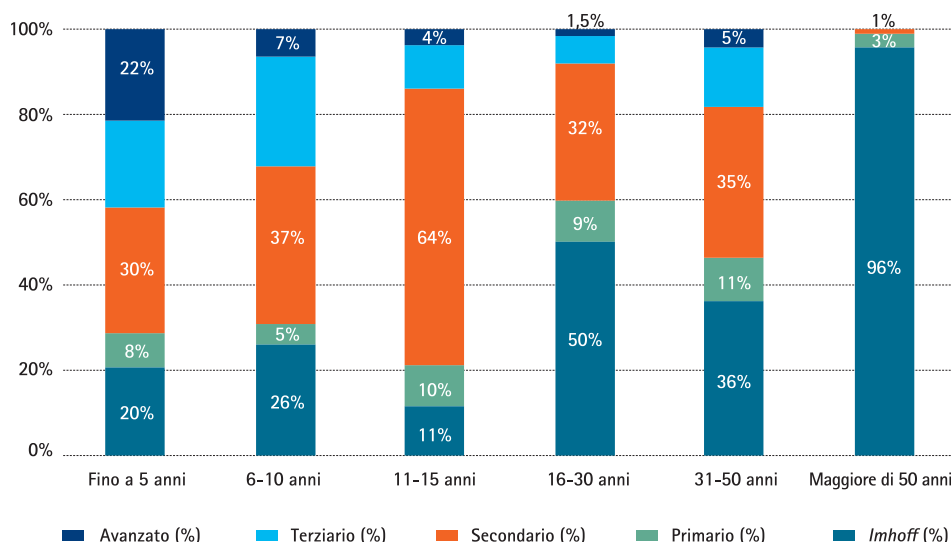
In termini di consumi energetici, posto che il servizio di depurazione incida per circa un terzo sul consumo di energia elettrica dell'intero Sistema idrico integrato (SII), la figura 5.24 rappresenta

il consumo di energia elettrica per unità di volume di refluo trattato ($\text{kWh}/\text{m}^3/\text{anno}$), considerando la portata complessiva all'ingresso degli impianti di depurazione gestiti nel territorio di competenza. Il valore medio per l'Italia risulta pari a $0,31 \text{ kWh}/\text{m}^3/\text{anno}$. A livello di area geografica, si evidenziano il Nord-Ovest per il valore inferiore ($0,23 \text{ kWh}/\text{m}^3/\text{anno}$) e il Sud per il valore superiore ($0,48 \text{ kWh}/\text{m}^3/\text{anno}$), senza voler attribuire a tali tendenze una valenza in termini assoluti, visto che detti valori aggregati si riferiscono, già a livello di singola gestione, a prestazioni energetiche di una pluralità di impianti differenti per scala dimensionale e tipologia di trattamento.

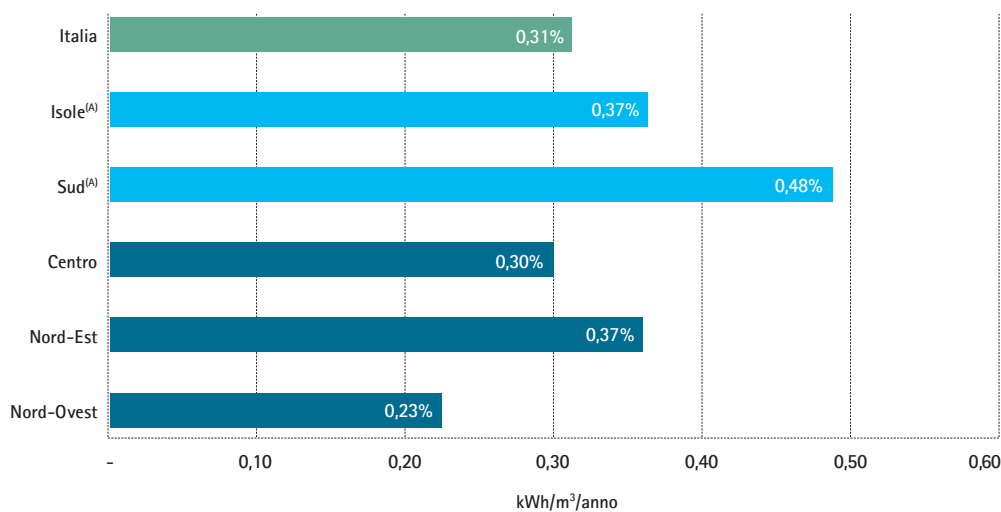
Senza stabilire nessi di causalità, appare utile completare l'analisi esposta esaminando un ulteriore indicatore relativo agli interventi di manutenzione sugli impianti di depurazione. La figura 5.25 mostra un'incidenza relativa di interventi non programmati, a livello nazionale, pari al 43%, con valori più elevati nel Nord-Est e nelle Isole: questo risultato potrebbe segnalare nelle citate aree del Paese una minore adeguatezza del piano di manutenzione e sostituzione delle attrezzature più obsolete, e la conseguente rinuncia al conseguimento di risparmi energetici anche significativi.

FIG. 5.23

Ripartizione per tipologia di trattamento distinta per classe di età degli impianti

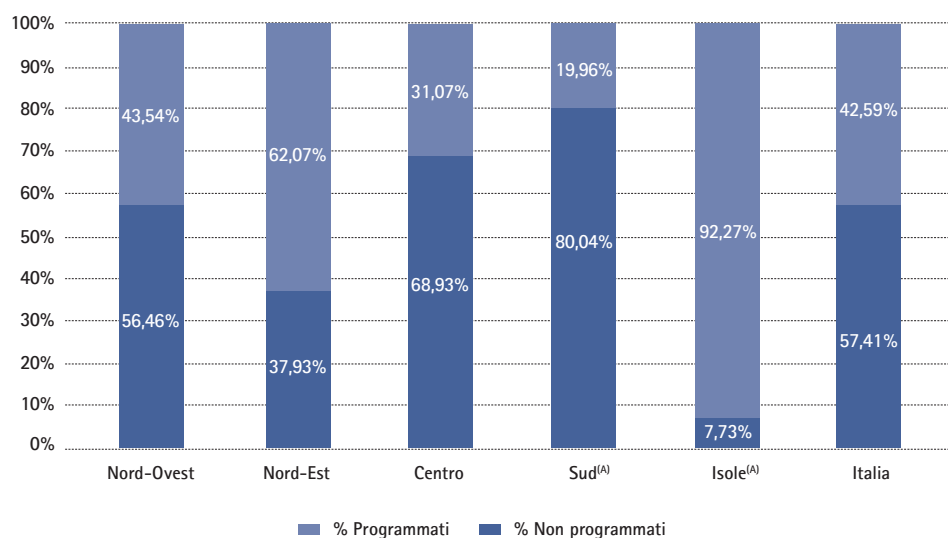


Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.



(A) Criticità nella copertura e rappresentatività del campione.

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.



(A) Criticità nella copertura e rappresentatività del campione.

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.24

Consumo di energia elettrica per volume unitario di refluo trattato

FIG. 5.25

Interventi di manutenzione sugli impianti di depurazione programmati e non programmati per area geografica

Qualità contrattuale del SII

Nell'ambito delle funzioni di regolazione e controllo attribuite all'Autorità dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012, con particolare riferimento alla definizione dei livelli minimi e degli obiettivi di qualità del SII, è stata avviata, con la determina 1/2016 - DSID, la seconda edizione della già richiamata *Raccolta dati sull'efficienza e sulla qualità del SII*, in relazione all'anno 2014. La raccolta dati ha visto il coinvolgimento di tutti i gestori che gestiscono il SII, ovvero ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, nonché di tutti gli Enti di governo dell'ambito tenuti alla validazione dei dati comunicati dai gestori.

In particolare, con riferimento alla qualità contrattuale, nelle more dell'entrata in vigore - prevista per l'1 luglio 2016 - degli standard di qualità stabiliti dall'Autorità con la delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/ldr, per la quale si rimanda al Capitolo 5 del Volume II della presente *Relazione Annuale*, sono state acquisite informazioni sui principali contenuti delle Carte dei servizi¹⁶ adottate dai soggetti gestori, i quali, per ogni indicatore di qualità previsto, hanno comunicato sia gli standard formalmente garantiti sia i risultati effettivamente conseguiti (questi verranno indicati nel seguito, rispettivamente, con "livelli garantiti" e "livelli effettivi") relativi alle fasi di avvio, gestione e cessazione del rapporto contrattuale, nonché alla disponibilità di forme di risoluzione alternativa delle controversie e alla continuità del servizio.

Si precisa che i dati raccolti con la determina 1/2016 - DSID, così come quelli in precedenza raccolti con la determina 5/2014 - DSID, sono suddivisi per singola Carta dei servizi e riferiti,

quindi, nel caso di un gestore operante in più ATO, alle singole coppie gestore-ATO, nel seguito definite "gestioni". I dati raccolti, inoltre, sono differenziati per le tipologie d'uso, così come individuate dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999:

- uso civile domestico;
- uso civile non domestico (inteso come consumi pubblici, e dunque scuole, ospedali, caserme, edifici pubblici; centri sportivi, mercati, stazioni ferroviarie, aeroporti ecc.);
- altri usi (relativi ai settori commerciali artigianali e terziario in genere).

A seguito di tale raccolta dati, che si è conclusa il 4 aprile 2016, sono pervenute informazioni relativamente a 444 gestori, corrispondenti a 498 gestioni, operanti in 6.236 comuni, che servono complessivamente circa l'86,2% della popolazione. Si tratta di un campione molto rappresentativo con una buona copertura geografica del territorio, come si evince dalla figura 5.26, che riporta, oltre alla distribuzione percentuale del campione nelle diverse aree geografiche¹⁷ (Nord-Ovest, Nord-Est, Centro, Sud e Isole), la percentuale di popolazione servita dai gestori rispondenti rispetto alla popolazione totale residente nell'area.

Il campione è quindi composto per quasi il 50% da gestioni operanti al Nord, per poco più del 20% dalle gestioni del Centro e per quasi il 30% da gestioni del Sud e delle Isole. Le aree

¹⁶ La Carta dei servizi è il documento adottato in conformità allo schema generale di riferimento recato nel decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999, in cui sono specificati i livelli qualitativi e quantitativi attesi per i servizi erogati e le loro modalità di fruizione.

¹⁷ La dimensione delle bolle indica il contributo delle singole aree geografiche, in termini percentuali, alla formazione del campione (specificato, inoltre, dal dato posizionato all'interno delle singole bolle), mentre con i cerchi, che fanno riferimento all'asse verticale destro, è riportata la rappresentatività di ogni area considerata, espressa in termini percentuali, rispetto alla popolazione.

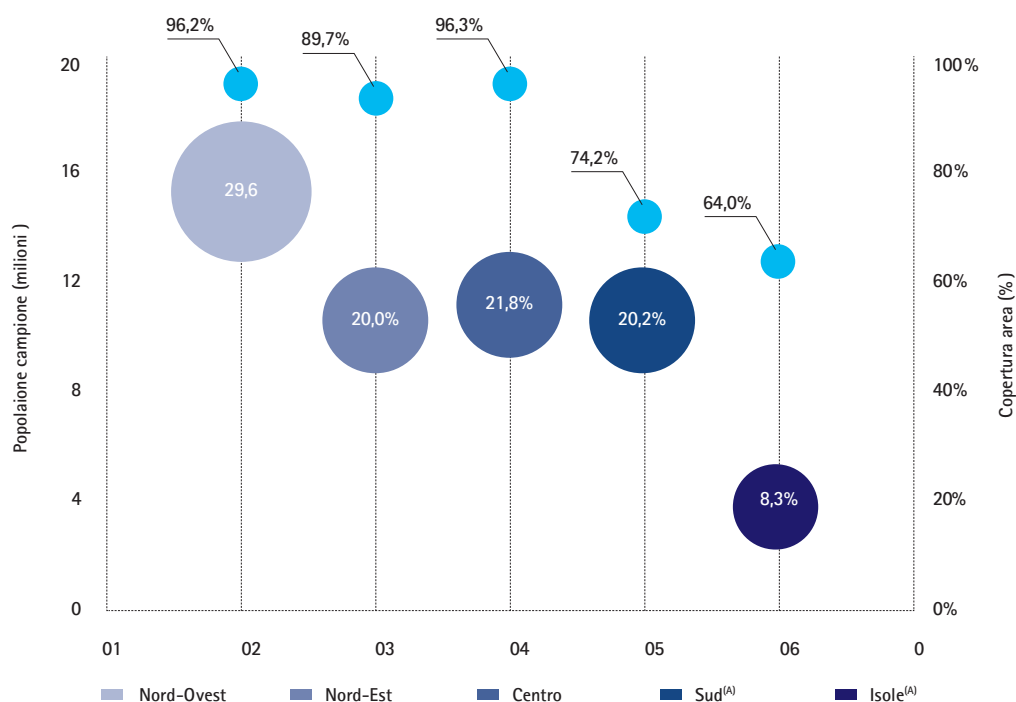


FIG. 5.26

Campione 2014 -
Composizione e copertura
della popolazione per area
geografica

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati della determina 1/2016 - DSID.

maggiormente rappresentate sono il Nord-Ovest e il Centro, per le quali la copertura supera il 96%, mentre il Sud e le Isole sono coperte, rispettivamente, per il 74% e il 64%.

Il campione relativo al 2014 è altresì più ampio di quello relativo alla raccolta dati 2012 e 2013 cui avevano risposto 227 gestori, corrispondenti a 251 gestioni, che servivano circa il 70% della popolazione. Oltre il 50% del campione relativo al 2014 è costituito da gestioni comunali, per un totale di 224 Comuni, mentre nel campione del 2012 e del 2013 i Comuni, in tutto 59, rappresentavano solo il 26% circa dei rispondenti.

L'analisi dei dati ha confermato la presenza di livelli prestazionali e standard contrattuali molto differenziati tra i diversi gestori, emersa con la prima edizione della raccolta dati, e una divergenza tra gli standard garantiti nelle Carte dei servizi e i livelli prestazionali effettivi che, in molti casi, sono nettamente migliori rispetto ai livelli teorici. Tale divergenza potrebbe essere legata, in parte, alle diverse modalità di rilevazione degli

standard adottate dai singoli gestori e, in parte, alla scelta di livelli garantiti poco sfidanti.

Potendo disporre di dati relativi al triennio 2012-2014, nel seguito del presente capitolo viene fornita una rappresentazione dei principali indicatori di qualità contrattuale nel periodo considerato, focalizzando l'attenzione sui livelli effettivi registrati¹⁸ nell'erogazione delle prestazioni all'utenza. Al fine di semplificare la rappresentazione, inoltre, laddove non esplicitamente evidenziato, i dati delle tre tipologie d'uso considerate sono stati aggregati, data la sostanziale sovrapponibilità dei risultati espressi per ogni singola tipologia.

Prima di passare a un'analisi dettagliata degli indicatori, viene di seguito fornito un quadro complessivo del rispetto da parte dei gestori degli standard garantiti nelle Carte dei servizi. Nella figura 5.27 sono riportate in percentuale, per l'intero triennio considerato, le gestioni che hanno dichiarato di aver effettivamente garantito all'utente livelli qualitativi uguali o migliori rispetto allo standard riportato nella Carta dei servizi, relativamente ai seguenti profili che fanno riferimento,

¹⁸ Si precisa che, al fine di poter disporre del più ampio campione possibile, il panel delle gestioni analizzate si differenzia per ciascuno dei tre anni considerati.

essenzialmente, alle fasi di avvio e cessazione del rapporto contrattuale, da un lato, e alla fase di gestione dello stesso, dall'altro¹⁹:

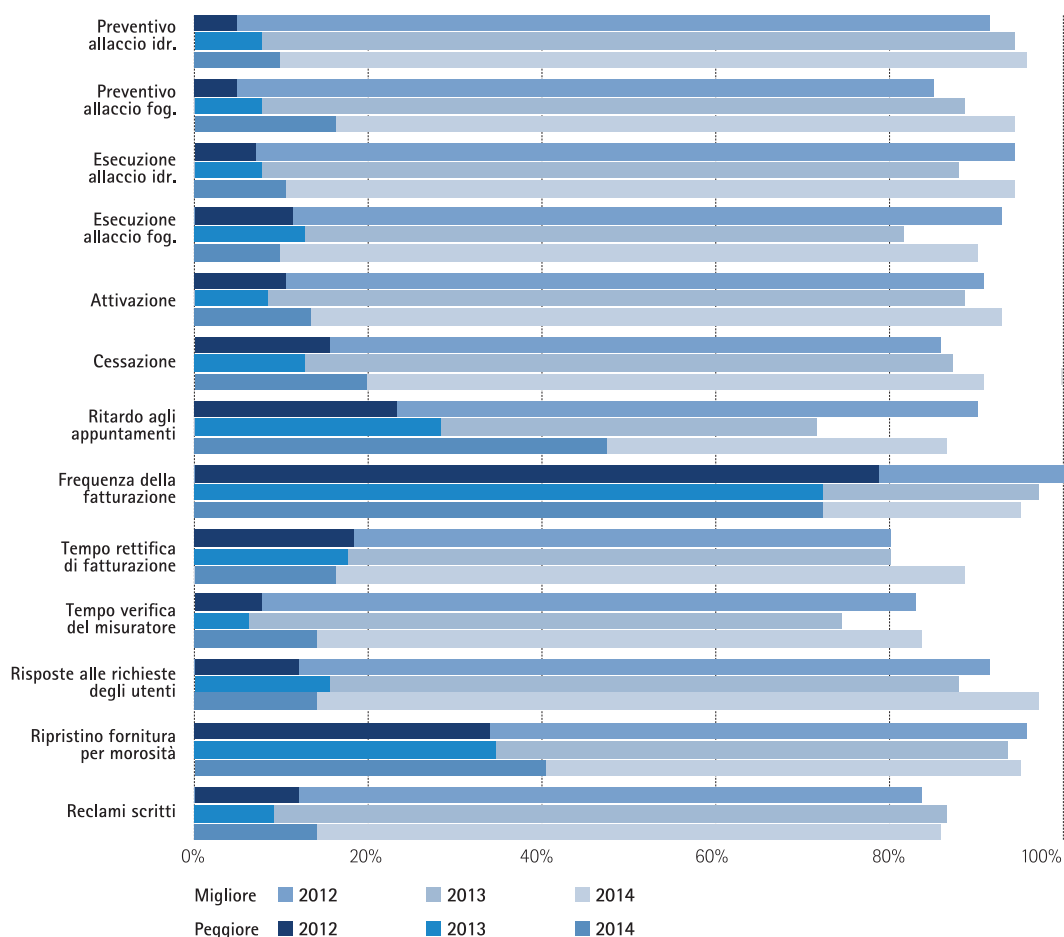
- preventivo per l'allacciamento, differenziato per allacciamento idrico e allacciamento fognario;
- esecuzione dell'allacciamento, differenziato per allacciamento idrico e allacciamento fognario;
- attivazione, cessazione della fornitura, nonché ripristino della stessa in seguito a disattivazione per morosità;
- ritardo agli appuntamenti concordati;

- frequenza di fatturazione;
- rettifiche di fatturazione;
- verifiche del misuratore;
- risposta a richieste scritte e risposta a reclami.

I dati relativi al 2014 esprimono un generale miglioramento della qualità contrattuale del servizio offerto agli utenti. Il campione riferito a tale anno conferma che, per buona parte degli indicatori considerati, circa il 95% delle gestioni ha offerto un livello effettivo del servizio pari o superiore a quello previsto dalla Carta dei

FIG. 5.27

Rispetto degli standard garantiti – Livello effettivo pari e migliore del garantito per il triennio 2012-2014



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determinate 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

¹⁹ Si precisa che la distinzione tra fase di avvio e fase di gestione del rapporto contrattuale è coerente con quanto disposto dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999, e dalla successiva delibera 655/2015/R/idr. Per quanto attiene alla fase di avvio del rapporto contrattuale, gli indicatori presi a riferimento nell'analisi attengono ai seguenti profili di qualità: preventivazione ed esecuzione dell'allacciamento idrico e fognario; attivazione della fornitura e riattivazione della stessa a seguito di sospensione per morosità. Relativamente, invece, alla gestione del rapporto contrattuale, gli indicatori presi a riferimento nell'analisi attengono principalmente a prestazioni aventi a oggetto i tempi di risposta a determinate richieste dell'utente, quali la verifica del misuratore, i reclami o le rettifiche di fatturazione. La fase di cessazione del rapporto contrattuale tra gestore e utente, infine, comprende la richiesta di cessazione della fornitura.

servizi. In particolare, si nota che mediamente oltre il 70% delle gestioni ha offerto all'utenza un livello effettivo migliore rispetto allo standard garantito, a eccezione dell'indicatore relativo alla frequenza di fatturazione per il quale solo meno del 30% delle gestioni ha offerto all'utenza un servizio migliore del garantito.

Il mancato rispetto degli standard previsti nella Carta dei servizi invece è più elevato, per l'intero triennio, per gli indicatori relativi al ritardo agli appuntamenti concordati, al tempo di verifica del misuratore e al tempo di risposta ai reclami scritti, nonché, con riferimento ai soli anni 2012 e 2013, al tempo di rettifica di fatturazione, tipologie di prestazioni sulle quali l'Autorità, come si è detto, è intervenuta fissando standard specifici con relativi indennizzi automatici, al fine di incentivare un più elevato grado di qualità del servizio erogato all'utenza.

Focalizzando maggiormente l'attenzione sull'anno 2014, nella tavola 5.13 viene riportato, con riferimento ai medesimi profili di qualità contrattuale, un approfondimento riguardo al rispetto degli standard garantiti, differenziando l'analisi per tipologia d'uso.

A fronte di una sostanziale eterogeneità dei livelli osservati tra i singoli profili analizzati, si registra una relativa omogeneità tra le diverse tipologie d'uso, con una preponderanza di livelli effettivi migliori rispetto a quelli garantiti nelle rispettive Carte dei servizi, in particolare con riferimento all'uso civile domestico. Il mancato rispetto dello standard garantito si attesta, per alcuni profili e alcune tipologie d'uso, attorno al 15%, con un picco del 19,2% nel caso delle verifiche del misuratore relative agli altri usi.

TAV. 5.13

Rispetto degli standard garantiti per il 2014

TIPOLOGIA D'USO	USO CIVILE DOMESTICO			USO CIVILE NON DOMESTICO			USO CIVILE NON DOMESTICO		
	RISPETTATO	MIGLIORE	NON RISPETTATO	RISPETTATO	MIGLIORE	NON RISPETTATO	RISPETTATO	MIGLIORE	NON RISPETTATO
Preventivo allacciamento idrico	8,3%	87,6%	4,1%	10,9%	85,1%	4,0%	11,0%	85,0%	4,0%
Preventivo allacciamento fognario	14,6%	80,5%	4,9%	16,7%	77,1%	6,2%	17,4%	76,1%	6,5%
Esecuzione dell'allacciamento idrico	9,6%	83,7%	6,6%	12,1%	83,8%	4,0%	9,3%	85,6%	5,2%
Esecuzione dell'allacciamento fognario	9,3%	82,6%	8,1%	10,9%	78,3%	10,9%	10,9%	78,3%	10,9%
Attivazione della fornitura	12,5%	82,4%	5,1%	16,2%	74,7%	9,1%	13,5%	78,8%	7,7%
Cessazione della fornitura	20,3%	74,4%	5,2%	21,0%	68,0%	11,0%	17,8%	69,3%	12,9%
Riattivazione in seguito a disattivazione per morosità	36,0%	61,8%	2,2%	44,4%	46,7%	8,9%	45,8%	50,0%	4,2%
Frequenza di fatturazione	71,5%	24,6%	3,8%	72,5%	22,0%	5,5%	73,9%	20,7%	5,4%
Rettifiche di fatturazione	14,3%	75,2%	10,5%	15,3%	72,9%	11,9%	21,7%	66,7%	11,7%
Verifiche del misuratore	11,7%	71,7%	16,7%	18,0%	70,0%	12,0%	17,3%	63,5%	19,2%
Risposta a richieste scritte	10,5%	86,8%	2,6%	17,6%	78,4%	3,9%	18,0%	80,0%	2,0%
Risposta a reclami	12,2%	75,1%	12,7%	16,0%	68,0%	16,0%	17,5%	68,8%	13,7%
Ritardo agli appuntamenti concordati	44,9%	38,8%	16,3%	48,6%	40,0%	11,4%	50,0%	38,2%	11,8%

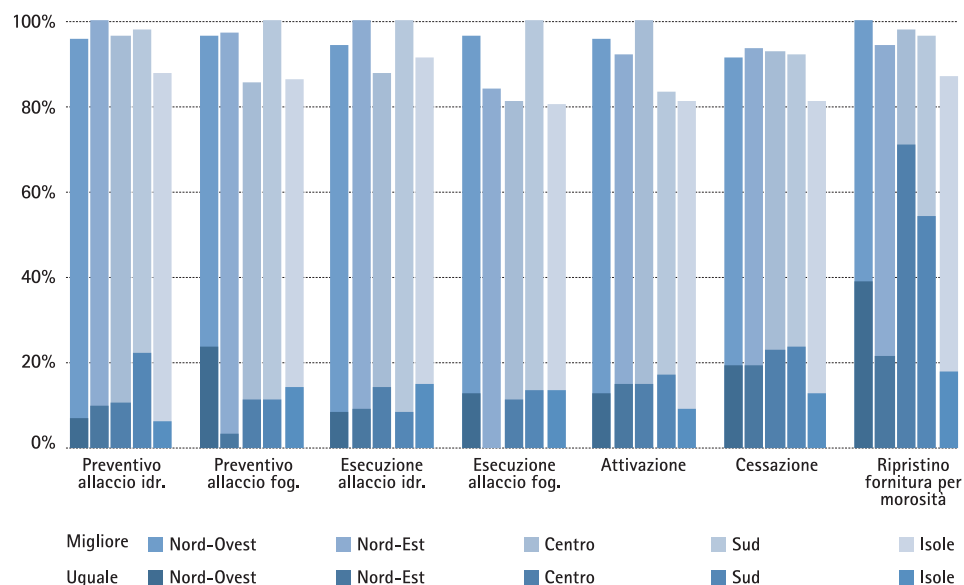
Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati della determina 1/2016 - DSID.

Con riferimento ai medesimi profili, suddivisi per maggiore chiarezza espositiva tra le fasi di avvio e di gestione del rapporto contrattuale, nelle figure 5.28 e 5.29 vengono riportate le percentuali relative alle gestioni che hanno dichiarato di aver offerto all'utente, nel 2014, livelli qualitativi uguali o migliori rispetto allo standard riportato nella Carta dei servizi, suddivise per area geografica.

Per la maggior parte delle prestazioni analizzate, le gestioni distribuite nelle differenti aree geografiche offrono all'utenza un standard qualitativo notevolmente superiore a quello garantito; fanno eccezione i dati relativi al ripristino della fornitura in seguito a disattivazione per morosità, nonché i dati relativi al ritardo agli appuntamenti concordati. In relazione a tale indicatore si rileva,

FIG. 5.28

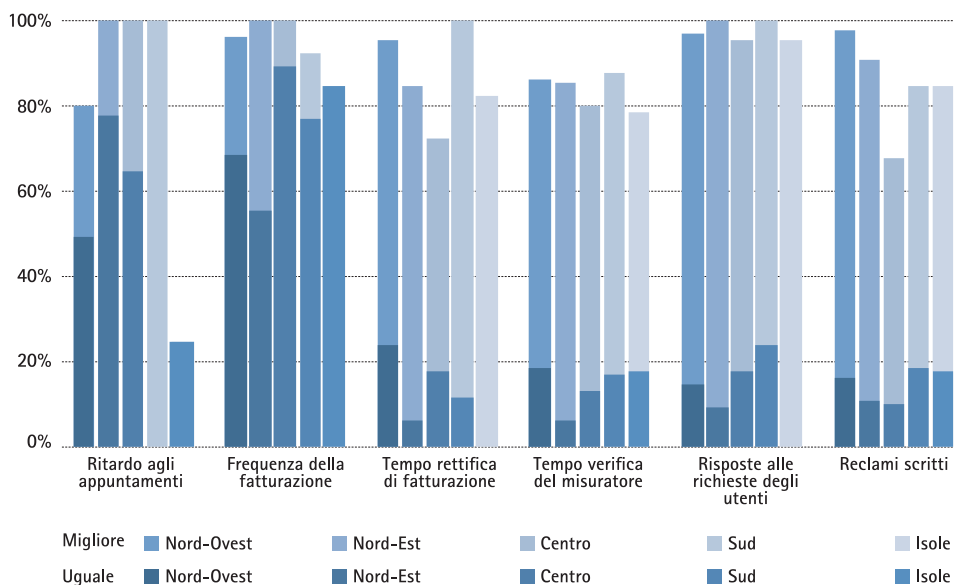
Rispetto degli standard garantiti – Livello effettivo pari e migliore del garantito nel 2014 per area geografica – Avvio e cessazione del rapporto contrattuale



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determinate 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

FIG. 5.29

Rispetto degli standard garantiti – Livello effettivo pari e migliore del garantito nel 2014 per area geografica – Gestione del rapporto contrattuale



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determinate 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

tuttavia, un'anomalia inerente alle prestazioni delle gestioni del Sud che dichiarano di aver offerto un servizio migliore del garantito nel 100% dei casi.

Analizzando il dato aggregato, si nota che le gestioni del Nord-Ovest offrono all'utenza un servizio che nel 95% circa dei casi è qualitativamente pari o superiore allo standard previsto nella Carta dei servizi per quasi tutte le tipologie di prestazione considerate (a eccezione degli appuntamenti concordati e del tempo di verifica del misuratore, quest'ultimo in linea con il resto d'Italia). Per molte tipologie di prestazione, inoltre, quali l'esecuzione dell'allacciamento idrico e le risposte alle richieste degli utenti, le gestioni del Nord-Est e quelle del Sud dichiarano di aver sempre quantomeno rispettato lo standard garantito. Per quanto riguarda le Isole, mediamente, gli standard vengono rispettati in misura minore rispetto alle altre aree, con un picco negativo in corrispondenza del ritardo agli appuntamenti concordati, per il quale solo il 25% delle gestioni dichiara di aver rispettato lo standard garantito.

Di seguito viene proposto un approfondimento degli specifici profili di qualità contrattuale analizzati, differenziando gli stessi per tipologia d'utenza solo laddove ritenuto di rilievo.

Tempo di preventivazione dell'allacciamento

Il tempo per l'ottenimento di un preventivo per l'allacciamento, inserito già nello schema generale per la predisposizione delle Carte dei servizi recato dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999, è stato in molti casi differenziato nelle Carte dei servizi dei singoli gestori tra allacciamento idrico e allacciamento fognario, in considerazione della diversa tipologia di intervento che rende necessario disporre di tempi maggiori per l'esecuzione del preventivo e dei lavori connessi all'allacciamento fognario. Nelle figure 5.30 e 5.31 sono riportati i livelli effettivi comunicati dai gestori per i tempi di risposta alla richiesta di preventivo²⁰ per l'allacciamento, rispettivamente idrico e fognario, aggregando i dati per range di giorni di attesa (1:10, 11:20, 21:30, 31:40, > 40).

Si evidenzia innanzitutto che per l'intero triennio almeno il 50% delle gestioni ha fornito in media il preventivo per l'allacciamento sia idrico sia fognario entro il decimo giorno dalla ricezione della richiesta, fatta eccezione per il dato registrato nel 2012 per l'allacciamento fognario (47,7%). Cumulando le prime due classi si nota che, per tutto il triennio considerato, circa l'80% delle gestioni

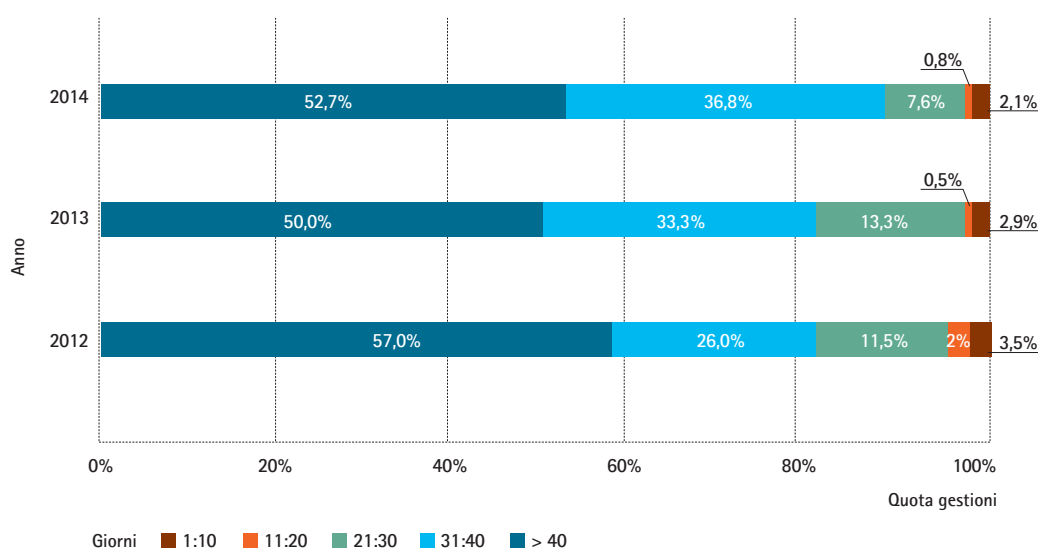


FIG. 5.30

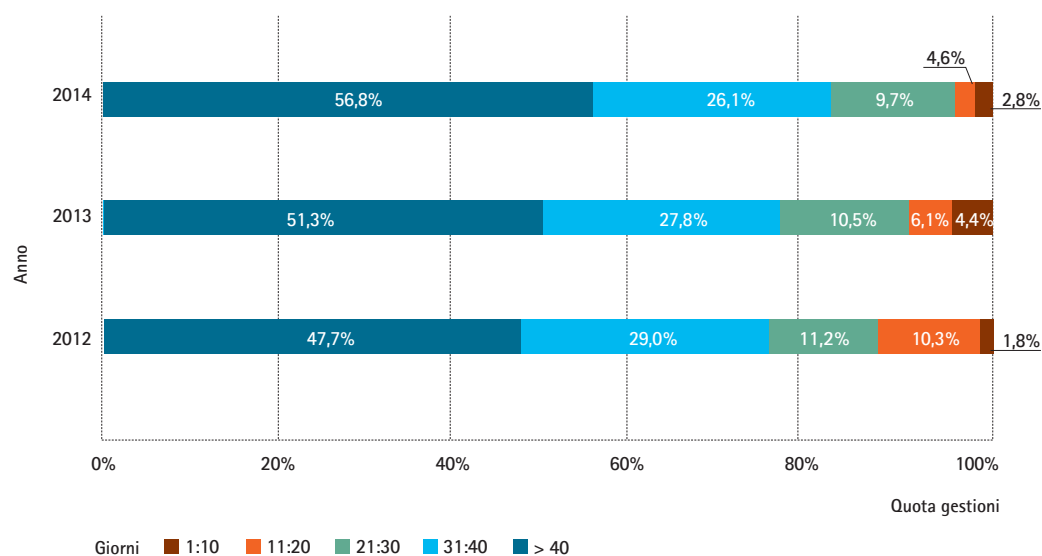
Tempo di risposta alla richiesta di preventivo per allacciamento idrico - Livelli effettivi per il triennio 2012-2014

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determine 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

²⁰ Si precisa che i tempi relativi all'esecuzione dei preventivi non sono stati distinti in funzione della necessità o meno di eseguire un sopralluogo, come invece riportato nello schema del citato decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999.

FIG. 5.31

Tempo di risposta alla richiesta di preventivo per allacciamento fognario - Livelli effettivi per il triennio 2012-2014



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determinazioni 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

ha fornito il preventivo entro 20 giorni, termine corrispondente allo standard specifico fissato dall'Autorità per il preventivo con sopralluogo sia nel caso di allacciamento idrico sia nel caso di allacciamento fognario. I dati analizzati mostrano, inoltre, una riduzione dei tempi di allacciamento sia idrico sia fognario rispetto agli anni precedenti, confermando il miglioramento della qualità del servizio offerto nel corso del 2014.

Tempo di esecuzione dell'allacciamento

Proseguendo l'analisi delle tempistiche relative alla fase di avvio del rapporto contrattuale, risulta di particolare interesse osservare i tempi impiegati per l'effettiva esecuzione dell'allacciamento che, come si è detto, è stato differenziato tra rete idrica e rete fognaria, in considerazione della diversa tipologia di intervento da effettuare. Nelle figure 5.32 e 5.33, sono riportati i livelli effettivi comunicati dai gestori per i tempi di esecuzione dell'allacciamento, rispettivamente idrico

e fognario, aggregando i dati per range di giorni di attesa (1:10, 11:20, 21:30, 31:40, > 40).

L'allacciamento fognario comporta nella prassi, seppur non di molto, tempi più lunghi rispetto all'allacciamento idrico. Entrambi gli indicatori esprimono livelli omogenei nel triennio considerato, pur mostrando un leggero incremento dei tempi nell'anno 2013. Con riferimento al 2014, nel caso dell'allacciamento idrico, oltre il 40% delle gestioni dichiara di aver completato i relativi lavori in dieci giorni, quota che sfiora l'80% cumulando il dato a 20 giorni, e il 90% a 30 giorni, che corrisponde al tempo massimo indicato dall'Autorità, a partire dall'1 luglio 2016, quale standard generale per l'esecuzione dell'allacciamento che comporti un lavoro complesso, sia nel caso dell'allacciamento idrico sia nel caso dell'allacciamento fognario²¹. Con riferimento all'allacciamento fognario, invece, nel 2014 circa il 33% delle gestioni ha portato a compimento i relativi lavori in dieci giorni, oltre il 65% in 20 giorni e poco più dell'80% in 30 giorni.

²¹ Per completezza si ricorda che nel caso di allacciamento che comporti un lavoro semplice, l'Autorità ha fissato uno standard specifico pari a 15 giorni lavorativi per l'allacciamento idrico e a 20 giorni lavorativi per l'allacciamento fognario.

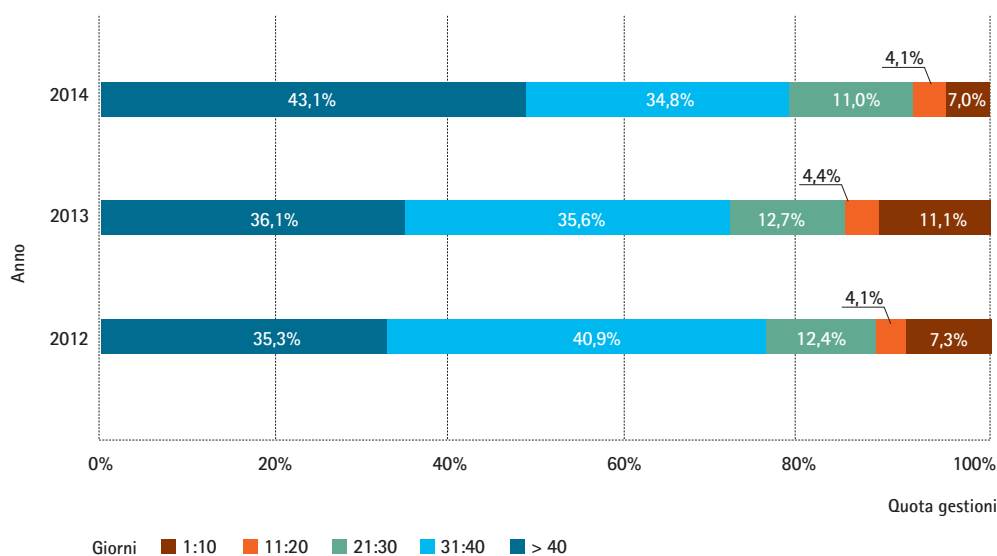


FIG. 5.32

Tempo di esecuzione dell'allacciamento idrico – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determinate 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

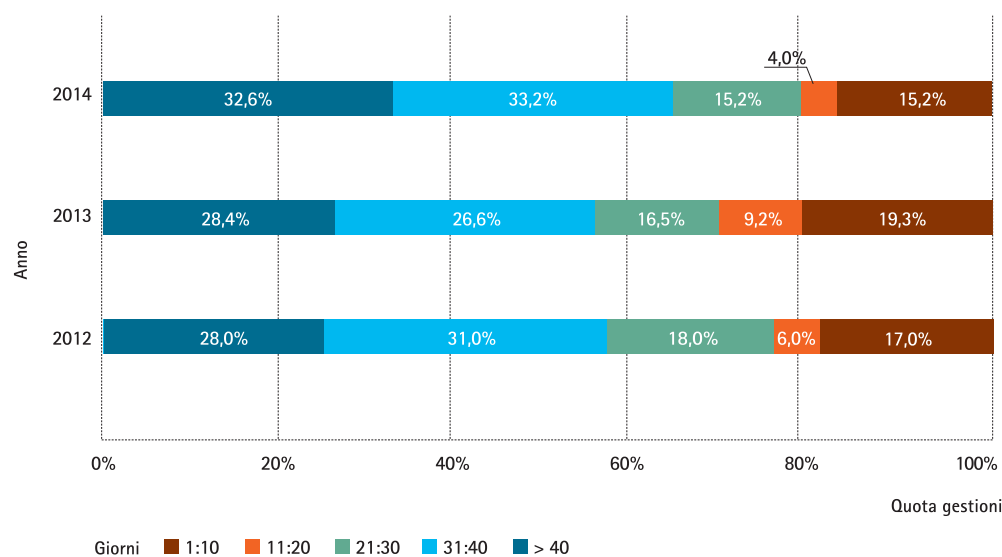


FIG. 5.33

Tempo di esecuzione dell'allacciamento fognario – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determinate 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

Tempo di attivazione e di cessazione della fornitura e di riattivazione in seguito a disattivazione per morosità

L'attivazione della fornitura, i cui livelli effettivi sono riportati nella figura 5.34, costituisce l'avvio del rapporto contrattuale tra il gestore e l'utente. In particolare, nella figura vengono riportati i dati riferiti al triennio 2012-2014, aggregati per range di giorni di attesa (1:5, 6:10, 11:15, 16:20, > 20).

I campioni analizzati mostrano che la maggioranza delle gestioni, oltre il 70%, ha provveduto, nel corso dell'intero triennio, a eseguire l'attivazione della fornitura entro cinque giorni a partire dalla richiesta dell'utente, risultando in linea con lo standard specifico previsto dall'Autorità a partire dall'1 luglio 2016. Cumulando i dati relativi ai primi due range, è possibile notare che oltre il 90% delle gestioni ha eseguito l'attivazione entro il decimo giorno, raggiungendo il 92,4% nel 2014.

Si registrano, invece, tempi lievemente più lunghi per la chiusura del rapporto contrattuale, come confermato nella figura 5.35, in cui, con riferimento al triennio 2012-2014, sono riportati i livelli effettivi dichiarati per il tempo di cessazione della fornitura, aggregando i dati per range di giorni di attesa (1:5, 6:10, 11:15, 16:20, > 20).

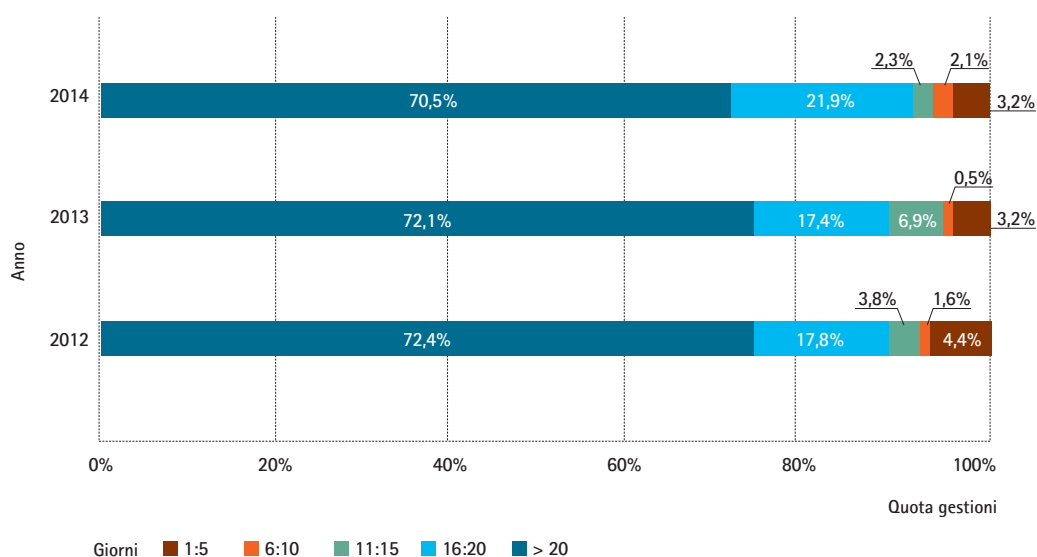
Oltre i due terzi delle gestioni, per l'intero triennio considerato, ha effettuato la cessazione della fornitura entro il quinto giorno a

partire dalla richiesta dell'utente, quota che supera l'80% cumulando il dato a dieci giorni. Nel 2014 la rapidità nel garantire la cessazione del servizio sembra essere stata ulteriormente incrementata: circa il 90% delle gestioni ha dichiarato di aver effettuato la cessazione entro dieci giorni dalla richiesta dell'utente.

Per quanto riguarda il tempo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità – per il quale l'Autorità ha fissato a far data dall'1 luglio 2016 uno standard di tipo specifico

FIG. 5.34

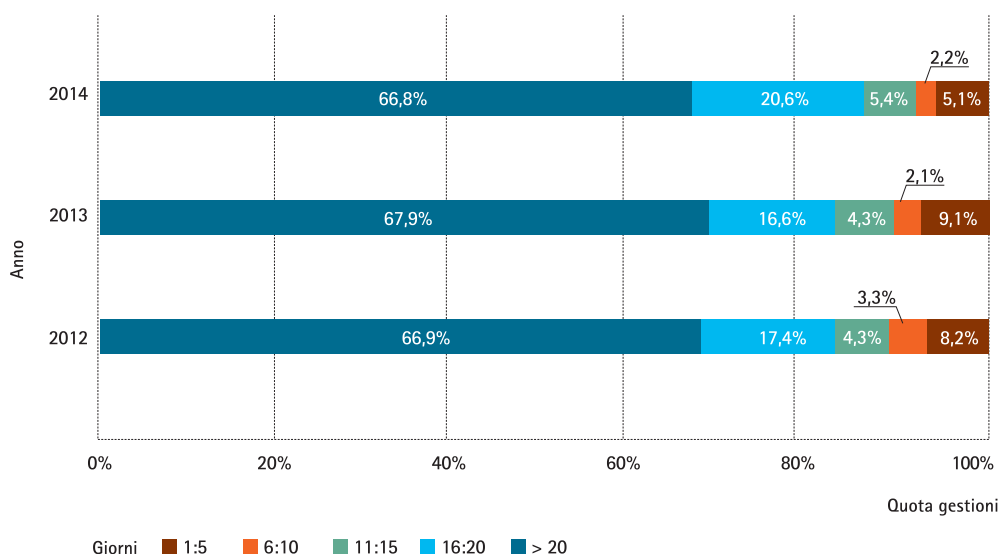
Tempo di attivazione della fornitura – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determinate 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

FIG. 5.35

Tempo di cessazione della fornitura – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determinate 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

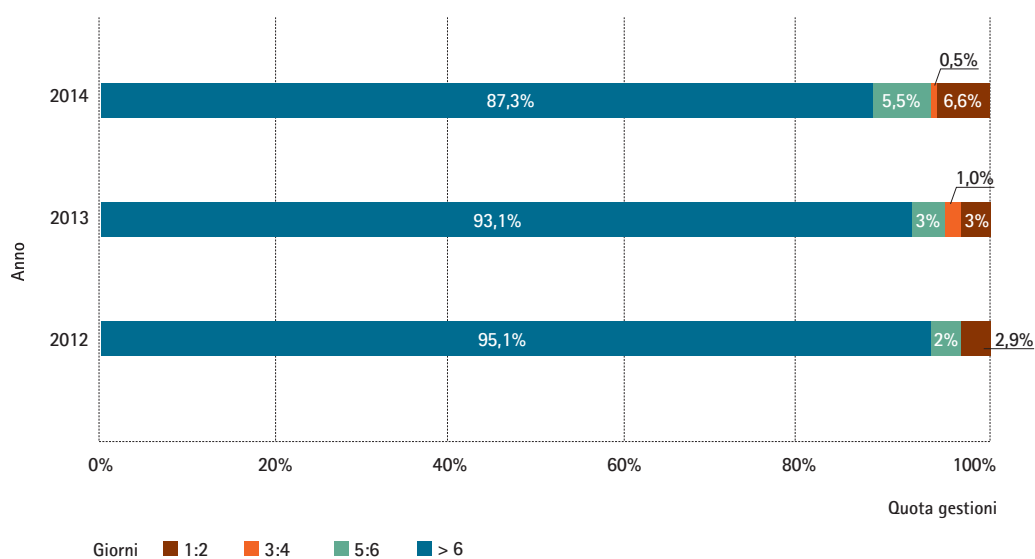
pari a due giorni feriali a partire dalla comunicazione dell'avvenuto pagamento –, nella figura 5.36 è riportato l'andamento dei livelli effettivi registrati dall'indicatore con riferimento al triennio 2012-2014, aggregando i dati per range di giorni di attesa (1:2, 3:4, 5:6, > 6).

L'analisi mostra che la maggioranza delle gestioni risulta già in linea con lo standard fissato dall'Autorità, dato che nel 2014 l'87,3% delle stesse ha provveduto a riattivare la fornitura disattivata per

morosità entro due giorni. Tale quota risulta, tuttavia, in flessione rispetto agli anni precedenti (93,1% nel 2013, 95,1% nel 2012), presumibilmente a causa della variazione del campione considerato.

Ritardo agli appuntamenti concordati

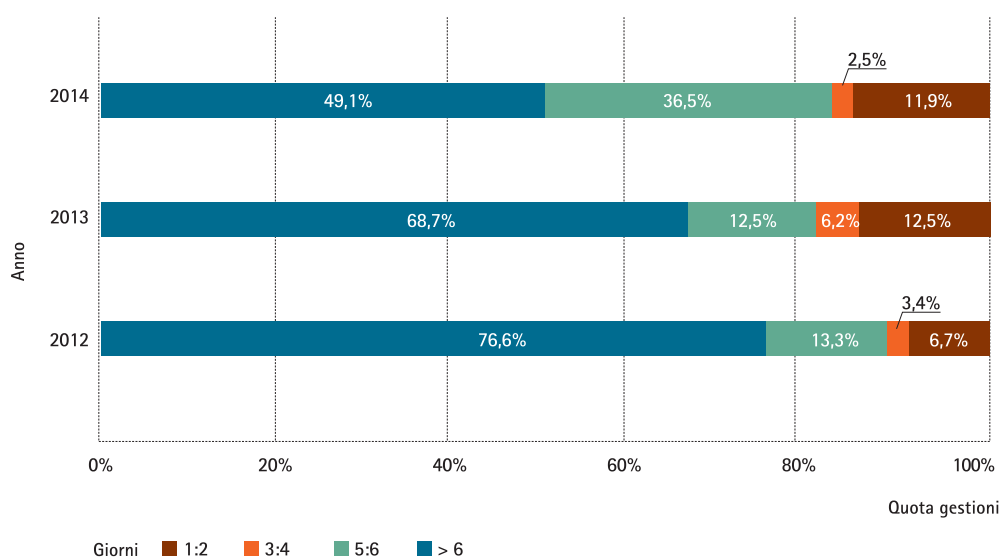
Nell'ambito della gestione del rapporto contrattuale, il gestore e l'utente hanno la necessità di concordare appuntamenti per



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determine 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

FIG. 5.36

Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determine 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

FIG. 5.37

Ritardo agli appuntamenti concordati – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014

l'esecuzione di diverse prestazioni, quali la preventivazione e l'esecuzione di un lavoro, ivi incluso l'allacciamento alla rete idrica e/o fognaria o la verifica del misuratore. Come richiesto già dallo schema del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999, il gestore deve riportare nella Carta dei servizi il ritardo massimo entro il quale si impegna a presentarsi sul luogo dell'appuntamento. L'Autorità ha, quindi, provveduto a fissare uno standard specifico associato a tale indicatore (Fascia di puntualità agli appuntamenti concordati) pari a tre ore, in vigore dall'1 luglio 2016. Nella figura 5.37 sono riportati i livelli effettivi medi registrati nel triennio 2012-2014, suddivisi per range di ore di ritardo (1:2, 3:4, 5:6, > 6).

I campioni analizzati mostrano dati relativamente omogenei con riferimento al dato cumulato a quattro ore (la cui quota di gestioni è sempre compresa tra l'80% e il 90% circa), mentre la quota di gestioni che ha registrato un ritardo medio inferiore alle due ore ha fatto registrare una flessione nel periodo di tempo considerato (dal 76,6% nel 2012 al 49,1% nel 2014, passando per il 68,7% nel 2013). Tale flessione, come per il caso dell'indicatore relativo alla

riattivazione in seguito a disattivazione per morosità, potrebbe essere spiegata con la variazione del campione preso a riferimento.

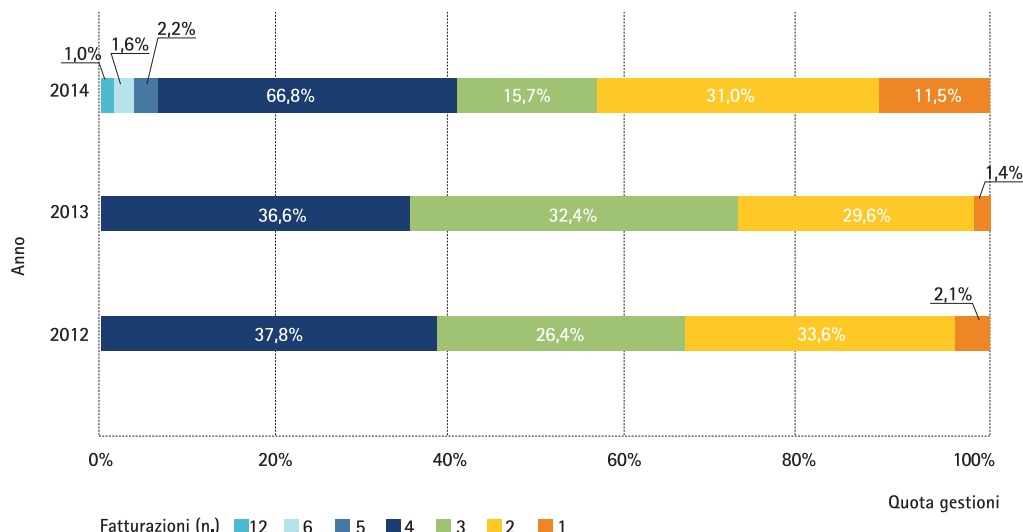
Frequenza di fatturazione

Nelle more dell'entrata in vigore della regolazione della qualità contrattuale del SII, recante, tra le altre, specifiche disposizioni sulla periodicità minima di fatturazione²² da individuare in funzione del consumo medio annuo dell'utente, le uniche indicazioni in merito sono rinvenibili nei decreti del Presidente del Consiglio dei ministri 4 marzo 1996 e 29 aprile 1999, per i quali la cadenza minima della fatturazione non può essere superiore al semestre.

Come evidenziato nella figura 5.38, in cui vengono riportate le percentuali relative al numero di fatturazioni effettive nel triennio 2012-2014 (1, 2, 3, 4, 5, 6 e 12 fatturazioni), l'analisi dei dati inviati all'Autorità mostra una sostanziale differenza tra i campioni relativi alle due edizioni della raccolta²³; nel campione relativo all'anno 2014, infatti, il 5% delle gestioni ha dichiarato di aver effettuato 5, 6 o 12 fatturazioni all'anno,

FIG. 5.38

Frequenza di fatturazione –
Livelli effettivi per il triennio
2012-2014



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determine 5/2014 – DSID e 1/2016 – DSID.

²² Come specificato all'art. 38 dell'allegato A alla delibera 655/2015/R/idr.

²³ Si precisa che il dato relativo al 2013 si differenzia rispetto a quello pubblicato nella *Relazione Annuale* 2015, oltre che per l'aggregazione delle tipologie di utenza qui operata, per l'esclusione dal campione delle gestioni che hanno dichiarato di aver effettivamente eseguito zero fatturazioni nell'anno, per poter rendere il dato maggiormente confrontabile con quello derivante dal campione relativo alla determina 1/2016 – DSID nel quale molte gestioni hanno erroneamente indicato il valore zero.

mentre negli anni 2013 e 2012 nessuna gestione ha dichiarato di fatturare più di quattro volte all'anno. Per contro, la quota di gestioni che ha effettuato quattro fatturazioni nell'anno, verosimilmente con cadenza trimestrale, è pressoché invariata, attestandosi al 37% circa per l'intero triennio considerato. Similmente, la quota di gestioni che ha effettuato solo due fatturazioni all'anno, corrispondenti al minimo consentito, appare omogenea (attorno al 30%), mentre il dato cumulato delle gestioni che hanno operato almeno due cicli di fatturazioni all'anno risulta nel 2014 più contenuto rispetto agli anni precedenti, fermandosi poco prima del 90% (contro il 98% circa degli anni precedenti).

Focalizzando l'attenzione sull'anno 2014, dall'analisi della figura 5.39, nella quale sono riportate le percentuali relative al numero di fatturazioni effettive registrate nell'anno (1, 2, 3, 4, 5, 6 e 12 fatturazioni), suddivise per area geografica (Nord-Ovest, Nord-Est, Centro, Sud, Isole), è possibile evincere che sul campione relativo al medesimo anno pesa fortemente il dato del Sud e delle Isole, dove il 23% delle gestioni dichiara di aver effettuato una sola fatturazione

all'anno, non garantendo di fatto agli utenti il livello minimo sopra richiamato.

Rettifiche di fatturazione

Il tempo di attesa per le rettifiche di fatturazione è inteso come il tempo massimo che intercorre tra il ricevimento da parte del gestore della comunicazione dell'utente e l'accredito delle somme versate e non dovute. Come mostra la figura 5.40, in cui viene riportato il dato relativo al tempo di attesa per le rettifiche di fatturazione, aggregato per range di giorni di attesa (1:10, 11:20, 21:30, 31:40, 41:60, > 60), oltre il 60% delle gestioni ha dichiarato, per l'intero triennio 2012-2014, tempi effettivi uguali o inferiori ai 20 giorni di attesa. Con riferimento al 2014, in particolare, l'88% delle gestioni dichiara di aver provveduto a eseguire la rettifica entro il trentesimo giorno, mentre meno del 5% delle gestioni risulta non rispettare il limite di 60 giorni, corrispondente allo standard specifico fissato in materia dall'Autorità e che entrerà in vigore a partire dall'1 luglio 2016.

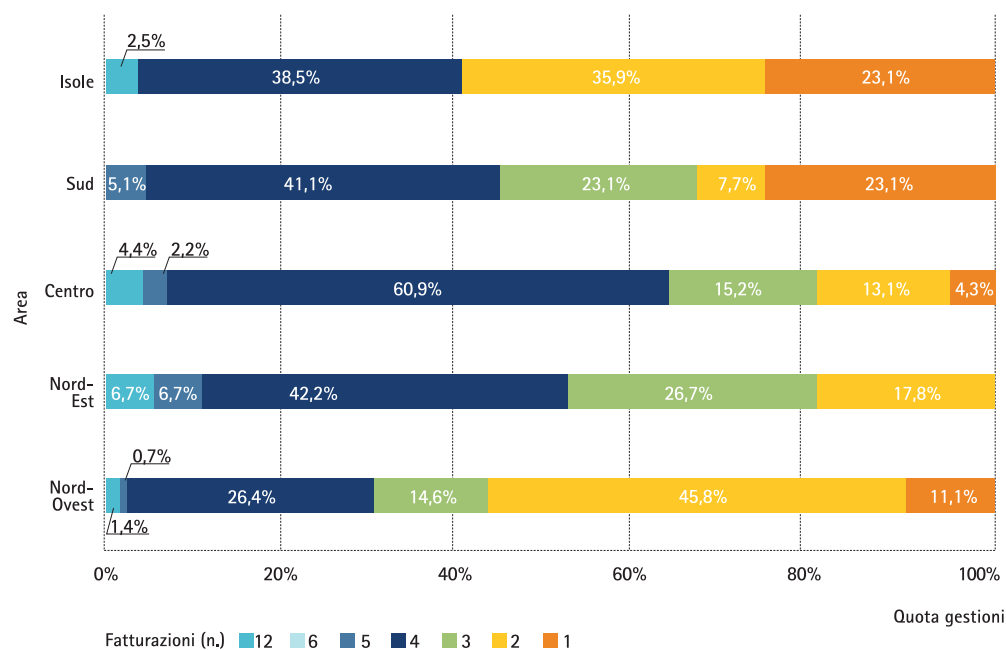


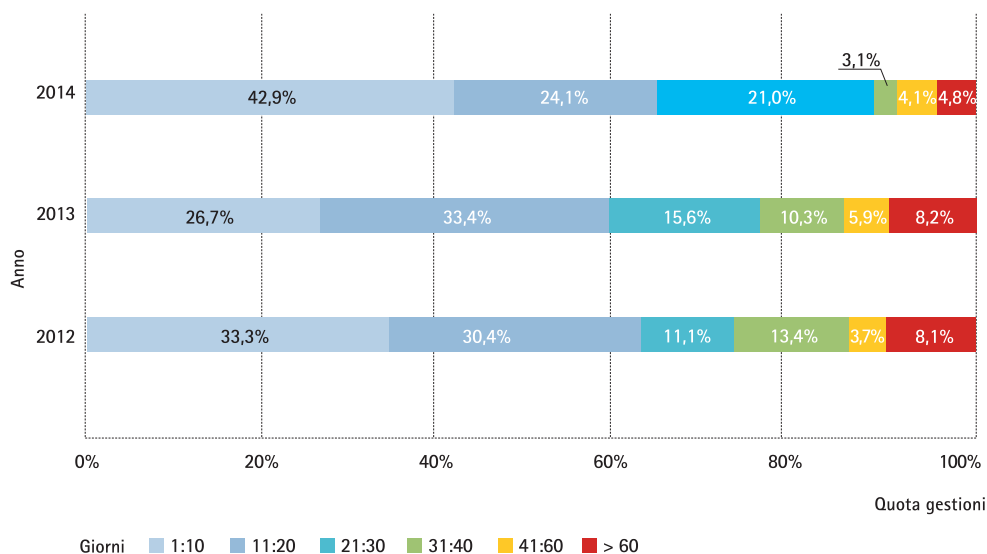
FIG. 5.39

Frequenza di fatturazione
– Livelli effettivi per il 2014
per area

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determinate 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

FIG. 5.40

Tempo di attesa per rettifica di fatturazione – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determinate 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

Verifica dei misuratori

Con riferimento ai dati relativi all'attività di misura del SII, in tema di qualità contrattuale assume rilevanza l'osservazione dei tempi effettivi impiegati dai gestori nel procedere alla verifica dei misuratori su richiesta dell'utenza. Come risulta dalla figura 5.41, in cui viene riportato il dato registrato per il triennio 2012-2014 relativamente al tempo di attesa per le verifiche del misuratore, aggregato per range di giorni di attesa (1:10, 11:20, 21:30, 31:40, > 40), oltre il 50% delle gestioni, sia nell'anno 2012 sia nell'anno 2014, appare già in linea con lo standard specifico fissato dall'Autorità con la delibera 655/2015/R/idr, avendo eseguito la verifica entro il decimo giorno a partire dalla richiesta dell'utente; con riferimento al campione 2013, invece, tale quota appare ridimensionata in favore delle gestioni che operano la verifica in tempi più lunghi. Con particolare riferimento all'anno 2014, inoltre, il 20% circa delle gestioni dichiara di eseguire tali verifiche tra l'undicesimo e il ventesimo giorno, mentre oltre il 10% dichiara di eseguire la verifica oltre il quarantesimo giorno.

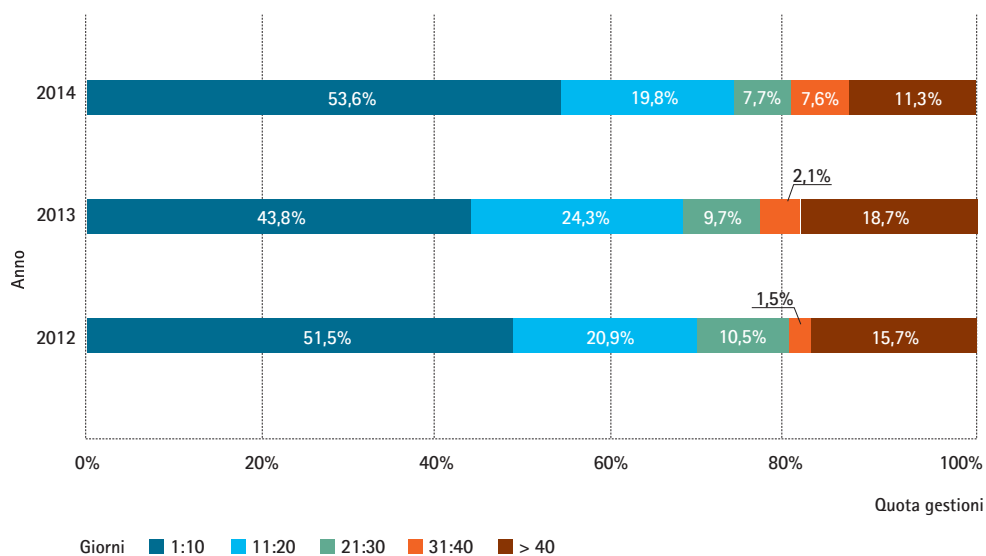
Risposte alle richieste scritte degli utenti e ai reclami

Le richieste scritte di informazioni e i reclami sono attualmente ancora disciplinate dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999 che fissa il termine massimo per la relativa risposta scritta, rispettivamente, in 29 e 30 giorni solari, nelle

more dell'applicazione della delibera 655/2015/R/idr che ha fissato per entrambe le prestazioni uno standard specifico pari a 30 giorni lavorativi, con indennizzo automatico minimo di 35 € in caso di mancato rispetto.

Nella figura 5.42 vengono riportati i dati relativi al tempo effettivo registrato dai gestori nel triennio 2012-2014 per la risposta alle richieste scritte degli utenti, aggregato per range di giorni di attesa (1:10, 11:20, 21:30, 31:40, > 40). La maggioranza delle gestioni si mostra estremamente efficiente nel fornire la risposta all'utente, dato che la quota più rilevante, sia nel 2013 sia nel 2014, si posiziona nel primo range (rispettivamente con una quota del 35,2% nel 2013 e del 41,4% nel 2014). Analizzando il dato cumulato a 30 giorni si nota che, per l'intero triennio, oltre il 90% delle gestioni mostra tempi effettivi di risposta già in linea con il nuovo standard fissato dall'Autorità - non superando il trentesimo giorno a partire dalla richiesta dell'utente - con un picco pari al 97% circa registrato dal campione 2014.

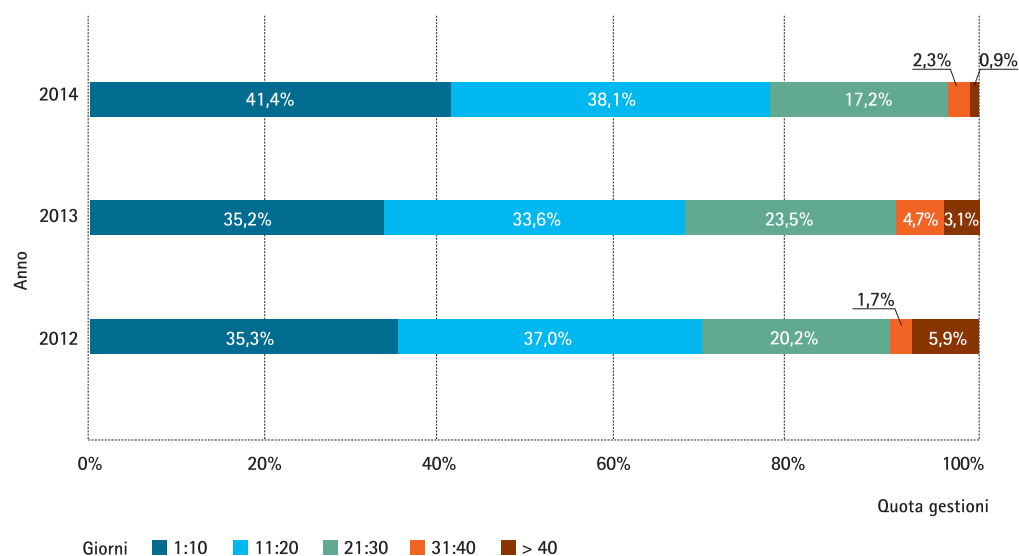
Nella figura 5.43 viene riportato il tempo effettivo registrato nel triennio 2012-2014 dai gestori per la risposta ai reclami, aggregando i dati per range di giorni di attesa (1:10, 11:20, 21:30, 31:40, > 40). Il dato registrato dai campioni nei tre anni considerati risulta fortemente omogeneo cumulando le prime tre classi, relative alle gestioni che, fornendo una risposta entro il trentesimo giorno a partire dalla richiesta dell'utente, risultano già in linea con lo standard specifico fissato dall'Autorità: tale aggregato oscilla, infatti, tra l'85% e il 90% circa. Analizzando, per contro, le quote relative ai



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determinate 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

FIG. 5.41

Tempo di attesa per verifica del misuratore - Livelli effettivi per il triennio 2012-2014



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati della determina 5/2014 - DSID.

FIG. 5.42

Tempo di attesa per la risposta alle richieste degli utenti - Livelli effettivi per il triennio 2012-2014

singoli range, a differenza del caso delle richieste di informazioni, in cui, come si è visto, la quota più rilevante delle gestioni si posiziona nel primo range (1-10 giorni), in tema di reclami il picco si rileva nel secondo range (11-20 giorni) sia con riferimento al campione 2013 (43,4%) sia con riferimento al campione 2014 (40%). Tale differenza, come già osservato nella *Relazione Annuale* 2015, è dovuta

verosimilmente alla maggiore complessità di gestione dei reclami rispetto alle semplici richieste di informazioni. Ponendo l'attenzione sull'anno 2014, inoltre, è possibile notare che una quota comunque rilevante delle gestioni, che sfiora il 30%, dichiara di aver provveduto a fornire una risposta al reclamo dell'utente tra il ventunesimo e il trentesimo giorno a partire dalla richiesta, con un incremento²⁴ dei

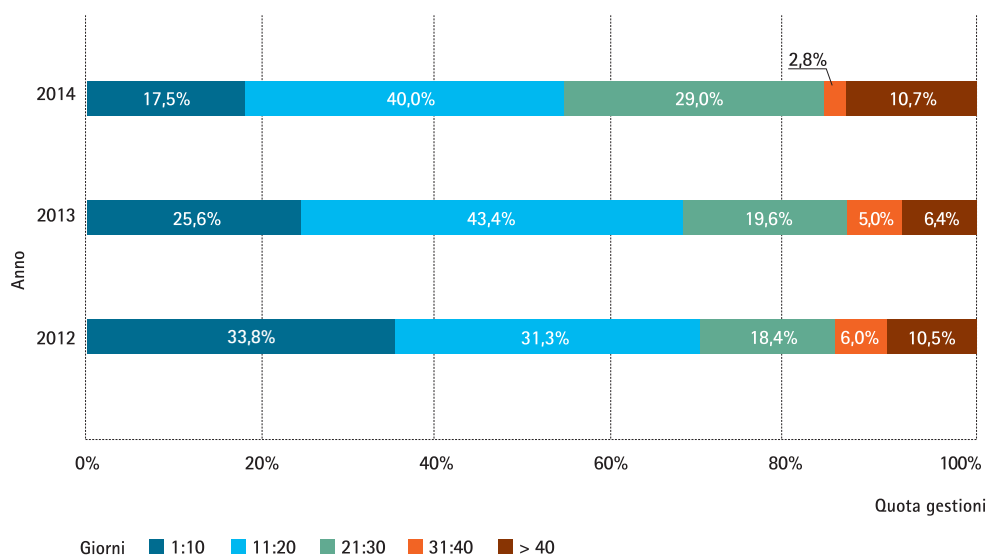
²⁴ Nel 2014 la classe 1-10 giorni è sostanzialmente ridimensionata rispetto agli anni precedenti (il 17,5% nel 2014, contro il 25,6% nel 2013 e il 33,8% nel 2012).

tempi di risposta rispetto agli anni precedenti. Un'analisi del contributo delle singole aree – Nord-Ovest, Nord-Est, Centro, Sud e Isole – alla formazione del livello effettivo registrato dalla media nazionale 2014 è riportata nella figura 5.44, dalla quale si evince che le gestioni del Nord-Ovest esprimono un risultato sostanzialmente migliore rispetto a quello delle altre aree. Il 27% circa delle gestioni dichiara,

infatti, di aver effettivamente provveduto a rispondere all'utente entro il decimo giorno, contro il 17,5% della media nazionale, il 13% del Sud e l'11% delle Isole. Nelle Isole e nel Centro, inoltre, si evidenzia che una quota consistente di gestioni (rispettivamente pari al 20% e al 25%) ha impiegato in media oltre 40 giorni per fornire le risposte ai reclami ricevuti.

FIG. 5.43

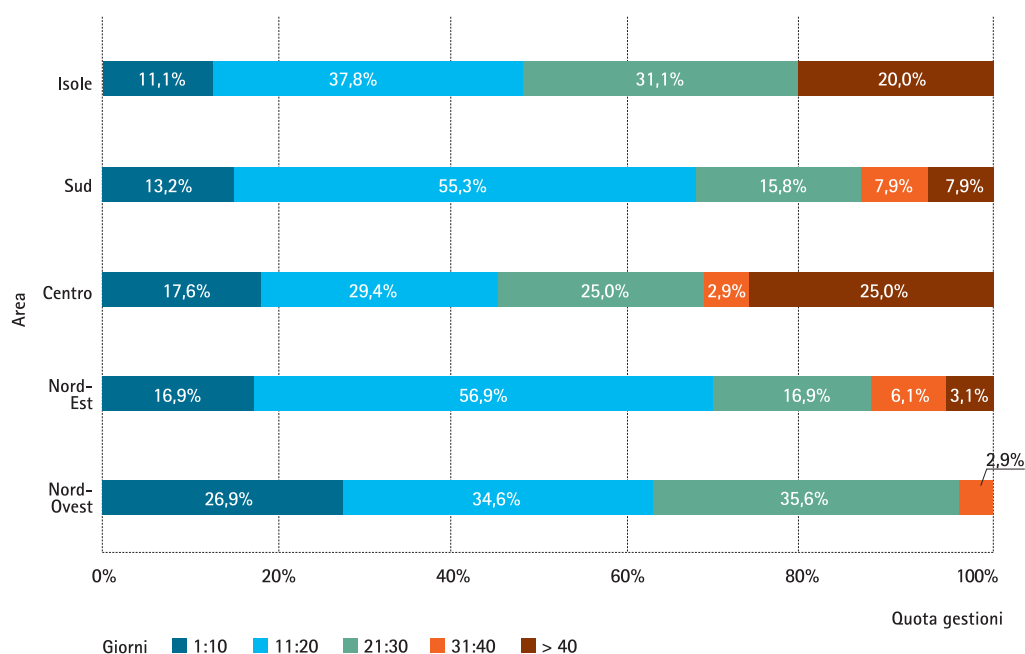
Tempo di attesa per la risposta ai reclami -
Livelli effettivi per il triennio
2012-2014



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determinazioni 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

FIG. 5.44

Tempo di attesa per la risposta ai reclami -
Livelli effettivi nel 2014 per
area



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati della determinazione 1/2016 - DSID.

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

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
Direzione Relazioni esterne e istituzionali,
Divulgazione e Documentazione

Piazza Cavour 5, 20121 Milano

tel. 02 655 651

e-mail: info@autorita.energia.it

Allea S.r.l.

Impaginazione

Pomilio Blumm S.r.l.

Stampa

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato

La carta utilizzata per la stampa di questi volumi è *Revive 100 Natural Uncoated*, una carta naturale composta al 100% da fibre riciclate. Viene prodotta in una cartiera danese che utilizza esclusivamente biocombustibile, sapone naturale per sbiancare le fibre riciclate e che riutilizza tutti gli scarti della lavorazione della carta per la produzione di cemento e altri materiali. *Revive 100 Natural* gode di numerose certificazioni, tra le quali il prestigioso Angelo Blu e l'Ecolabel europeo, sinonimo di prodotto ecosostenibile.





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



RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2016

VOLUME II Attività svolta



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



RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2016

Volume II Attività svolta

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

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

* in carica fino all'11 gennaio 2016

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

Capitolo 3. Regolazione nel settore del gas | Settoriale

Unbundling	pag.	97
Regolazione dell'unbundling	pag.	97
Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale	pag.	97
Regolazione delle reti	pag.	98
Regolazione tecnica: servizi di bilanciamento	pag.	98
Regolazione tecnica: sicurezza ed affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi	pag.	99
Regolazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione	pag.	102
Misure di salvaguardia del sistema gas	pag.	105
Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti	pag.	105
Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione	pag.	115
Promozione della concorrenza	pag.	117
Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati all'ingrosso e al dettaglio	pag.	117

Capitolo 4. Teleriscaldamento/teleraffrescamento ed efficienza energetica negli usi finali | Intersettoriale

Teleriscaldamento e teleraffrescamento	pag.	123
Avvio delle attività	pag.	123
Efficienza energetica negli usi finali	pag.	125
Attività di regolazione	pag.	125
Attività di gestione	pag.	125

Capitolo 5. Regolazione e attività svolta nel settore idrico | Settoriale

Quadro normativo e rapporti istituzionali	pag.	130
Quadro normativo nazionale	pag.	130
Rapporti istituzionali	pag.	130
Regolazione tariffaria, unbundling e convenzioni tipo	pag.	131
Regolazione tariffaria	pag.	132
Regolazione dell'unbundling	pag.	143
Convenzione tipo	pag.	146
Tutela dell'utenza nel settore idrico	pag.	148
Regolazione della qualità contrattuale del SII	pag.	148
Convenzione tipo	pag.	151
Raccolta dei dati sull'efficienza e sulla qualità del SII	pag.	152
Reclami e segnalazioni degli utenti del SII	pag.	153
Promozione delle procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie	pag.	154

Capitolo 6. Vigilanza e contenzioso | Intersettoriale

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni	pag. 157
Vigilanza e controllo	pag. 157
Attuazione del regolamento REMIT	pag. 178
Procedimenti sanzionatori e prescrittivi	pag. 179
Contenzioso	pag. 182
Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati	pag. 187

Capitolo 7. Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali | Intersettoriale

Tutela dei consumatori	pag. 195
Regolazione del mercato elettrico	pag. 196
Regolazione del mercato del gas	pag. 202
Regolazione del mercato elettrico e del gas	pag. 208
Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori	pag. 217
Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici	pag. 221
Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas	pag. 223
Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute	pag. 225
Valutazione dei reclami e risoluzione delle controversie dei consumatori	pag. 231
Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie	pag. 237
Razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie	pag. 242

Capitolo 8. Attuazione della regolazione, comunicazione, organizzazione e risorse | Intersettoriale

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti assunti	pag. 245
Attività di consultazione	pag. 245
Analisi di impatto della regolazione	pag. 248
Provvedimenti assunti	pag. 250
Accountability, trasparenza e anticorruzione	pag. 252
Comunicazione	pag. 254
Organizzazione	pag. 260
Risorse umane e sviluppo del personale	pag. 261
Gestione economico-finanziaria	pag. 264

Indice delle tavole

Tav. 2.1	Valori del WACC per i diversi servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas	pag. 65
Tav. 2.2	Schema di gradualità per la riforma delle tariffe domestiche	pag. 73
Tav. 2.3	Dettaglio degli oneri A_3	pag. 77
Tav. 2.4	Ripartizione percentuale tra le regioni italiane delle pompe di calore aderenti alla sperimentazione tariffaria alla data del 15/4/2015	pag. 92
Tav. 3.1	Caratteristiche dei progetti sperimentali multiservizio esaminati a seguito della delibera 19 settembre 2013, 393/2013/R/gas	pag. 109
Tav. 5.1	Attività e comparti di separazione contabile del SII	pag. 145
Tav. 6.1	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2011-2015	pag. 163
Tav. 6.2	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2011-2015	pag. 164
Tav. 6.3	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica in materia di erogazione del servizio di misura	pag. 165
Tav. 6.4	Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la vendita in materia di fatturazione delle forniture di energia elettrica e di gas ai clienti finali di piccole dimensioni	pag. 166
Tav. 6.5	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di vendita in materia di contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	pag. 166
Tav. 6.6	Verifiche ispettive nei confronti di venditori di energia elettrica per il controllo dei dati comunicati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica ai fini dell'applicazione delle agevolazioni relative agli oneri generali di sistema	pag. 167
Tav. 6.7	Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di imprese elettriche minori non trasferite all'Enel	pag. 168
Tav. 6.8	Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa esercente l'attività di trasporto del gas naturale in materia di determinazione del quantitativo di gas riconosciuto a copertura delle perdite di rete	pag. 168
Tav. 6.9	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio	pag. 169
Tav. 6.10	Verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di energia elettrica alle quali è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione	pag. 170
Tav. 6.11	Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio	pag. 171
Tav. 6.12	Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas	pag. 171
Tav. 6.13	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio	pag. 172
Tav. 6.14	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento	pag. 173
Tav. 6.15	Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione	pag. 173
Tav. 6.16	Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte in collaborazione con la CSEA e il GSE	pag. 174
Tav. 6.17	Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato	pag. 176
Tav. 6.18	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2015	pag. 183
Tav. 6.19	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2015	pag. 183
Tav. 6.20	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2015	pag. 184
Tav. 7.1	Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti switching hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo	pag. 201

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

Indice delle figure

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

1.

Indirizzi di politica
energetica e rapporti
istituzionali

Intersettoriale

Evoluzione della legislazione europea nei settori di competenza

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

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

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

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

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

Verso una nuova strategia energetica per l'Europa

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Sicurezza delle forniture elettriche

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

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

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

Rapporto sullo stato dell'Unione

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Evoluzione normativa dei settori energetici

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Coordinamento internazionale

Coordinamento tra i Paesi membri dell'Unione europea

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

European Water Regulators

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia

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

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

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

⁸ Vedi sopra.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

L'Autorità italiana ha, altresì, attivamente partecipato ai lavori per la predisposizione della risposta congiunta dell'ACER e del CEER al documento per la consultazione della Commissione europea in merito al disegno del mercato elettrico, pubblicato il 15 luglio 2015. L'Autorità, infine, ha preso parte, con la trasmissione e la validazione dei dati e delle informazioni, alle attività di monitoraggio dell'ACER, che nel 2015 si sono sostanziate nella pubblicazione dei seguenti rapporti:

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

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Integrazione dei mercati all'ingrosso

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Rapporti e iniziative con Paesi non appartenenti all'Unione europea

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

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Mercato dell'energia nei Paesi dell'Area del Mediterraneo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Per quanto riguarda l'attività svolta:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Relazioni bilaterali e con gli stakeholders

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

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

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

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

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

Gemellaggio con il regolatore egiziano (EgyptEra)

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

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

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

International Confederation of Energy Regulators

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

OCSE – NER

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

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

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

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

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

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

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

Evoluzione della legislazione italiana

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

economico generale e delle partecipazioni societarie delle amministrazioni pubbliche.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni

Segnalazioni

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Tra tali interventi si rilevano:

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

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

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

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

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

Pareri e proposte al Governo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Audizioni presso il Parlamento

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Rapporti con le altre istituzioni

Autorità garante della concorrenza e del mercato

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

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

Autorità per le garanzie nelle comunicazioni

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

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

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

Altre Autorità indipendenti e Istituti

Nel 2015 è, inoltre, proseguita l'attività di collaborazione tra l'Autorità, l'AGCOM e il Garante per la protezione dei dati personali, nell'ambito della Convenzione per la gestione dei servizi strumentali stipulata tra le tre Autorità, in adempimento di quanto previsto dall'art. 22, comma 7, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 114. In attuazione delle finalità di detta Convenzione, successivamente estesa, nel corso del 2015, anche all'Autorità per la regolazione dei trasporti, questa Autorità ha proceduto ad avviare una comune collaborazione con le altre Autorità, avente a oggetto scambi

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

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

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

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

Guardia di finanza

Fin dal 2001, sulla base di un Protocollo d'intesa siglato tra le due istituzioni, l'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza per le proprie attività di controllo e di ispezione. Il Protocollo è stato rinnovato ed esteso nel dicembre 2005, ampliando in particolare le forme di collaborazione.

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

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

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

Cassa conguaglio per i servizi energetici e ambientali

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

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

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

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

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

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

Altre istituzioni

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

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

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

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

2.

Regolazione nel settore dell'energia elettrica

Settoriale

Unbundling

Regolazione dell'unbundling

Separazione funzionale

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

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

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

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

Manuale di contabilità regolatoria

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

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

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

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Regolazione tecnica: servizio di dispacciamento

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

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

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

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

- la modifica del meccanismo di calcolo della capacità produttiva delle unità di produzione di tipo solare, eolico e idroelettrico, al fine di tener conto della stagionalità tipica di tali unità;
- l'incremento del limite di transito tra le zone Centro-Sud e Centro-Nord per tenere conto, nel calcolo della soluzione di ottimo per l'assegnazione dei CCC e dei CCP, dei risultati conseguibili con il nuovo algoritmo utilizzato per la risoluzione del Mercato del giorno prima (MGP) (c.d. "algoritmo *Euphemia*"). Tale algoritmo consente, infatti, una maggiore possibilità di transito tra le zone Centro-Sud e Centro-Nord rispetto al passato, mediante la gestione di un modello di rete che presenta una configurazione a maglia chiusa, costituita dal collegamento delle zone Centro-Sud e Centro-Nord alla zona Sardegna.

Servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica

I servizi di interrompibilità costituiscono parte integrante del sistema di difesa della rete nazionale e rappresentano uno degli strumenti di cui Terna dispone per la gestione in sicurezza del sistema elettrico e per mitigare, in particolare, il rischio di distacco del carico diffuso. Nel novero dei servizi di interrompibilità è incluso il servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica (c.d. "di superinterrompibilità"), dedicato alle macrozone Sicilia e Sardegna. L'art. 3, comma 2, lett. a), del decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210, convertito con modificazioni dalla legge 25 febbraio 2016, n. 21, ha previsto, tra l'altro, che:

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

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

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

- la riduzione delle quantità massime approvvigionabili da 500 MW a 200 MW per la Sicilia e da 500 MW a 400 MW per la Sardegna;
- la fissazione di una valorizzazione annua del servizio pari a 170.000 €/MW/anno, in luogo del premio definito in esito a procedure concorsuali, il cui valore massimo era pari a 300.000 €/MW/anno.

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

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

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

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

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

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

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

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

Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti

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

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

Istituzione del progetto interdirezionale RDE

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

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

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

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

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

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

Mercato della capacità

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

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

Regolazione tecnica: servizio di trasporto

Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Al riguardo, è stato definito che:

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

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

Regolazione tecnica: impianti essenziali

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Corrispettivi di reintegro

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

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

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

Acconti sui corrispettivi di reintegro

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

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

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

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

Revoca dell'ammissione al regime di reintegro

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

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

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

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

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

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

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

Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

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

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

Regime ordinario e regime di reintegrazione

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

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

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

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

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

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regimi alternativi

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

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

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

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

Emergenza gas – Corrispettivo di reintegrazione dei costi

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

- le esigenze di potenza produttiva, alimentabile con olio combustibile e con altri combustibili diversi dal gas naturale, di cui garantire la disponibilità;
- le procedure atte a identificare gli specifici impianti di produzione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW, destinati a far fronte a emergenze gas nel successivo anno termico.

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

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

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

Regolazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi

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

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

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

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

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

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

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

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

Con riferimento ai dati di continuità del servizio 2014, nel febbraio 2016 l'Autorità ha pubblicato sul proprio sito internet la terza graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica, relativa al numero e alla durata delle interruzioni. Dai dati pubblicati si conferma che le famiglie e i piccoli consumatori di energia elettrica che beneficiano della migliore continuità del servizio abitano prevalentemente nel Nord del Paese, in aree urbane, e sono serviti da imprese di distribuzione con la maggior parte di rete interrata. Anche per i clienti industriali in media tensione i dati evidenziano che il minor numero di interruzioni si verifica nelle province del Nord Italia.

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

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

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

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

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

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

Aggiornamento della regolazione vigente della qualità della tensione

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

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

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

Attuazione della regolazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Regolazione della misura dell'energia elettrica prodotta

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

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

TAV. 2.1

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

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

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

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

Fonte: AEEGSI.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Tariffe per il servizio di trasmissione

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

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

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

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

Tariffa del servizio di trasmissione

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, l'Autorità, con la delibera 654/2015/R/eel, al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni, ha introdotto modalità differenziate tese al riconoscimento dei costi di capitale tra le imprese che hanno oltre 100.000 punti di prelievo connessi alle proprie reti (modalità fondata su un regime di riconoscimento individuale dei costi) e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia (modalità fondata su un regime parametrico). Per le imprese con oltre 100.000 punti di prelievo, l'Autorità ha previsto una stretta continuità metodologica con i criteri adottati nel periodo di regolazione 2012-2015, sia sotto il profilo della determinazione dei costi operativi sia sotto il profilo dei costi del capitale (remunerazione e ammortamenti).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Incentivazione degli investimenti nelle reti di trasmissione e di distribuzione

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Procedimento di revisione delle tariffe domestiche

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

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

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

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

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

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

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

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

TAV. 2.2

Schema di gradualità per la riforma delle tariffe domestiche

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Opportunità tecnologiche di messa a disposizione dei dati

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Sistemi di smart metering di seconda generazione

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Reti interne d'utenza

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

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

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

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

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

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A₂)

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

Detto programma, infatti, pur presentando un trend crescente, per quanto riguarda i costi delle attività di smantellamento, e una apprezzabile focalizzazione sulle attività più critiche del *decommissioning*, si è rivelato inadatto a compensare i ritardi già accumulati. Tali ritardi hanno inevitabilmente inciso sulle previsioni di costo per il mantenimento in sicurezza delle centrali e degli impianti, subendo un incremento di costi rispetto al programma quadriennale precedente (+12% per il solo anno 2015, +7% nel quadriennio).

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

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

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

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

Per quanto riguarda i previsti aumenti di costo relativi al mantenimento in sicurezza delle centrali e degli impianti, nonché la necessità di far fronte agli esborsi straordinari in relazione ai contratti di riprocessamento nel Regno Unito del combustibile nucleare irraggiato, la componente tariffaria A_2 ha subito un adeguamento al rialzo, ulteriore rispetto a quelli già previsti nel corso del 2014 (cfr. la *Relazione Annuale 2015*, Capitolo 2, Volume II).

In relazione agli oneri di medio/lungo periodo posti in capo alla componente tariffaria A_2 , si rileva che il processo per la realizzazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi ha subito un rallentamento. Non è stata, infatti, ancora pubblicata la Carta delle aree potenzialmente idonee, primo passo per l'avvio della necessaria consultazione pubblica ai fini della definitiva individuazione del luogo da destinare al Deposito.

Oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili (A_3)

Nel corso del 2015, nonostante una riduzione degli oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili rispetto all'anno precedente, si sono resi necessari progressivi aumenti della componente tariffaria A_3 (a copertura degli

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

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

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

Con la delibera 28 dicembre 2015, 657/2015/R/com, l'Autorità ha pertanto confermato il valore della componente tariffaria A_3 , dopo un anno di adeguamenti al rialzo.

La tavola 2.3 sintetizza gli oneri posti in capo al conto A_3 nel 2015 (dati preconsuntivi) confrontati con quelli del 2014.

TAV. 2.3

Dettaglio degli oneri A_3

ONERI DI COMPETENZA	2014		2015	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	347	2,6	266	2,1
Ritiro certificati verdi	3.218	23,9	3.655	28,8
Fotovoltaico	6.525	48,5	6.113	48,2
Ritiro dedicato	64	20,5	39	0,3
Tariffa omnicomprensiva	1.923	14,3	1.875	14,8
Incentivi amministrati FER	133	1,0	166	1,3
Funzionamento GSE e altro	74	0,5	152	1,2
Scambio sul posto	6	0,0	1	0,0
TOTALE RINNOVABILI	12.290	91,3	12.268	96,7
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	430	3,2	329	2,6
Oneri CO ₂ assimilate	38	0,3	37	0,3
Copertura certificati verdi assimilate	57	0,4	38	0,3
Risoluzione CIP6	648	4,8	18	0,1
TOTALE ASSIMILATE	1.173	8,7	423	3,3
TOTALE ONERI A_3	13.462	100,0	12.691	100

Fonte: GSE e AEEGSI.

Agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica

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

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

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

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

o assimilate), A_4 (a copertura delle agevolazioni tariffarie riconosciute per il settore ferroviario), A_5 (a copertura delle attività di ricerca in aree di interesse del sistema elettrico nazionale) e A_6 (a finanziamento del sistema dei bonus destinati ai clienti domestici del servizio elettrico), applicabili ai consumi mensili eccedenti gli 8 GWh in media tensione e ai consumi mensili eccedenti i 12 GWh in alta e altissima tensione, nonché tutte le aliquote della componente tariffaria AE siano poste pari a zero per tutti i punti di prelievo.

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

Disposizioni del decreto legge n. 91/14

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

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

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

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

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

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

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

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

Designazione del NEMO

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

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

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

Market coupling con Francia, Austria e Slovenia

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

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

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

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

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

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

Prezzi negativi

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

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

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

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

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

Progetto pilota intraday Italia-Slovenia

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

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

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

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

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

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

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

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

Investimenti in nuove infrastrutture

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

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

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

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

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

Regolazione tariffaria per l'incentivazione degli investimenti nella RTN

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

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

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

Valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN

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

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

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

Promozione della concorrenza, tutela dell'ambiente e innovazione

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

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

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

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

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

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

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

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

Monitoraggio del mercato al dettaglio

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

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

Regolazione dei sistemi di distribuzione chiusi

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

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

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

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

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

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

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

- regola le condizioni sulla base delle quali viene garantito agli utenti di un SDC l'obbligo di libero accesso al sistema elettrico, dando con ciò attuazione al decreto ministeriale 10 dicembre 2010. Il libero accesso al sistema elettrico si estrinseca sotto forma di accesso al solo libero mercato (finalizzato a consentire all'utente di usufruire di un fornitore diverso dal fornitore storico operante nello SDC) ovvero di accesso a tutti i servizi afferenti al sistema elettrico, in esito al quale l'utente di un SDC diventa a tutti gli effetti un utente della rete pubblica;
- definisce i criteri con i quali sono individuate le reti private, ivi inclusi gli SDC, che devono essere messe a disposizione del gestore di rete concessionario per l'erogazione del pubblico servizio, dando con ciò attuazione al decreto ministeriale 10 dicembre 2010. È stata rimandata a un successivo provvedimento la definizione delle condizioni economiche sulla base delle quali il gestore concessionario può usufruire delle predette reti elettriche per l'erogazione del pubblico servizio;
- esplicita i criteri sulla base dei quali gli SDC, già individuati come tali, possono evolvere nel tempo in termini di utenti a essi connettabili senza che venga meno il rispetto della loro definizione.
- prevede, come consentito dalla direttiva 2009/72/CE, che i corrispettivi di trasmissione e di distribuzione siano definiti dai gestori dell'SDC, escludendo al tempo stesso tali gestori dai meccanismi di riconoscimento dei costi e di perequazione posti in essere dall'Autorità, e fatto salvo il potere dell'Autorità di intervenire con opportune misure volte a tutelare l'utente dell'SDC da eventuali condotte lesive del gestore;
- esonera i gestori degli SDC dall'applicazione della regolazione in materia di qualità del servizio, in coerenza con quanto già previsto dalla legge n. 99/09 per le RIU;
- prevede che il servizio di dispacciamento sia erogato alle singole unità di produzione e consumo connesse alle RIU, dando attuazione a quanto previsto dalla legge n. 99/09. Peraltro, simile previsione è coerente con il diritto di cui godono gli utenti finali di accedere liberamente ai servizi del sistema elettrico, atteso che l'esercizio di tale diritto richiede che l'utente sia ben identificabile e visibile dal sistema elettrico in modo univoco (ossia che il dispacciamento trovi applicazione per ogni punto di connessione tra i singoli utenti finali e la rete privata stessa);
- dispone che le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema trovino applicazione in relazione all'energia elettrica consumata dai singoli clienti finali presenti nello SDC, con l'unica eccezione delle RIU, per le quali all'energia elettrica consumata in sito e non prelevata dalla rete pubblica si applica solo il 5% della parte variabile delle predette componenti, dando con ciò attuazione al decreto legge n. 91/14;
- stabilisce che le componenti tariffarie di trasporto nonché quelle a copertura degli oneri generali di sistema, quantificate dal gestore dell'SDC per ogni cliente finale come sopra richiamato, siano dal medesimo applicate alla società di vendita presso cui ogni cliente finale si approvvigiona, ivi inclusi gli eventuali casi di salvaguardia e maggior tutela, proprio come competerebbe a una normale impresa distributrice.

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

- regola i servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso degli SDC, affinché siano erogati nel modo più simile possibile a quello previsto per le reti pubbliche, considerato che un SDC è a tutti gli effetti un sistema di distribuzione;
 - prevede, quindi, che i punti di connessione degli SDC alla rete pubblica non siano più considerati come punti di connessione di clienti finali, ma come punti di interconnessione tra reti elettriche;
 - prevede che i gestori degli SDC identifichino i punti di connessione dei clienti finali e dei produttori alla propria rete applicando la regolazione già vigente per le altre imprese distributrici (ivi incluso il rilascio dei relativi codici POD, l'accesso al Sistema informativo integrato e al sistema GAUDI);
 - concede ai gestori degli SDC più flessibilità rispetto alle altre imprese distributrici nell'erogazione dei servizi di connessione e di misura, salvaguardando l'applicazione di alcuni principi per garantire il corretto funzionamento del sistema elettrico nazionale nel suo complesso;
- Infine, la delibera in esame riporta alcune disposizioni in merito agli utenti virtualmente connessi alla rete pubblica per il tramite di una rete privata. Più in dettaglio, gli utenti non connettabili a un SDC e gli utenti che, pur essendo connettabili, richiedano la connessione alla rete pubblica sono tenuti a chiedere la connessione al gestore di rete concessionario; quest'ultimo può erogare la connessione direttamente o indirettamente per il tramite della rete dell'SDC.

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

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

Attuazione della regolazione dei Sistemi semplici di produzione e consumo

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

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

- sono state verificate positivamente dalla Direzione Mercati dell'Autorità le regole tecniche, predisposte dal GSE, per la presentazione della richiesta e il conseguimento della qualifica di SEU e SESEU per i sistemi entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2014 (c.d. "regole tecniche transitorie");
- con la delibera 21 maggio 2015, 242/2015/R/eel, sono state approvate le regole tecniche definitive predisposte dal GSE, per la presentazione della richiesta e del conseguimento della qualifica di SEU o SESEU per i sistemi entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2014 (c.d. "regole tecniche definitive"), nonché lo schema del portale informatico del GSE, finalizzato al rilascio delle predette qualifiche;
- la delibera 242/2015/R/eel ha, altresì, previsto che i costi sostenuti dal GSE per l'implementazione del TISSPC trovino copertura a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A₃, in coerenza con il criterio adottato dall'Autorità per il riconoscimento a consuntivo dei costi di funzionamento del GSE.

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

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

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

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

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

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

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

Semplificazioni delle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La relazione 308/2015/l/efr inoltre:

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

Testo unico sulla produzione

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

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

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

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

Progetti pilota e sperimentazioni

Progetti pilota

Il sistema elettrico, tradizionalmente considerato maturo, è oggi caratterizzato da forti tendenze di sviluppo tecnologico, in parte anche difficilmente prevedibili, che potrebbero portare, nell'arco di alcuni anni, a un rilevante sviluppo dei sistemi di accumulo o di nuovi utilizzi nel settore del trasporto (diffusione di veicoli elettrici) o negli usi termici (diffusione di pompe di calore elettriche), fino alla possibilità, per la domanda, di partecipare attivamente al mercato dell'energia e/o dei servizi su vasta scala (*demand side response*).

L'Autorità ha inteso dimostrare la propria attenzione all'innovazione attraverso progetti sperimentali a carattere dimostrativo, utili a comprendere le reali potenzialità e i rischi delle innovazioni tecnologiche, al fine di adeguare la regolazione tecnico-economica delle infrastrutture e dei mercati dell'energia elettrica alle nuove tendenze innovative.

I progetti pilota per la sperimentazione delle funzionalità innovative in un contesto reale, sebbene in genere su piccola scala, prevedono forme di incentivazione a fronte della messa a disposizione di informazioni e risultati, in modo da favorire lo sviluppo della conoscenza tra tutti i soggetti interessati (inclusi coloro che non sono i diretti fautori delle sperimentazioni).

Nel corso del 2015 si sono concluse le sperimentazioni avviate nel 2011 di progetti pilota *smart grids*, i cui risultati sono stati utilizzati nell'ambito del procedimento per il quinto periodo di regolazione tariffaria e per la qualità del servizio delle infrastrutture elettriche, come rappresentato nei paragrafi precedenti.

I risultati delle sperimentazioni *smart grids* sono stati resi disponibili sul sito internet dell'Autorità e sono stati presentati in occasione di diverse conferenze tecniche sia in Italia sia all'estero. Anche per il prossimo periodo regolatorio l'Autorità ha previsto l'avvio di nuove sperimentazioni, con riferimento alle soluzioni innovative nei sistemi elettrici integrati delle isole non interconnesse (escluse quelle di prossima interconnessione), nell'ambito dell'attuazione degli obiettivi di progressiva copertura del fabbisogno di tali isole mediante la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Le modalità di remunerazione di tali sperimentazioni saranno definite dall'Autorità, tenendo conto anche delle modifiche della remunerazione dei gestori del sistema isolano, a seguito delle indicazioni del decreto legge n. 91/14. Ulteriori sperimentazioni potranno essere valutate nell'ambito dello sviluppo di progetti innovativi in un'ottica *smart cities*, focalizzandosi in particolare sull'ammodernamento delle reti in bassa tensione e sullo sviluppo di contatori di seconda generazione in integrazione con le tecnologie di comunicazione avanzate e le soluzioni multiservizio.

Sono attualmente in corso le sperimentazioni relative ai sistemi di accumulo, avviate da Terna, sia di tipo *power driven* sia di tipo *energy driven*. Nel corso del 2015 sono entrati in esercizio i sistemi di accumulo *energy driven* di Ginestra, Flumeri e Scampitella; il progetto di accumulo *power driven* di Codrongianos era già iniziato nel 2014.

Per quanto concerne le sperimentazioni relative alla ricarica dei veicoli elettrici, esse sono terminate il 31 dicembre 2015; la sintesi dei risultati sarà fornita nel corso del 2016.

L'esperienza è stata, comunque, utilizzata per formulare alcune valutazioni in tema di modelli di assetto per il servizio di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, tenendo conto delle indicazioni della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (AFID), che statuisce il principio secondo il quale il servizio di ricarica dei veicoli elettrici deve essere svolto in condizioni competitive.

Nel 2015 l'Autorità ha continuato a partecipare, tramite i propri Uffici, al Tavolo tecnico costituito presso il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, per l'aggiornamento annuale del *Piano nazionale per l'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici* (PNIRE), previsto dall'art. 17-septies della legge n. 134/12.

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

Con la delibera 205/2014/R/eel l'Autorità aveva dato attuazione, a partire dall'1 luglio 2014, alla sperimentazione tariffaria per i clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento della propria abitazione di residenza. Da tale data è stata offerta ai clienti la possibilità di presentare la richiesta di adesione, ottenere l'applicazione di una tariffa elettrica non progressiva (c.d. "tariffa D1-pdc") e, conseguentemente, essere sottoposti a un monitoraggio *in continuum* dei propri prelievi di energia elettrica, per consentire all'Autorità di raccogliere informazioni e dati utili al fine di delineare le caratteristiche di questa particolare tipologia di clienti.

L'iniziativa ha riscosso un discreto interesse tra le famiglie italiane: al 15 ottobre 2015, dopo circa 16 mesi dall'avvio, le adesioni sono state quasi 5.000, evidenziando dunque un trend medio di circa dieci nuove adesioni al giorno.

Nei mesi di dicembre 2014, giugno e dicembre 2015 si sono svolte le prime tre raccolte dati previste dalla delibera 205/2014/R/eel, con le quali l'Autorità ha ricevuto dalle imprese di distribuzione le banche dati relative ai dati anagrafici e a quelli del prelievo elettrico dei clienti che avevano aderito alla sperimentazione. In particolare, la raccolta ha riguardato i 2.900 clienti che hanno aderito al progetto fino al 15 aprile 2015; le prime elaborazioni compiute su questi dati hanno consentito di evidenziare alcune interessanti caratteristiche:

- quasi due impianti su tre risultano installati nelle regioni del Nord Italia; la seguente tavola 2.4 elenca le prime dieci regioni con maggiore frequenza di installazione;
- il 62% degli impianti è installato in comuni ricadenti nella zona climatica E, il 19% nella zona D, il 9% nella zona C così come nella zona F, solo l'1% nella zona B e nessuno nella zona A;
- quasi la metà dei contratti di fornitura elettrica prevede un impegno di potenza pari a 6 kW e quasi un quarto da 10 kW;
- oltre il 60% dei clienti aderenti dichiara di avere installato in casa anche un impianto fotovoltaico, che contribuisce, quindi, ad alimentare la pompa di calore;
- per quanto riguarda le tipologie di pompe di calore installate, quasi due impianti su tre sono di tipo aria-acqua (63%), il 16% acqua-acqua, l'8% aria-aria (mentre nel rimanente 13% dei casi i dati forniti sono mancanti o incongruenti).

A causa della limitata disponibilità di mesi durante i quali è avvenuto il monitoraggio dei prelievi elettrici, non è stato finora possibile compiere analisi inerenti ai volumi di energia elettrica mediamente consumata su base annua prima e dopo l'installazione della pompa di calore.

TAV. 2.4

Ripartizione percentuale tra le regioni italiane delle pompe di calore aderenti alla sperimentazione tariffaria alla data del 15/4/2015

REGIONE	QUOTA DEL TOTALE
Lombardia	18%
Veneto	18%
Emilia Romagna	10%
Piemonte	8%
Trentino Alto Adige	6%
Toscana	6%
Lazio	5%
Puglia	5%
Sardegna	5%

Fonte: AEEGSI.

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

L'Autorità ha svolto anche nel 2015 le funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), affidate in via transitoria con decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 giugno 2007. In particolare:

- ha predisposto e inviato al Ministero dello sviluppo economico la proposta di Piano triennale 2015-2017 della Ricerca di sistema elettrico nazionale e una proposta di ripartizione economica delle risorse con riferimento all'annualità 2015;
- ha inviato al Ministero dello sviluppo economico lo schema di bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca fondamentale, di cui all'art. 10, comma 2, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000, previsto dal Piano operativo annuale 2013 della Ricerca di sistema elettrico nazionale;
- ha ammesso alla valutazione di merito le proposte di progetto di Ricerca di sistema elettrico, presentate ai sensi del bando di gara approvato con decreto del Ministro dello sviluppo economico 30 giugno 2014, e organizzato le conseguenti attività di valutazione, finalizzate alla predisposizione delle graduatorie di merito;
- ha organizzato le attività di valutazione e di verifica dei progetti svolti nell'ambito degli accordi di programma in essere tra il Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR, nonché dei progetti ammessi al finanziamento dallo stesso ministero, ai sensi del decreto 16 febbraio 2010, e delle proposte di progetto presentate, ai sensi del bando di gara approvato con decreto 30 giugno 2014;
- ha organizzato le attività di valutazione e di verifica dei progetti svolti nell'ambito degli accordi di programma in essere tra Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR, nonché sui progetti ammessi al finanziamento dallo stesso ministero, ai sensi del decreto 16 febbraio 2010;
- ha approvato gli esiti delle verifiche sullo stato di avanzamento e sul conseguimento dei risultati finali per tutti i progetti di

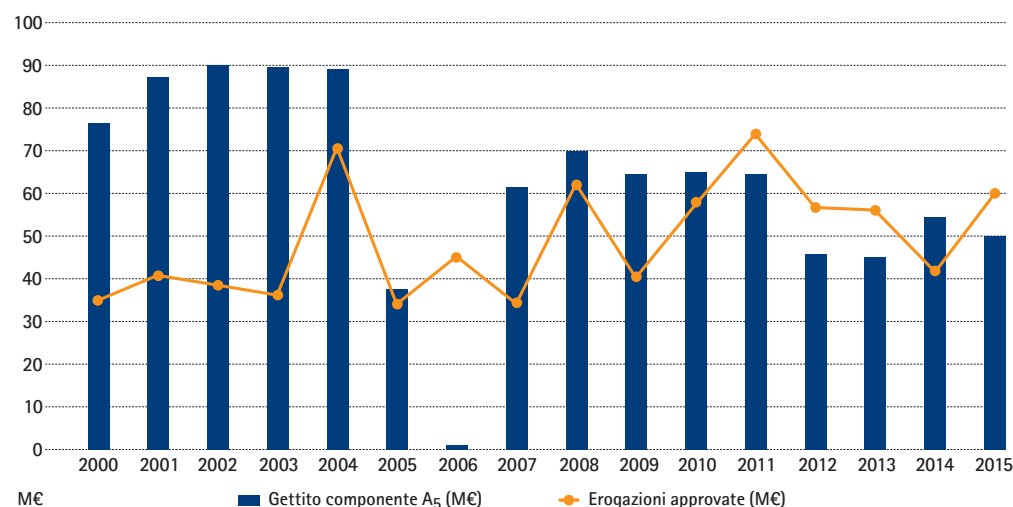


FIG. 2.1

Gettito della componente A₅
ed erogazioni approvate

Fonte: CSEA.

ricerca finanziati a valere sul Fondo per la Ricerca di sistema elettrico e ha disposto il pagamento delle quote riconosciute a seguito delle attività di verifica *in itinere* o finali.

Il quadro normativo e le modalità organizzative della Ricerca di sistema elettrico nazionale non hanno subito modifiche rispetto a quanto illustrato nella *Relazione Annuale* dell'Autorità degli scorsi anni. Per quanto riguarda il gettito della componente tariffaria A₅, che alimenta l'apposito Fondo istituito presso la CSEA con la delibera dell'Autorità 26 settembre 2013, 405/2013/R/com, nel corso del 2015 esso è stato pari a circa 50,2 milioni di euro, come mostra la figura 2.1, dove sono riportati l'andamento del gettito e le erogazioni approvate a partire dal 2000.

Piano triennale 2015-2017 della Ricerca di sistema elettrico nazionale

Con la delibera 12 marzo 2015, 105/2015/rds, l'Autorità ha approvato e inviato al Ministero dell'istruzione, dell'università e della ricerca, al Ministero dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare e alla CSEA, lo schema di proposta di Piano triennale 2015-2017, al fine di acquisire i pareri previsti dall'art. 2, comma 1, del decreto 8 marzo 2006; l'Autorità ha, inoltre, provveduto alla pubblicazione del Piano sul proprio sito internet, così da consentire a tutti i soggetti interessati, inclusi gli operatori dei servizi di produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione, misura

e vendita di energia elettrica, di esprimere eventuali osservazioni in proposito.

I pareri positivi dei ministeri sopra elencati e della CSEA sono stati acquisiti con note, rispettivamente, del 15 giugno, dell'1 luglio e del 20 maggio 2015. Ulteriori osservazioni sono pervenute da un limitato numero di soggetti interessati.

Con la delibera 23 luglio 2015, 371/2015/rds, l'Autorità ha quindi approvato e inviato al Ministero dello sviluppo economico la proposta definitiva del Piano triennale 2015-2017 della Ricerca di sistema elettrico nazionale.

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

Con la delibera 30 luglio 2015, 398/2015/rds, l'Autorità ha ammesso alla fase di valutazione tecnico-scientifica ed economica 64 proposte di progetto (presentate ai sensi del bando di gara per la selezione dei progetti di cui all'art. 10, comma 2, lettera b), del decreto 26 gennaio 2000, previsto dal Piano operativo annuale 2013 di RSE e dotato di risorse per 34 milioni di euro) e ha sottoposto al Ministero dello sviluppo economico l'esclusione dalla procedura concorsuale delle tre proposte non in possesso dei requisiti di ammissibilità formale.

Con la stessa delibera l'Autorità ha, altresì, individuato gli esperti per la valutazione tecnico-scientifica ed economica delle proposte di progetto ammesse e ha costituito sette gruppi

di valutazione, secondo criteri di esperienza e di competenza nel settore elettrico e nei settori collegati.

L'Autorità ha quindi organizzato le attività di valutazione, che si sono concluse nel dicembre 2015 con la predisposizione delle graduatorie previste dal bando di gara, trasmesse poi al Ministero dello sviluppo economico per l'approvazione, a seguito della delibera 18 febbraio 2016, 56/2016/rds.

Con la successiva delibera 23 luglio 2015, 372/2015/rds, l'Autorità ha inviato al Ministero dello sviluppo economico, per la sua approvazione, lo schema di bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca fondamentale di cui all'art. 10, comma 2, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000, previsto dal Piano operativo annuale 2013, dotato di risorse per un importo pari a 16 milioni di euro.

Attività di valutazione e verifica dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra il Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR

Nel corso del 2015, le attività di valutazione relative a RSE hanno riguardato il Piano annuale di realizzazione 2014. Per quanto concerne le attività di valutazione ai fini dell'ammissione al finanziamento, l'Autorità si è avvalsa di esperti individuati con la delibera 19 marzo 2015, 115/2015/rds, mentre con riferimento alle attività di verifica dei risultati conseguiti, nonché della congruità, della pertinenza e dell'ammissibilità delle spese sostenute, gli esperti sono stati individuati con la delibera 12 giugno 2015, 281/2015/rds. In esito alle suddette attività, con la delibera 20 novembre 2015, 553/2015/rds, l'Autorità ha approvato il consuntivo delle stesse ed ha disposto l'erogazione della relativa quota di contribuzione.

In relazione a ENEA, nel corso del 2015 le attività di valutazione dell'Autorità hanno riguardato i Piani annuali di realizzazione 2013 e 2014. Con la delibera 15 gennaio 2015, 4/2015/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività ed è stata disposta l'erogazione della relativa quota di contribuzione. Per l'attività di valutazione ai fini dell'ammissione al finanziamento del Piano annuale 2014, l'Autorità è ricorsa agli esperti individuati con la delibera 115/2015/rds, mentre per le attività di verifica dei risultati conseguiti e della congruità, della pertinenza e dell'ammissibilità delle spese sostenute nell'ambito del Piano annuale 2014, conclusesi nel 2016, gli

esperti sono stati individuati con la delibera 22 ottobre 2015, 494/2015/rds.

Riguardo al CNR, nel corso del 2015 le attività di valutazione si sono concentrate sui Piani di realizzazione 2011-2012 e 2013-2014. Per le attività di verifica finale del Piano 2011-2012, gli esperti di cui si è avvalsa l'Autorità sono stati individuati con la delibera 20 novembre 2014, 572/2014/rds. In esito alle attività di verifica dei risultati conseguiti e della congruità, della pertinenza e dell'ammissibilità delle spese sostenute nell'ambito del Piano 2011-2012, con la delibera 2 aprile 2015, 148/2015/rds, l'Autorità ha approvato il consuntivo delle medesime e disposto l'erogazione della relativa quota di contribuzione. Gli esperti destinati a svolgere le attività di valutazione ai fini dell'ammissione al finanziamento del Piano 2013-2014 sono stati individuati con la delibera 3 luglio 2015, 320/2015/rds.

Per effetto dei summenzionati provvedimenti e degli esiti delle procedure di ammissione ai contributi, organizzate dall'Autorità nel corso del 2015, sono stati erogati contributi per circa 41 milioni di euro a favore di RSE, ENEA e CNR (rispettivamente 28, 5, 7, 9 e 4,6 milioni di euro), nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico.

Attività di verifica dei progetti di ricerca ammessi al finanziamento ai sensi del bando 12 dicembre 2008

Nel corso del 2015 sono proseguite le attività di verifica in relazione ai progetti ammessi al finanziamento ai sensi del bando 12 dicembre 2008. In particolare:

- con la delibera 19 marzo 2015, 113/2015/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Studio, sviluppo e validazione di metodi e strumenti innovativi per la gestione di reti di distribuzione attive con generazione da fonte rinnovabile* (Smartgen) ed è stata disposta l'erogazione della quota a saldo di contribuzione;
- con la delibera 19 marzo 2015, 114/2015/rds, sono state approvate le disposizioni in merito al progetto *Sistema ICT integrato per Demand Response da applicare a piccole utenze attraverso tariffazione flessibile, distacco dei carichi da remoto o alimentazione con generazione distribuita* (ICT per DR);

- con la delibera 26 marzo 2015, 138/2015/rds, è stata approvata l'estensione della durata del progetto *Progettazione e sperimentazione su larga scala di un sistema decentralizzato per la gestione negoziata tra distributore e clienti domestici dell'energia elettrica - Smart Domo Grid* (SDG);
- con la delibera 23 aprile 2015, 184/2015/rds, sono state approvate la rimodulazione dei costi e delle attività e l'estensione della durata del progetto *Innovative Silicon - Concentration Photovoltaic Module* (iSi-CPV);
- con la delibera 4 giugno 2015, 267/2015/rds, l'Autorità ha proposto al Ministro dello sviluppo economico la revoca del contributo concesso per il progetto *Nuovi materiali e nuove tecnologie per un cogeneratore prototipo a combustione interna* (MATEC). Il ministro ha accolto la proposta dell'Autorità con decreto 28 ottobre 2015;
- con la delibera 29 ottobre 2015, 506/2015/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Utilizzo sinergico di corona pulsata e microonde per migliorare il rendimento di conversione in energia elettrica da pirogassificazione di biomasse* (Develtar) ed è stata disposta l'erogazione della quota di contribuzione a saldo;
- con la delibera 5 novembre 2015, 525/2015/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Sidera trigenerazione ad alto rendimento* (Star) ed è stata disposta l'erogazione della quota di contribuzione a saldo;
- con la delibera 17 dicembre 2015, 624/2015/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Mappatura 3D ad alta velocità dei sottoservizi e sistema automatico di posa cavi energia* (Umals) ed è stata disposta l'erogazione della quota di contribuzione a saldo.

Per effetto dei citati provvedimenti, nel corso del 2015 è stata disposta l'erogazione di contributi per circa 2 milioni di euro a favore degli assegnatari dei progetti Smartgen, ICT per DR, Develtar, Star e UMALS. Sono stati, infine, revocati finanziamenti pari a circa 1,2 milioni di euro relativamente al progetto MATEC.

3.

Regolazione nel settore del gas

Settoriale

Unbundling

Regolazione dell'unbundling

Per l'illustrazione dell'attività svolta dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico nell'anno 2015 in merito alla regolazione dell'*unbundling*, si rinvia a quanto esposto nel Capitolo 2 di

questo Volume, poiché la disciplina dell'*unbundling* funzionale e contabile descritta in quella sede per il settore elettrico si applica anche al gas naturale.

Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale

Con la delibera 26 novembre 2015, 566/2015/R/gas, l'Autorità ha adottato la decisione preliminare di certificazione di TAP AG, società incaricata della costruzione del nuovo gas interconnector tra Grecia, Albania e Italia, in qualità di gestore di trasporto indipendente del gas naturale; ciò sulla base di quanto previsto dalla Commissione europea nella decisione di esenzione del 16 maggio 2013 per il gasdotto TAP dalla disciplina di accesso di terzi, di regolazione tariffaria e di separazione proprietaria, di cui all'art. 9, comma 1, della direttiva 2009/73/CE. La suddetta decisione ha previsto che TAP AG sia certificata dalle rispettive Autorità di regolazione nazionali di ciascuno degli Stati membri attraversati dal gasdotto TAP, che le stesse verifichino la conformità, da parte di TAP AG, al modello del gestore di trasporto indipendente del gas naturale (modello ITO), previsto dal Capo IV della direttiva 2009/73/CE, ad eccezione di quanto previsto nell'art. 22 della medesima direttiva relativamente allo sviluppo della rete e ai poteri decisionali in materia di investimenti.

La decisione preliminare di certificazione adottata dall'Autorità,

congiuntamente ai regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha attestato, in primo luogo, il rispetto da parte di TAP AG dei requisiti previsti dal modello ITO, che allo stato attuale la società è in grado di soddisfare, non operando ancora come gestore di un sistema di trasporto, poiché l'infrastruttura ancora non esiste. La decisione preliminare di certificazione, inoltre, condiziona il rilascio della certificazione ad una serie di impegni forniti da TAP AG, volti a garantire il rispetto da parte di quest'ultima di tutti gli altri requisiti previsti dal modello ITO entro la data di inizio delle operazioni commerciali, data alla quale TAP AG comincerà a operare effettivamente come gestore di un sistema di trasporto del gas naturale. La decisione preliminare di certificazione, oggetto del provvedimento, è stata notificata alla Commissione europea per il rilascio del parere ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, parere che è stato pubblicato il 29 gennaio 2016.

L'Autorità procederà, nei termini previsti dal citato regolamento, all'adozione della decisione finale di certificazione.

Regolazione delle reti

Regolazione tecnica: servizi di bilanciamento

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

Nel 2015 la disciplina del bilanciamento nazionale, così come delineata dalla delibera 14 aprile 2011, ARG/gas/45/11, e dalle successive sue implementazioni, ha subito la prima modifica significativa al fine di recepire il regolamento (UE) 312/2014 del 26 marzo 2014, che istituisce un Codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto. Per l'efficiente applicazione di tale regolamento nel contesto italiano, l'Autorità ha avviato una prima consultazione, con il documento 23 aprile 2015, 187/2015/R/gas, con cui il regolatore ha identificato, da un lato, gli elementi di continuità della disciplina nazionale rispetto al regolamento e, dall'altro, i principali aspetti di innovazione introdotti da quest'ultimo, prospettando le linee prioritarie dell'evoluzione, necessarie ai fini dell'implementazione del sistema.

Nell'ampio processo consultivo, avviato con il documento per la consultazione 187/2015/R/gas, si è inserito anche il documento per la consultazione 23 luglio 2015, 378/2015/R/gas, in cui sono state affrontate specificamente le possibili modalità di applicazione dell'art. 11 del regolamento stesso in materia di incentivi destinati al responsabile del bilanciamento, finalizzati ad una gestione efficiente del bilanciamento del gas. A tal fine, l'orientamento prospettato dall'Autorità prevedeva l'introduzione di un sistema di incentivazione (comprensivo anche di penalità, ossia di incentivi di valore negativo) basato su una serie di misurazioni dell'azione e delle performance del responsabile del bilanciamento. Al riguardo, nel documento sono state analizzate le possibili soluzioni per misurare dette prestazioni e sono stati identificati i valori di riferimento rispetto ai quali valutare le performance tecniche (accuratezza delle previsioni di equilibrio della rete) e quelle economiche (minimizzazione dei costi degli sbilanciamenti).

Inoltre, approvato come *addendum* al citato documento per la consultazione 378/2015/R/gas, il successivo documento per la consultazione 6 agosto 2015, 422/2015/R/

gas, ha espresso gli orientamenti dell'Autorità in merito alla richiesta di posticipo della piena implementazione del nuovo regime di bilanciamento, trasmessa da Snam Rete Gas. Tale richiesta è risultata in linea con le considerazioni contenute nei menzionati documenti per la consultazione 187/2015/R/gas e 378/2015/R/gas, che individuavano i prerequisiti necessari alla piena implementazione del nuovo regime, tra i quali, *in primis*, un periodo non inferiore a tre mesi per consentire agli utenti di ricevere e interpretare le informazioni trasmesse da Snam Rete Gas sullo stato di bilanciamento della rete prima del loro utilizzo ai fini del bilanciamento (periodo di "apprendimento").

Con la delibera 7 ottobre 2015, 470/2015/R/gas, l'Autorità ha accolto la richiesta di Snam Rete Gas di posticipare l'avvio del nuovo regime di bilanciamento, stabilendo di fissare con un successivo provvedimento la definizione del termine, in ogni caso non prima di tre mesi dal completamento delle attività necessarie per l'attuazione dello stesso, tenendo conto della preferenza espressa dagli operatori per l'avviamento nel periodo estivo e, comunque, non oltre il limite ultimo previsto dal regolamento dell'1 ottobre 2016.

Inoltre, con la medesima delibera l'Autorità ha approvato le modifiche al Codice di rete di Snam Rete Gas, che prevedono una trasposizione dei principi del regolamento in materia di azioni di bilanciamento a disposizione del responsabile del bilanciamento. Tali modifiche costituiscono la base per la futura definizione degli ulteriori aspetti di attuazione - in particolare, in merito al completamento del quadro regolatorio relativo al nuovo sistema di bilanciamento, ai meccanismi per assicurare sufficiente liquidità al mercato e al necessario periodo transitorio tra l'attuale regime e il nuovo - che verranno dettagliati con separati documenti, secondo una scaletta temporale delle attività necessarie all'implementazione del sistema, assicurando un efficace coordinamento di tutti i soggetti istituzionali coinvolti.

Disciplina del settlement

Con la delibera 9 giugno 2015, 276/2015/R/gas, l'Autorità ha adottato alcune disposizioni urgenti in relazione agli esiti della prima sessione di aggiustamento dall'avvio della nuova disciplina del *settlement*, ossia della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento, disposta con la delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas. Al termine, dunque, della suddetta sessione di aggiustamento, avvenuta nel mese di maggio 2015, è stata rilevata una serie di anomalie, segnalate anche dagli operatori, che ha portato l'Autorità a sospendere il pagamento delle fatture emesse dal responsabile del bilanciamento, nonché il conteggio delle fatture stesse ai fini del calcolo dell'esposizione potenziale del sistema nei confronti degli utenti

del bilanciamento, ed a prevedere l'applicazione da parte del responsabile del bilanciamento, nell'ambito delle sessioni di bilanciamento, del fattore di correzione annuale γ_A (che misura la differenza tra il quantitativo immesso al punto di riconsegna della rete di trasporto e il prelievo complessivo) con valore pari a zero.

Successivamente, con il documento per la consultazione 14 gennaio 2016, 12/2016/R/gas, sono stati illustrati gli orientamenti in merito alle possibili modifiche ed alle integrazioni della regolazione vigente in materia, prospettando alcuni indirizzi relativi all'algoritmo utilizzato nella sessione di aggiustamento e una serie di proposte integrative funzionali al perfezionamento della disciplina medesima.

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

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

Con la delibera 21 maggio 2015, 236/2015/R/gas, l'Autorità ha determinato i premi e le penalità per il 2012 per cinque imprese di distribuzione coinvolte negli eventi sismici del maggio 2012. Al fine di valutare le conseguenze degli effetti del terremoto, sono stati effettuati alcuni approfondimenti tecnici, con particolare riguardo alle dispersioni localizzate su segnalazioni di terzi. Nello specifico, l'Autorità ha affidato al Politecnico di Milano un apposito studio finalizzato a determinare, tramite analisi statistica, la stima del numero di dispersioni imputabili al sisma e, di conseguenza, il numero di dispersioni che ogni impresa interessata avrebbe presumibilmente registrato nell'anno 2012 se non si fosse verificato il

sisma. Le dispersioni così determinate hanno costituito la base per la determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2012.

Con la delibera 21 gennaio 2016, 20/2016/R/gas, sono stati determinati i premi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2013: complessivamente, sono stati erogati premi per 28 miliardi di euro e penalità per 4,5 miliardi di euro.

Per due imprese (Unigas Distribuzione, 2i Rete Gas) la determinazione dei premi e delle penalità dell'ambito coinvolto è stata rimandata ad un successivo provvedimento, poiché si è ritenuto necessario procedere ad un'audizione dinanzi al Collegio di questa Autorità. Per un'ulteriore impresa (EGEA - Ente Gestione Energia e Ambiente) si è reso indispensabile sospendere la determinazione dei premi e delle penalità per aver dichiarato di aver rendicontato in modo errato, a partire dall'anno 2008, le

dispersioni su segnalazione di terzi. La sospensione ha lo scopo di consentire la verifica degli impatti delle errate rendicontazioni in relazione ai periodi di regolazione 2009-2013 e 2014-2019, nonché di valutare i presupposti per l'avvio di un procedimento sanzionatorio.

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

Con la delibera 18 giugno 2015, 290/2015/R/gas, è stata completata la determinazione degli obiettivi annui di miglioramento relativi alla componente dispersioni, per il periodo 2014-2019, per alcuni impianti di distribuzione per i quali era stato disposto il rinvio con la delibera 30 ottobre 2014, 532/2014/R/gas, a causa della incompletezza e dell'incongruenza dei dati forniti. Con la medesima delibera, inoltre, sono stati determinati gli obiettivi annui di miglioramento 2014-2019 per gli impianti interessati dagli eventi sismici del 2012, per i quali la delibera 236/2015/R/gas ha aggiornato le dispersioni localizzate su segnalazioni di terzi per l'anno 2012.

Con la delibera 18 febbraio 2016, 58/2016/E/gas, l'Autorità ha intimato alle imprese distributrici AGES, Asec, Aspm Soresina Servizi, C.I.M.E., Sviluppo Energia, D.I.M. Gas, Garda Uno, Liguria Gas, Butan Gas, Metano Mobile, Multiservizi S.B. Unipersonale, Pasubio Group, Quattropetroli, Vergas, VUS GPL di adempiere agli obblighi di comunicazione dei dati della qualità del servizio di distribuzione del gas e dei dati di performance del servizio di misura del gas naturale relativi all'anno 2014. Gli obblighi di comunicazione previsti sono necessari per lo svolgimento della funzione di vigilanza da parte dell'Autorità, con particolare riguardo ai servizi di distribuzione del gas, di cui alla *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* - RQDG 2014-2019 (delibera 20 febbraio 2014, 64/2014/R/gas).

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

Anche per l'anno 2015 l'Autorità ha previsto un programma di controlli e verifiche ispettive finalizzate ad accertare la corretta attuazione della regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas, con particolare riferimento alla sicurezza.

Con la delibera 26 febbraio 2015, 71/2015/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di 50 controlli telefonici nei confronti di altrettante imprese distributrici. L'obiettivo di tali controlli è legato alla verifica del corretto funzionamento del servizio di pronto intervento. Se il controllo telefonico ha esito non conforme, l'impresa distributtrice è sottoposta a verifica ispettiva.

Nel corso del 2015 e nei primi mesi del 2016, per violazioni in materia di servizio di pronto intervento, sono stati avviati i seguenti procedimenti:

- delibera 4 dicembre 2015, 585/2015/S/gas, nei confronti di Garda Uno;
- delibera 17 dicembre 2015, 621/2015/S/gas, nei confronti di Olivi;
- delibera 14 gennaio 2016, 6/2016/S/gas, nei confronti di Alpigas;
- delibera 4 febbraio 2016, 36/2016/S/gas, nei confronti di EnerGas;
- delibera 11 febbraio 2016, 44/2016/S/gas, nei confronti di Verducci Distribuzione;
- delibera 18 febbraio 2016, 54/2016/S/gas, nei confronti di CDC.L. Centro Distribuzione Carburanti Lubrificanti di Marchetti & C.;
- delibera 18 febbraio 2016, 55/2016/S/gas, nei confronti di Ultragas;
- delibera 25 febbraio 2016, 64/2016/S/gas, nei confronti di Sinergas.

Con la delibera 14 maggio 2015, 219/2015/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di cinque verifiche ispettive in materia di recuperi di sicurezza per l'anno 2014, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale. L'obiettivo di tali controlli è quello di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas naturale, del meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza definito dalla RQDG 2014-2019.

Con la delibera 16 luglio 2015, 346/2015/E/gas, l'Autorità ha approvato, per il periodo 1 ottobre 2015 – 30 settembre 2016, 60 controlli tecnici relativi alla qualità del gas, nei confronti delle imprese distributrici, avvalendosi della collaborazione dell'Azienda speciale Innovhub – Divisione Stazione Sperimentale per i Combustibili, con l'intento di accertare il rispetto delle normative tecniche e di legge per quanto concerne il potere calorifico superiore, la pressione di fornitura e il grado di odorizzazione del gas distribuito.

Qualità del servizio di trasporto del gas naturale

Con la delibera 2 aprile 2015, 154/2015/R/gas, l'Autorità ha disposto l'avvio di un procedimento in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia 19 febbraio 2015, n. 509, per l'adozione di un provvedimento finalizzato a precisare i criteri funzionali all'individuazione dei soggetti direttamente allacciati alla rete di trasporto, per i quali le imprese di trasporto devono provvedere all'odorizzazione del gas ai sensi della legge 6 dicembre 1971, n. 1083. Nell'ambito di tale procedimento, con il documento per la consultazione 2 aprile 2015, 155/2015/R/gas, l'Autorità ha reso disponibili i propri orientamenti in materia di:

- criteri funzionali all'individuazione dei clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto per i quali le imprese di trasporto devono provvedere all'odorizzazione del gas fornito;
- previsione di un periodo transitorio che consenta alle imprese di trasporto di adeguarsi alle nuove disposizioni dell'Autorità.

Con la delibera 29 maggio 2015, 250/2015/R/gas, l'Autorità ha chiuso il procedimento avviato con la summenzionata delibera 154/2015/R/gas, in materia di odorizzazione del gas per usi domestici e similari per i clienti finali direttamente allacciati alle reti di trasporto del gas, in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia n. 509/15. Nello specifico il provvedimento prevede:

- un cronoprogramma affinché le imprese di trasporto si adeguino alle disposizioni dell'Autorità entro il 31 gennaio 2017;
- che le imprese di trasporto adottino le soluzioni più efficienti per adempiere quanto disposto dalla legge n. 1083/71;
- che i codici ATECO, ai fini dell'odorizzazione del gas, non possano essere più utilizzati per i nuovi clienti finali attivati o per quelli riattivati in data successiva alla pubblicazione del suddetto provvedimento.

Con la delibera 25 giugno 2015, 299/2015/E/gas, l'Autorità ha concluso l'Indagine conoscitiva avviata con la delibera 17 aprile 2014, 175/2014/E/gas, a seguito dell'evento verificatosi il 20 marzo 2014 al gasdotto della rete di trasporto di gas naturale in località Serra Riccò (Genova), prevedendo, tra l'altro, di non adottare provvedimenti nei confronti degli operatori di rete coinvolti.

Con le delibere 17 dicembre 2015, 626/2015/R/gas, e 25 febbraio 2016, 69/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento del Codice di rete della Società Gasdotti Italia e di Snam Rete Gas, che recepiscono le disposizioni contenute nei seguenti provvedimenti:

- delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas, recante *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017* (ROTG 2014-2017);
- delibera 250/2015/R/gas, recante *Adozione di misure in materia di odorizzazione del gas per usi domestici e similari di clienti finali direttamente allacciati alle reti di trasporto del gas naturale*.

Gli aggiornamenti al Codice di rete hanno principalmente riguardato:

- la sicurezza del servizio: gestione delle emergenze di servizio, modalità di effettuazione del servizio di trasporto alternativo di gas naturale mediante carro bombolaio e criteri per l'odorizzazione del gas naturale riconsegnato ai clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto;
- la continuità del servizio: monitoraggio della pressione di fornitura dei PDR gas e indennizzi automatici per il superamento, nei punti di riconsegna, del numero massimo annuo sia dei giorni di riduzione/ interruzione della capacità sia di interruzioni della fornitura.

Infine, con la delibera 626/2015/R/gas l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rete della Società Gasdotti Italia, che recepisce le disposizioni previste dalla delibera 12 febbraio 2015, 46/2015/R/gas, *Direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi*.

I principali aggiornamenti al Codice di rete hanno riguardato:

- la sicurezza del servizio: standard di qualità e standard concernenti l'odorizzazione del biometano da immettere nelle reti del gas naturale;
- l'accesso alle reti: procedura per la richiesta di connessione alla rete, determinazione del contributo di connessione alla rete e indennizzi automatici;
- la misura del biometano immesso in rete: installazione e manutenzione dei sistemi di misura, raccolta, validazione e registrazione delle misure di quantità e di qualità del biometano immesso in rete.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale

Con le delibere 14 ottobre 2015, 485/2015/R/gas, e 29 ottobre 2015, 508/2015/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento del Codice di stoccaggio delle società Edison Stoccaggio e Stogit, in materia di regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2015-2018.

I principali aggiornamenti ai Codici di stoccaggio delle suddette società hanno riguardato, in tema di sicurezza del servizio, la messa in protezione catodica efficace del 100% delle *flow line* di collegamento in acciaio, la telesorveglianza del 100% dei sistemi di protezione catodica protetti con impianti a corrente impressa e l'effettuazione dell'ispezione con frequenza triennale di ogni tratto di *flow line* di collegamento in

acciaio non protetto catodicamente tramite *pig* (ossia del dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte ovvero l'eventuale presenza di difetti fisici, quali cricche e riduzioni di spessore, mediante il suo passaggio al loro interno), ove tecnicamente possibile.

In materia di continuità del servizio, i principali aggiornamenti hanno riguardato l'introduzione di uno standard specifico, relativo al numero massimo di giorni di riduzione/interruzione della capacità a seguito di interventi non programmati.

Infine, in materia di qualità commerciale del servizio, le revisioni hanno riguardato l'introduzione di un nuovo standard specifico, relativo al tempo di ripristino di un applicativo informatico a seguito di un malfunzionamento, e la modifica dell'ammontare dell'indennizzo automatico in caso di mancato rispetto degli standard specifici.

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

Accesso al servizio di trasporto

Con la delibera 20 novembre 2015, 555/2015/R/gas, l'Autorità ha aggiornato alcune delle disposizioni contenute nella delibera 27 marzo 2014, 137/2014/R/gas, in materia di rilascio della capacità presso i punti della rete di trasporto gas interconnessi con l'estero, al fine di favorire l'armonizzazione dei processi di gestione dei conferimenti di capacità tra i sistemi interconnessi.

Con il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 409/2015/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito ad una prima revisione dei criteri di conferimento della capacità nei punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano gli

impianti di generazione elettrica, realizzando il passaggio verso più flessibili ed efficienti meccanismi di conferimento, sul modello di quelli adottati presso i punti di interconnessione con l'estero. Tale intervento di riforma, di tipo sperimentale (progetto pilota), si inserisce in un percorso di revisione più ampio che, inizialmente, ha riguardato gli impianti di generazione elettrica, i quali, oltre ad essere limitati nel numero, hanno evidenziato, anche per effetto del rilevante sviluppo delle fonti rinnovabili, maggiori criticità rispetto all'attuale regolazione con riferimento alla prevedibilità del profilo di utilizzo del gas.

Con il successivo documento per la consultazione 11 dicembre 2015, 613/2015/R/gas, l'Autorità, oltre ad illustrare gli indirizzi finali in merito

al conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica, ha espresso le proprie posizioni in merito alla gestione degli scostamenti tra le capacità conferite ed utilizzate presso i punti di interconnessione con i gasdotti esteri. La finalità perseguita è quella di introdurre modalità di gestione degli scostamenti coerenti con le attuali procedure di conferimento, che consentano agli utenti di prenotare prodotti di capacità di durata inferiore all'anno.

Infine, con il documento per la consultazione 18 febbraio 2016, 60/2016/R/gas, l'Autorità ha formulato i propri orientamenti per il completamento del processo di implementazione delle disposizioni europee relative alla gestione delle congestioni presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti (*Congestion management procedures*, regolamento CMP). Il regolamento CMP definisce, infatti, le regole europee per la gestione delle c.d. "congestioni contrattuali", situazioni in cui la capacità di trasporto risulta scarsa, poiché interamente conferita – spesso su base pluriennale – anche a fronte di capacità fisica (tecnica) disponibile. Il regolamento CMP prevede che i gestori dei sistemi di trasporto rendano disponibile agli utenti l'eventuale capacità derivante dall'applicazione di specifiche procedure di gestione delle congestioni. Le disposizioni prospettate nel citato documento si inseriscono in un più ampio percorso intrapreso dall'Autorità per la promozione di una sempre maggiore integrazione del mercato italiano con quelli confinanti.

Accesso al servizio di stoccaggio

Nell'anno termico 2015-2016, il conferimento della capacità di stoccaggio è avvenuto, per il secondo anno, secondo criteri di mercato. Ciò è coinciso con una situazione di mercato, in Italia ed in Europa, caratterizzata ancora una volta da differenziali stagionali molto ridotti e tali, almeno nella prima parte del semestre estivo del 2015, da rendere l'acquisto di capacità di stoccaggio un'opportunità per gli operatori e non una necessità. Ciò in ragione della disponibilità di gas invernale a prezzi di poco superiori al gas estivo.

In questo contesto si è reso necessario, anche nel 2015, definire le modalità di funzionamento del meccanismo di sterilizzazione (con saldi a credito oppure a debito) degli impatti di natura finanziaria sulle imprese di stoccaggio, derivanti dalle procedure d'asta per l'assegnazione della capacità di stoccaggio. Ciò è avvenuto con la delibera 16 aprile 2015, 171/2015/R/gas; in particolare, è stato

rinnovato, anche per l'anno 2015, il meccanismo secondo cui la Cassa per i servizi energetici ed ambientali (CSEA) provvede a saldare mensilmente, a favore delle imprese di stoccaggio, la differenza tra i ricavi che sarebbero stati percepiti da tali imprese con l'applicazione dei previgenti corrispettivi tariffari fissati dall'Autorità e quanto effettivamente fatturato sulla base degli esiti delle aste. Il meccanismo, riferito al periodo 1 aprile 2015 – 30 marzo 2016, è sostanzialmente analogo a quello attivato lo scorso anno con la delibera 19 giugno 2014, 295/2014/R/gas.

Con la delibera 29 febbraio 2016, 77/2016/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2016-2017. Con il documento per la consultazione 28 gennaio 2016, 30/2016/R/gas, in anticipo rispetto alle disposizioni definite con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 25 febbraio 2016, l'Autorità aveva presentato i propri indirizzi per il conferimento della capacità di stoccaggio mediante procedure di mercato, confermando sia l'impianto generale dei servizi di stoccaggio, definito già nel 2013 con la delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas (servizio di punta e servizio uniforme), sia le modalità di organizzazione delle procedure introdotte con la delibera 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas (aste sequenziali mensili).

Anche per l'anno termico 2016-2017, l'intervento si è inserito in un contesto di mercato con differenziali stagionali di prezzo del gas che si pongono a livelli prossimi, quando non addirittura inferiori, ai costi connessi all'acquisto della capacità di stoccaggio ed al suo utilizzo. Anche per il 2016, in ciascuna procedura di allocazione i partecipanti sono chiamati a presentare la propria offerta per la capacità di stoccaggio, per i servizi uniforme e di punta, articolata in due diversi prodotti:

- uno prevede la disponibilità della capacità di iniezione dal mese successivo a quello di conferimento sino al termine della fase di iniezione (prodotto con iniezione stagionale);
- l'altro considera la disponibilità di capacità di iniezione nel solo mese successivo a quello di conferimento (prodotto con iniezione mensile).

A fronte delle capacità di stoccaggio che si sono rese disponibili a seguito della scadenza (31 marzo 2016) dei contratti di stoccaggio quinquennali sottoscritti in virtù del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 (pari a più di 2,5 miliardi di metri cubi), il menzionato

decreto del 25 febbraio 2016, nell'ambito del servizio uniforme, ha introdotto le seguenti novità:

- l'offerta di un servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio, volto a favorire l'importazione di nuovo GNL nel nostro Paese in estate, assicurando, a chi lo richieda, la capacità di stoccaggio necessaria a stoccare il corrispondente volume di gas fino all'inverno successivo;
- l'utilizzo di riferimenti di mercato, in luogo di quelli tariffari, per il conferimento in asta della capacità di stoccaggio su base pluriennale (due anni ai sensi del predetto decreto ministeriale).

Infine, con le delibere 4 marzo 2016, 84/2016/R/gas e 85/2016/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento della capacità di stoccaggio. Tali prezzi di riserva non sono resi noti al sistema e, dunque, non vengono pubblicati, come stabilito dal decreto 25 febbraio 2016. Allo stesso modo, con la delibera 24 marzo 2016, 135/2016/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con la delibera 19 marzo 2015, 118/2015/R/gas, l'Autorità è intervenuta sulla disciplina relativa all'utilizzo flessibile della capacità di rigassificazione del GNL ed alla risoluzione delle congestioni per l'accesso ai terminali. Il provvedimento ha, dunque, introdotto alcuni aggiustamenti ritenuti opportuni alla luce dell'attuale contesto di mercato, caratterizzato da abbondanza di capacità di rigassificazione disponibile non conferita presso tutti i terminali italiani, a fronte di un calo della domanda di gas in tutta Europa.

Con la delibera 22 ottobre 2015, 499/2015/R/gas, l'Autorità ha prorogato fino al 31 dicembre 2017 il periodo di sperimentazione, avviato con la delibera 7 novembre 2015, 502/2013/R/gas, per la fornitura di servizi di flessibilità da parte delle imprese di rigassificazione. In particolare, detti servizi consentono agli utenti di richiedere, con maggiore duttilità, modifiche del programma di rigassificazione. Con l'obiettivo poi di aumentare la flessibilità del sistema e di diversificare le fonti di approvvigionamento in Italia, il decreto del Ministro dello sviluppo economico 25 febbraio 2016 ha introdotto, per la prima volta nel nostro Paese, la possibilità di conferire capacità di

rigassificazione attraverso procedure d'asta, con prezzo di riserva fissato dall'Autorità.

Approvazione ed aggiornamento dei Codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri Codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2015 sono stati aggiornati alcuni Codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. In particolare:

- con la delibera 5 febbraio 2015, 36/2015/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas, finalizzata all'avvio anticipato delle aste per il conferimento di capacità di trasporto pluriennale, in base a quanto previsto dal *Network code on capacity allocation mechanisms in gas transmission systems*, di cui al regolamento (UE) 984/2013 (regolamento CAM);
- con la delibera 5 febbraio 2015, 37/2015/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di rete della società Snam Rete Gas, finalizzata al recepimento delle disposizioni introdotte dalla delibera 24 gennaio 2013, 15/2013/R/gas, in materia di organizzazione del sistema di garanzie a copertura delle partite economiche per il bilanciamento del gas naturale;
- con la delibera 19 febbraio 2015, 62/2015/R/gas, è stata approvata una proposta di riforma del Codice di rete della società Snam Rete Gas, in materia di condizioni di accesso alla Rete nazionale dei gasdotti per l'impresa di rigassificazione che rinunci all'esenzione dall'accesso a terzi;
- con la delibera 24 settembre 2015, 448/2015/R/gas, è stata approvata una proposta di adeguamento del Codice di rigassificazione della società GNL Italia all'art. 6, comma 3, della delibera 19 luglio 2012, 297/2012/R/gas, in materia di allocazione agli utenti dei quantitativi rigassificati;

- con la delibera 22 ottobre 2015, 495/2015/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiustamento del Codice di rigassificazione per un intervento di manutenzione straordinaria del terminale.

Immissione di biometano nelle reti di trasporto e di distribuzione

Con la delibera 7 maggio 2015, 210/2015/R/gas, l'Autorità ha approvato le prime direttive in tema di processi di mercato relativi all'immissione di biometano nella reti di trasporto e di distribuzione

del gas naturale, nonché le modalità di prima attuazione nei casi di ritiro dedicato dei quantitativi di biometano da parte del Gestore dei servizi energetici (GSE). La medesima delibera ha individuato, inoltre, nuovi obblighi informativi a carico delle imprese di distribuzione e delle altre imprese di trasporto, funzionali alle procedure del *settlement* del gas naturale ed alla redazione dei bilanci provvisori. Tale provvedimento, congiuntamente alla delibera 46/2015/R/gas, che approva le direttive per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale e le disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili all'incentivazione, fornisce un primo inquadramento organico della materia.

Misure di salvaguardia del sistema gas

In materia di salvaguardia del sistema gas, con la delibera 14 ottobre 2015, 488/2015/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 ottobre 2013, relative alla gestione ed all'approvvigionamento, da parte dei terminali di rigassificazione, dei quantitativi di GNL da mantenere stoccati

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

Metodologie e criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito

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

dei mercati finanziari, nel periodo preso a riferimento per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio.

Nel documento per la consultazione 9 giugno 2015, 275/2015/R/com, sono stati illustrati gli orientamenti iniziali dell'Autorità in relazione sia ai criteri per la revisione complessiva delle modalità di determinazione e di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, sia alle tempistiche per l'adozione della nuova metodologia nei singoli servizi regolati dei settori elettrico e gas.

L'Autorità ha così manifestato la propria intenzione di introdurre la nozione di periodo regolatorio del tasso di remunerazione, della

durata di sei anni, da intendersi come il periodo nel quale vigono i livelli dei parametri base del tasso di remunerazione del capitale investito validi per tutti i servizi regolati dei settori elettrico e gas, esclusi quindi i parametri specifici relativi al singolo servizio, identificati nel parametro β e nel rapporto tra capitale di debito e capitale proprio D/E, di norma oggetto di valutazione e discussione in sede di revisione del periodo regolatorio tariffario.

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

In linea generale, l'Autorità ha espresso la propria volontà di calcolare direttamente i valori reali del tasso di remunerazione del capitale proprio e del costo del debito, introducendo così una discontinuità rispetto all'approccio adottato nei precedenti periodi regolatori, in cui i rendimenti nominali del capitale proprio e del capitale di debito, successivamente ponderati e deflazionati, venivano determinati ed aggiornati su base biennale.

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

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

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

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

- una prima opzione, coerente con le impostazioni adottate nei periodi regolatori precedenti, prevede che il premio per il rischio

mercato sia fissato sulla base di evidenze storiche di lungo periodo e non dipenda dal livello del tasso di remunerazione delle attività prive di rischio utilizzato ai fini regolatori;

- una seconda opzione, in discontinuità con la prassi adottata nei precedenti periodi regolatori, si fonda sull'individuazione di un tasso di rendimento reale totale di mercato sulla base di evidenze storiche di lungo periodo; partendo da questa impostazione, l'ERP viene determinato come differenza tra tale tasso e il tasso di rendimento delle attività prive di rischio assunto ai fini regolatori.

In merito al costo del debito, l'Autorità ha elaborato l'ipotesi di determinarlo come somma del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, di un CRP e di uno *spread* che riflette l'eventuale maggior rischiosità del debito delle imprese regolate rispetto ai titoli di Stato. Nel documento per la consultazione 275/2015/R/com, l'Autorità ha, inoltre, ipotizzato di rivedere il livello di *gearing* (ossia del rapporto tra il capitale di debito e la somma di capitale proprio e capitale di debito), tenendo conto delle osservazioni dei livelli effettivi riscontrati tra le imprese regolate, nella prospettiva di un graduale riallineamento ai valori medi adottati dagli altri regolatori europei.

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

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

Nel documento per la consultazione 29 ottobre 2015, 509/2015/R/com, sono stati illustrati gli indirizzi finali dell'Autorità in merito ai criteri ai quali fare riferimento per la revisione complessiva delle modalità di determinazione e di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, nonché alle tempistiche per

l'adozione della nuova metodologia nei singoli servizi regolati dei settori elettrico e gas.

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

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

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

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

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

Il tasso di rendimento delle attività prive di rischio è stato definito in termini reali, effettuando una stima del parametro in termini nominali e incorporando il tasso di inflazione in esso incorporato. Il parametro RF è stato stimato in termini nominali, secondo un approccio tendenzialmente *forward looking*, basato sui rendimenti spot; in particolare, il parametro è stato definito sulla base della

media dei tassi di rendimento dei titoli di Stato dell'area euro con scadenza decennale con *rating* almeno AA (Francia, Belgio, Paesi Bassi e Germania), rilevati nel periodo 1 ottobre 2014 - 30 settembre 2015, ed applicando un correttivo che consenta di determinare un tasso reale ad un livello minimo, ma superiore a zero. Su queste basi, il tasso RF reale per gli anni 2016-2018 è stato fissato pari allo 0,5%.

Il valore dell'ERP per il primo triennio del PWACC è stato calcolato come differenza tra un tasso che esprime il *Total Market Return* (TMR) reale, definito sulla base di evidenze storiche di lungo periodo, ed il tasso RF reale, assunto ai fini regolatori. In occasione dell'aggiornamento del parametro, a metà del periodo regolatorio del WACC, è previsto che questo venga ricalcolato come differenza tra il TMR (che rimane costante per tutto il PWACC) ed il parametro RF aggiornato per il secondo triennio del PWACC, in modo tale da mantenere fisso il tasso di rendimento reale totale di mercato all'interno del periodo regolatorio. Tale previsione è stata adottata in discontinuità con la metodologia seguita nei precedenti periodi regolatori, che prevedeva di definire ad inizio periodo un valore di ERP, poi mantenuto costante nel corso del periodo di regolazione, e di procedere all'aggiornamento su base biennale del solo tasso RF.

Il TMR reale è stato calcolato sulla base di una ponderazione della media geometrica e della media aritmetica dei tassi di rendimento nei Paesi con *rating* elevato, nel periodo 1900-2014, con peso pari al 20% alla media geometrica e all'80% alla media aritmetica. Su queste basi, l'ERP per gli anni 2016-2018 è stato fissato pari al 5,5%, come differenza tra il TMR reale pari al 6,0% e il tasso RF assunto ai fini regolatori per il primo triennio del PWACC.

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

In coerenza con la proposta illustrata in fase di consultazione, nella formula per il calcolo del tasso di rendimento del capitale proprio è stato introdotto un addendo, che riflette il premio che gli investitori richiedono per gli investimenti in Paesi con *rating* medio-basso, identificabile come CRP, scorrendo

contestualmente tale elemento dalla componente RF, che viene ricondotta a riferimenti più adeguati alla definizione di tasso di rendimento di attività prive di rischio. Il CRP per la definizione del tasso di remunerazione del capitale proprio è stato fissato pari all'1,0% per il triennio 2016-2018, sulla base delle stime derivanti da due approcci: il primo prevede di stimare il parametro come differenza tra i rendimenti delle obbligazioni emesse dalle *utility* italiane ed i rendimenti delle obbligazioni emesse dalle *utility* operanti in Paesi con *rating* elevato, mentre il secondo assume che il premio addizionale sia legato alle differenze nel grado di volatilità dei mercati azionari nazionali.

In relazione al costo del debito, l'Autorità ha previsto di determinare il livello di tale costo in termini reali, come somma del tasso RF di un CRP e di un premio per il rischio del debito (*Debt Risk Premium* - DRP).

Il CRP per la definizione del costo del debito è stato fissato pari a quello assunto per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale proprio, mentre il DRP è stato fissato ad un livello pari allo 0,5% per tutto il PWACC, così da allineare i riconoscimenti del costo del debito ai livelli medi riscontrati dall'analisi dei dati effettivi, sulla base di un'apposita raccolta dati condotta nel mese di agosto-settembre 2015 presso un campione rappresentativo di imprese operanti nei diversi servizi infrastrutturali.

L'Autorità ha previsto di mantenere nel primo triennio del primo PWACC i livelli di *gearing* correnti e di procedere, in occasione dell'aggiornamento infra periodo per tutti i servizi infrastrutturali del settore elettrico e del gas, ad un primo graduale aggiustamento (tenendo conto dell'impatto di tale modifica sul β *levered*) verso livelli più vicini - comunque non superiori allo 0,5% - a quelli adottati da altri regolatori europei. Ciò in ragione della necessità di considerare anche gli impatti intersettoriali ed in particolare, di evitare che si producano distorsioni nell'allocazione dei capitali tra i diversi settori.

In relazione alle tematiche ed ai parametri di natura fiscale, è stato previsto di sommare al WACC, basato su valori reali, un fattore correttivo che catturi gli effetti della tassazione sui profitti nominali, determinato in funzione del tasso di inflazione atteso per il primo triennio del primo PWACC (2016-2018). Il valore atteso di inflazione per il triennio 2016-2018 è stato fissato pari all'1,5%, facendo riferimento alle ultime stime della BCE disponibili al momento della determinazione tariffaria.

Il parametro T, che rappresenta l'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio, è stato definito pari al 34,4% per gli anni 2016-2018, sulla base di una valutazione del peso delle aliquote nominali dell'Ires e dell'Irap vigenti, rapportate alla medesima base imponibile, in ragione delle novità fiscali intervenute successivamente al 2011. Il parametro t_c , per il calcolo dello scudo fiscale degli interessi passivi, è stato confermato pari al 27,5%, non essendosi modificata l'aliquota nominale dell'imposta Ires nel periodo compreso tra il 2011 ed il 2015.

Come anticipato, l'Autorità ha previsto un aggiornamento infra periodo del tasso di remunerazione del capitale proprio, dopo il primo triennio del PWACC, in occasione del quale vengono rivisti:

- il livello del tasso RF e, conseguentemente, dell'ERP, stante l'approccio adottato che tiene fisso il rendimento totale di mercato;
- il livello del CRP;
- il livello del tasso d'inflazione utilizzato ai fini della determinazione dei livelli nominali dei rendimenti per il calcolo delle imposte sui profitti nominali;
- il livello della tassazione, anche in relazione alle future riduzioni che potranno essere definite nell'ambito delle leggi di stabilità approvate annualmente.

Ai fini dell'aggiornamento del tasso RF, è stata adottata una metodologia analoga a quella prevista per la fissazione dei livelli iniziali del medesimo parametro, con l'applicazione del medesimo correttivo in caso di tassi reali negativi; mentre per quanto riguarda l'aggiornamento del CRP, è stato definito un meccanismo *trigger*, che prevede una modifica del parametro su base triennale in funzione dell'andamento dello *spread* tra BTP decennale *benchmark* italiano e *bund* decennale tedesco.

L'Autorità ha previsto, ai fini dell'aggiornamento del costo del debito, di applicare le medesime modalità adottate per l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale proprio.

Con la delibera 583/2015/R/com, l'Autorità ha approvato i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021 (TIWACC 2016-2021) ed, al fine di rendere coerenti le disposizioni vigenti per il settore del gas, ha modificato la disciplina relativa alla determinazione delle tariffe di rigassificazione

TAV. 3.1

Caratteristiche dei progetti sperimentali multiservizio esaminati a seguito della delibera 19 settembre 2013, 393/2013/R/gas

SERVIZIO	2016	2017	2018
Trasmissione energia elettrica	5,3%	5,3%	5,3%
Distribuzione e misura energia elettrica	5,6%	5,6%	5,6%
Stoccaggio	6,5%	6,5%	6,5%
Rigassificazione	6,6%	6,6%	(A)
Trasporto gas	5,4%	5,4%	(B)
Distribuzione gas	6,1%	6,1%	6,1%
Misura gas	6,6%	6,6%	6,6%

(A) I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di rigassificazione.

(B) I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di trasporto del gas naturale.

Fonte: AEEGSI.

(Regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il periodo di regolazione 2014-2017

- RTRG, Allegato A alla delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, come successivamente modificato ed integrato), di trasporto (*Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017* - RTTG, Allegato A alla delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas), di distribuzione (*Regolazione delle tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* - RTDG, Allegato A alla delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas, come successivamente modificato ed integrato) e di stoccaggio (*Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014* - RTSG, Allegato A alla delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10), con specifico riferimento alla modalità di determinazione ed aggiornamento del WACC.

È stato, altresì, definito il valore del WACC per i servizi infrastrutturali del settore gas, in coerenza con le disposizioni del TIWACC, considerando i valori dei parametri specifici relativi ai diversi servizi (coefficiente β e *gearing*) previsti dalle regolazioni tariffarie di tali servizi. In particolare, il WACC è stato fissato pari al 5,4% per il servizio di trasporto del gas e pari al 6,6% per il servizio di rigassificazione, per gli anni 2016-2017, pari al 6,5% per il servizio di stoccaggio, al 6,1% per il servizio di distribuzione del gas ed al 6,6% per il servizio di misura del gas, per gli anni 2016-2018.

La tavola 3.1 sintetizza i valori del WACC per i diversi servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas.

Tariffe di trasporto

L'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto, con la delibera 4 dicembre 2015, 587/2015/R/gas, ha approvato le proposte tariffarie relative ai ricavi di riferimento per l'anno 2016. Con la successiva delibera 11 dicembre 2015, 606/2015/R/gas, l'Autorità ha approvato i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, nonché il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto del gas per l'anno 2016. L'11 dicembre 2015 è stato, altresì, diffuso il documento per la consultazione 607/2015/R/gas, contenente gli orientamenti dell'Autorità in merito alla nuova disciplina delle tariffe di trasporto del gas naturale da applicare nel terzo periodo di regolazione, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 12 giugno 2015, n. 2888, che ha parzialmente annullato la delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09.

GNL - Tariffe di rigassificazione

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione, con la delibera 17 dicembre 2015, 625/2015/R/gas, l'Autorità ha determinato le tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2016. Nel medesimo provvedimento l'Autorità ha stabilito, con riferimento ai servizi marittimi, che, a partire dall'anno 2016, i corrispettivi per tali servizi siano definiti liberamente da parte delle singole imprese di rigassificazione.

Tariffe di stoccaggio

Con la delibera 12 febbraio 2015, 51/2015/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio, ha approvato:

- i ricavi di riferimento d'impresa per il servizio di stoccaggio, di cui all'art. 14 della delibera ARG/gas 119/10, ed il relativo Allegato A (RTSG), presentati da Stogit per l'anno 2015;
- in via provvisoria, i ricavi di riferimento d'impresa di cui all'art. 14 della RTSG, presentati dalla società Edison Stoccaggio per l'anno 2015. L'approvazione in via provvisoria è stata resa necessaria per disporre di un valore di riferimento in tempo utile per l'assegnazione della capacità di stoccaggio, ferma restando la possibilità di rettificare o di confermare tale valore in seguito alla chiusura del procedimento avviato con la delibera 1 agosto 2013, 350/2013/R/gas;
- le percentuali di ripartizione dell'importo complessivo del contributo compensativo relativo all'anno 2014, approvato con la delibera 350/2013/R/gas, tra le Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio in esercizio, sulla base delle capacità di stoccaggio offerte in conferimento, inclusa la capacità di stoccaggio strategico, per l'anno termico 2014-2015.

Con le delibere 26 febbraio 2015, 75/2015/R/gas, e 26 marzo 2015, 126/2015/R/gas, l'Autorità ha concluso il procedimento avviato con la delibera 350/2013/R/gas, per gli approfondimenti necessari al riconoscimento dei costi incrementali, relativi agli anni 2010 e 2011, richiesti da Edison Stoccaggio. L'Autorità ha confermato i corrispettivi approvati con le delibere 28 luglio 2011, ARG/gas 106/11, e 26 luglio 2012, 313/2012/R/gas, rispettivamente per gli anni 2012 e 2013, ed ha determinato in via definitiva la tariffa di stoccaggio di Edison Stoccaggio per l'anno 2014.

Con la delibera 23 dicembre 2015, 652/2015/R/gas, l'Autorità ha introdotto alcune disposizioni di salvaguardia per gli investimenti effettuati dalle imprese di stoccaggio entrati in esercizio nell'anno 2015; in particolare, prevedendo la possibilità, per le imprese di stoccaggio, di ottenere l'applicazione del meccanismo di incentivazione previsto dalla delibera ARG/gas 119/10, anche agli investimenti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2015, per una durata pari alla differenza tra il periodo indicato nel comma 11.3 dell'Allegato A alla citata delibera ed il periodo in cui tali investimenti hanno già

beneficiato del tasso di remunerazione addizionale come immobilizzazioni in corso ai sensi della previgente normativa tariffaria.

Con la delibera 28 gennaio 2016, 27/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato per Stogit, in via definitiva, i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2015 e, con la delibera 11 febbraio 2016, 46/2016/R/gas, i ricavi d'impresa in via provvisoria per il servizio di stoccaggio relativo all'anno 2016.

L'Autorità ha determinato d'ufficio ed in via definitiva, con la delibera 25 febbraio 2016, 66/2016/R/gas, i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2015 per Edison Stoccaggio, prevedendo, in particolare, un riconoscimento parziale delle immobilizzazioni relative al sito di San Potito e Cotignola, e la loro entrata in esercizio ai fini tariffari nell'anno 2015.

Con la delibera 23 aprile 2015, 182/2015/R/gas, l'Autorità ha definito i meccanismi regolatori per lo sviluppo di investimenti con ulteriori prestazioni di capacità di punta di stoccaggio, dando attuazione a quanto previsto dal decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, nella legge 11 novembre 2014, n. 164. In particolare, sono state individuate misure asimmetriche volte a ridurre le barriere all'entrata a favore di nuovi soggetti. Il provvedimento si applica alla capacità di punta di erogazione ulteriore rispetto a quella già offerta per l'anno termico 2015-2016, per la quale sia stata presentata istanza all'Autorità entro il 30 settembre 2015, prevedendo l'esclusione degli investimenti la cui realizzazione è già prevista in forza di una legge ordinaria.

L'Autorità ha, infine, disposto, con la delibera 5 novembre 2015, 524/2015/R/gas, l'accoglimento dell'istanza presentata da Ital Gas Storage per l'ammissione al meccanismo di incentivazione allo sviluppo di ulteriori prestazioni di punta da stoccaggio, di cui alla delibera 182/2015/R/gas.

Tariffe per il servizio di distribuzione

La delibera 367/2014/R/gas ha definito la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, integrando le disposizioni di cui alla delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas, relative alle gestioni comunali e sovracomunali, con previsioni normative in merito alle gestioni per ambito di concessione.

Il 13 marzo 2015 sono stati pubblicati nel sito internet dell'Autorità alcuni chiarimenti in merito all'applicazione della RTDG, a seguito della presentazione da parte delle associazioni delle imprese distributrici

del gas di alcuni quesiti inerenti alla regolazione tariffaria d'ambito. In particolare, i chiarimenti hanno riguardato le seguenti tematiche:

- la valorizzazione dei cespiti ai fini regolatori;
- il valore delle immobilizzazioni disallineate rispetto alle medie di settore (c.d. "RAB depresse");
- la stratificazione dei cespiti per anno di acquisizione;
- lo sconto tariffario, le tariffe obbligatorie e la perequazione;
- altre disposizioni in materia di riconoscimento dei costi.

Nel corso del 2015, sono state apportate alcune modifiche alla regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e di misura del gas. In particolare, la delibera 12 giugno 2015, 280/2015/R/gas, ha prorogato per l'anno 2016 le norme in vigore per gli anni 2014 e 2015, in relazione alla determinazione delle componenti tariffarie $TEL_{t,c}$ e $CON_{t,c}$, espresse in euro, di cui all'art. 29, comma 1, della RTDG, a copertura dei costi centralizzati per i sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori.

L'Autorità ha, infatti, ritenuto opportuno che, ai fini della determinazione del valore delle componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_t$, di cui all'art. 29, comma 2, della RTDG, espresse in euro per punto di riconsegna, si procedesse con ulteriori approfondimenti, per individuare un livello di costi efficienti nella realizzazione degli investimenti in sistemi di telelettura/telegestione e nei concentratori, che potrebbero prevedere richieste di dati e di informazioni presso le imprese distributrici. Con la delibera 18 giugno 2015, 291/2015/R/gas, è stato avviato un procedimento per la revisione delle tempistiche relative ai meccanismi di perequazione per i servizi di distribuzione e di misura del gas naturale e per l'adozione di provvedimenti in materia di rettifiche dei dati trasmessi ai fini della perequazione. Ciò con l'obiettivo di consentire una gestione più efficiente di tali meccanismi da parte della CSEA e di favorire una convergenza delle disposizioni in materia di gestione degli stessi meccanismi di perequazione, previste dalla RTDG, con le disposizioni relative alle perequazioni gestite dalla CSEA per gli altri servizi nei settori di competenza dell'Autorità.

Con la delibera 30 luglio 2015, 396/2015/R/gas, che ha seguito il documento per la consultazione 18 giugno 2015, 294/2015/R/gas, sono state apportate alcune modifiche alle tempistiche relative ai meccanismi di perequazione per i servizi di distribuzione e di misura del gas naturale, e sono state introdotte disposizioni in materia di rettifiche dei dati trasmessi alla CSEA ai fini della perequazione. In particolare:

- è stato confermato il 31 luglio quale termine ultimo per l'invio da parte delle imprese alla CSEA dei dati necessari per il calcolo dell'ammontare di perequazione relativo all'anno precedente;
- è stato previsto che la CSEA continui ad effettuare una comunicazione preliminare dei risultati di perequazione entro la data del 15 settembre di ogni anno, al fine di ridurre il numero delle rettifiche dovute ad errori di comunicazione e di uniformare la disciplina prevista dalla RTDG con quella stabilita dal *Testo integrato della vendita* (TIV), come modificato ed integrato con la delibera 19 luglio 2012, 301/2012/R/eel;
- è stata fissata al 30 settembre la data entro la quale le imprese possono inviare le richieste di rettifica dei dati della raccolta corrente senza incorrere nell'applicazione di indennità amministrative;
- è stato previsto che la CSEA proceda alla comunicazione dei risultati definitivi di perequazione entro il 31 ottobre di ciascun anno;
- è stato fissato l'obbligo per le imprese di versare gli importi dovuti alla CSEA entro il 30 novembre di ogni anno;
- è stato fissato al 15 dicembre il termine ultimo per l'effettuazione delle erogazioni da parte della CSEA alle imprese.

In materia di rettifiche dei dati trasmessi dalle imprese ai fini della perequazione, la menzionata delibera 396/2015/R/gas ha introdotto nella RTDG disposizioni analoghe a quelle relative alle perequazioni gestite dalla CSEA per gli altri servizi dei settori di competenza dell'Autorità; ciò con la finalità di compensare gli oneri amministrativi conseguenti alla richiesta di rettifica e di riconoscere gli interessi connessi al ritardo nell'erogazione alla CSEA di somme, a causa di errori nella comunicazione di dati. In particolare, è stata prevista l'introduzione di una indennità amministrativa a carico dell'impresa distributrice che richiede una rettifica oltre i termini previsti dopo la comunicazione preliminare della CSEA dei risultati di perequazione, nei casi in cui non sia già prevista l'applicazione di indennità amministrative ai sensi dell'art. 4 della RTDG.

La delibera 9 luglio 2015, 334/2015/R/gas, ha avviato un procedimento volto alla revisione della metodologia di calcolo del coefficiente di conversione dei volumi misurati per il gas naturale, così da rendere compatibili le modalità di determinazione del coefficiente K_p nei casi in cui sia stabilita l'installazione, presso i punti di riconsegna gestiti a pressioni relative di misura minori o uguali a

0,025 bar, di misuratori dotati di sole apparecchiature per la correzione della temperatura.

La delibera 3 settembre 2015, 427/2015/R/gas, conseguente al documento per la consultazione 16 luglio 2015, 358/2015/R/gas, ha previsto la revisione della metodologia di determinazione del coefficiente di conversione dei volumi misurati del gas naturale, di cui all'art. 6 della RTDG. In particolare, il provvedimento ha modificato le modalità di calcolo del coefficiente K_p , di cui all'art. 6, comma 2, della RTDG, per i punti di riconsegna gestiti a pressioni relative minori o uguali a 0,025 bar e dotati di apparecchiature per la correzione del gas prelevato a condizioni di temperatura standard, che siano caratterizzati da un differenziale di altitudine tra i medesimi punti di riconsegna ed il punto di riferimento convenzionale superiore a 150 m. Le nuove disposizioni entreranno in vigore dall'1 ottobre 2016 e saranno applicate in via facoltativa.

Con la delibera 23 luglio 2015, 373/2015/R/gas, si è proceduto a correggere gli errori materiali riscontrati nella RTDG, con riferimento alle disposizioni in materia di componente GS della tariffa obbligatoria, di cui all'art. 40, comma 3, lettera c), della medesima RTDG, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati, ed alla formula del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località relativi al servizio di distribuzione, di cui all'art. 35, comma 1, della RTDG.

Con la delibera 25 febbraio 2016, 68/2016/R/gas, è stato avviato un procedimento per l'aggiornamento infra periodo della RTDG, con riferimento:

- alla definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi, ai fini della loro applicazione a valere dall'1 gennaio 2017;
- alla revisione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$, ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2017;
- alla determinazione delle componenti a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, espresse in euro per punto di riconsegna, ai fini della loro applicazione a partire dall'anno 2017;
- alla definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura, espressi in €/gruppo di misura, per gli anni dati successivi al 2016.

Con la determina 30 gennaio 2015, 3/2015 – DIUC, sono state definite le modalità e le tempistiche di invio e di elaborazione dei dati e

delle rettifiche, ai fini dell'aggiornamento annuale delle tariffe e della messa a disposizione dei dati tariffari alle stazioni appaltanti.

In materia di determinazioni tariffarie per i servizi di distribuzione e di misura del gas, con la delibera 5 marzo 2015, 89/2015/R/gas, l'Autorità ha rideterminato le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura del gas per gli anni 2009–2013, sulla base di alcune istanze di rettifica pervenute entro il 16 febbraio 2015, ed ha rettificato alcuni errori materiali contenuti nella delibera 18 dicembre 2014, 634/2014/R/gas, con la quale sono state aggiornate le tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2015. Con la delibera 5 marzo 2015, 90/2015/R/gas, sono state poi determinate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e di misura del gas per l'anno 2014, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, lettera b), della RTDG, calcolate a partire dai dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2013.

Con la delibera 2 aprile 2015, 147/2015/R/gas, l'Autorità ha definito, secondo le previsioni di cui all'art. 3, comma 2, lettera a), della RTDG, le tariffe di riferimento provvisorie relative all'anno 2015, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi riferiti all'anno 2014.

Con la successiva delibera 29 maggio 2015, 253/2015/R/gas, sono stati rettificati gli errori materiali nella determinazione delle tariffe di riferimento definitive per l'anno 2014, adottate con la succitata delibera 90/2015/R/gas.

La delibera 14 ottobre 2015, 484/2015/R/gas, ha chiuso il procedimento avviato con la delibera 9 ottobre 2014, 484/2014/R/gas, con la determinazione delle tariffe di riferimento e delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per gli anni dal 2013 al 2015 nella frazione di Melezzole, Comune di Montecchio (TR), relative alla società Metano Mobile.

Sono stati, altresì, approvati, con la delibera 22 dicembre 2015, 645/2015/R/gas, le tariffe obbligatorie e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per i servizi di distribuzione e di misura del gas naturale, nonché le opzioni gas diversi per i servizi di distribuzione e di misura di gas diversi dal naturale, per l'anno 2016. Con il medesimo provvedimento è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione. La delibera ha, inoltre, introdotto modifiche alla RTDG in materia di determinazione della stratificazione del valore di rimborso, a seguito delle gare per ambito di concessione. In particolare, è stato previsto che la stratificazione di tale valore ai fini tariffari sia effettuata sulla base delle risultanze dello stato di

consistenza e/o delle perizie di stima, ai sensi dell'art. 25, comma 2, della RTDG, a condizione che tale stratificazione sia pubblicata nel bando di gara e che, in caso contrario, trovi applicazione la stratificazione standard di cui all'art. 25, comma 3, della RTDG.

Con la delibera 22 dicembre 2015, 647/2015/R/gas, sono state poi rideterminate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura del gas per gli anni 2009-2014, oltre che le opzioni gas diversi per gli anni 2011-2013, sulla base di alcune istanze di rettifica pervenute entro il 15 settembre 2015.

La delibera 10 marzo 2016, 98/2016/R/gas, ha ridefinito le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura del gas per gli anni 2009-2014, a seguito della chiusura dell'Indagine conoscitiva avviata con la delibera 24 gennaio 2013, 14/2013/E/gas, in tema di investimenti relativi alla sostituzione di condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo, e l'accettazione delle richieste di rettifica e di integrazione dei dati patrimoniali e fisici pervenute entro la data del 15 febbraio 2016.

Con la delibera 10 marzo 2016, 99/2016/R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2015, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, lettera b), della RTDG, calcolate a partire dai dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2014.

Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

Con la delibera 20 novembre 2015, 554/2015/R/gas, è stato aggiornato il piano di installazione e messa in servizio degli *smart meter* del gas. In particolare:

- è stato completato il piano di messa in servizio degli *smart meter* di classe G10 per le imprese distributrici di ogni dimensione;
- è stato aggiornato al 2018 il piano di installazione e messa in servizio degli *smart meter* di classe G4 e G6 per le imprese di distribuzione con più di 100.000 clienti finali;
- sempre per gli *smart meter* di classe G4 e G6, sono stati introdotti i primi obblighi di messa in servizio per le imprese con numero di clienti finali compresi tra 50.000 e 100.000.

Con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha introdotto una franchigia nel calcolo delle penali per mancata installazione dei gruppi di misura di cui all'art. 44 della RTDG, per classi di gruppi di misura inferiori a G40, alla luce di potenziali difficoltà, evidenziate dalle

associazioni di imprese distributrici, ad ottemperare agli obblighi in relazione a gruppi di misura disattivati. In particolare, è stato previsto che la penale non sia valorizzata con riferimento al 2% di gruppi di misura non installati rispetto agli obblighi di installazione previsti. È stato, infine, previsto che, in sede di prima verifica circa l'assolvimento degli obblighi di installazione per l'anno 2014, il calcolo delle penali per mancata installazione sia effettuato congiuntamente per i gruppi di misura G16 e G25. In caso di inadempimento, sarà applicata una penale unitaria pari alla media aritmetica delle penali previste per inottemperanza degli obblighi di installazione dei gruppi di misura delle classi G16 e G25.

Regolazione dell'accesso e dell'uso delle reti del gas degli impianti di produzione di biometano

Con la delibera 46/2015/R/gas, sono state approvate le direttive per le connessioni di biometano alle reti del gas naturale, in attuazione delle previsioni di cui all'art. 20, comma 2, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, ed altre disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi, di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 5 dicembre 2013 (Allegato A). Nello specifico, il predetto Allegato A contiene:

- nella Sezione I, le disposizioni per il biometano, sviluppate in coerenza con gli obiettivi indicati dal decreto legislativo n. 28/11, volte a garantire la sicurezza e l'efficienza tecnica nella gestione delle reti del gas, a rendere trasparenti e certe le procedure di connessione alle reti ed a garantire l'economicità della connessione, per un più ampio utilizzo del biometano;
- nella Sezione II, le norme relative alle modalità di misurazione, di determinazione e di certificazione della quantità di biometano da ammettere agli incentivi ai sensi del decreto interministeriale 5 dicembre 2013.

In relazione alla Sezione I, l'Autorità ha stabilito che:

- la responsabilità di garantire la sicurezza e l'efficienza tecnica nella gestione delle reti è attribuita al gestore di rete, il quale deve verificare la compatibilità dei profili di immissione del biometano con le condizioni di esercizio in sicurezza delle reti stesse e con le capacità di assorbimento delle reti cui gli impianti di produzione di biometano si connettono;

- vista la vigenza dell'obbligo di *standstill*¹, che determina l'impossibilità di adottare nuove regole o norme tecniche relative agli standard di qualità ed agli standard inerenti all'odorizzazione del biometano da immettere in rete, si deve fare riferimento alle norme vigenti, tenendo conto delle valutazioni e delle indicazioni contenute nel rapporto tecnico UNI/TR 11537;
- il soggetto responsabile per l'installazione e la manutenzione dei sistemi di misura sia ancora il produttore, mentre il soggetto obbligato alla rilevazione, registrazione ed archiviazione delle misure sia il gestore di rete;
- quanto alle misure a garanzia della trasparenza e della non discriminazione nell'accesso alle reti, sia semplificato, rispetto alle previsioni poste in consultazione, l'iter procedurale e siano anche previste procedure sostitutive, analogamente a quanto disposto nel TICA;
- nel costo della connessione siano computati, secondo un approccio di tipo *shallow*, unicamente i costi specifici necessari per realizzare l'impianto di connessione e che restino esclusi i costi di rinforzo delle reti esistenti, al fine di garantire l'economicità della connessione e favorire un ampio utilizzo del biometano; e che sia opportuno, anche in ragione dell'esigenza di favorire il trasporto mediante le reti del gas – più efficiente rispetto all'utilizzo dei carri bombolai – prevedere una parziale socializzazione dei costi relativi alla realizzazione degli impianti di connessione. È, inoltre, prevista la possibilità di rateizzare i pagamenti per i contributi di connessione per periodi che non superino i 20 anni, purché vengano prestate adeguate garanzie da parte dei produttori. Le ipotesi di determinazione dei contributi di connessione sulla base dei costi standard vengono rinviate ad un successivo provvedimento.

In relazione alla Sezione II, l'Autorità ha previsto che:

- per quanto riguarda la misurazione delle quantità di biometano immesso nella rete del gas naturale (che comprende anche i casi in cui non c'è immissione fisica nelle reti del gas), sia opportuno prevedere la stessa ripartizione delle responsabilità individuata in relazione ai sistemi di misura relativi all'immissione fisica nelle reti;
- l'attività di certificazione e misurazione della quantità di biometano incentivabile ai sensi degli artt. 3, 4 e 5 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 5 dicembre 2013, sia attribuita al GSE, stabilendo che lo stesso utilizzi i dati di misura trasmessi dai soggetti responsabili del servizio di misura, nonché le informazioni fornite nella richiesta di qualifica degli impianti, ovvero contenute nei contratti bilaterali di fornitura, ove stipulati, ed in generale, ogni ulteriore informazione necessaria alla corretta erogazione degli incentivi.

Con la delibera 7 maggio 2015, 208/2015/R/gas, è stato definito che la copertura degli incentivi per l'immissione del biometano nelle reti del gas naturale, disciplinati dall'art. 3 del richiamato decreto 5 dicembre 2013, sia effettuata mediante l'utilizzo del Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, alimentato dal gettito rinveniente dall'applicazione della componente RE della tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 40, comma 3, lettera d), della RTDG, e della componente tariffaria addizionale della tariffa di trasporto RET, di cui all'art. 23, comma 1, lettera f), della RTTG.

¹ Per effetto del mandato (M/475) che la Commissione europea ha assegnato al Comitato europeo di normazione (CEN), per l'elaborazione delle specifiche tecniche europee riguardanti l'immissione del biometano nelle reti del gas naturale, permane una situazione di *standstill* (impedimento temporaneo alla pubblicazione di norme e regole tecniche nazionali).

Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

In merito ai provvedimenti adottati in materia di gare per ambito di concessione, la determina 28 gennaio 2015, 1/2015 – DIUC, ha introdotto alcune disposizioni in relazione all'acquisizione della documentazione di cui all'art. 9 della delibera 26 giugno 2014, 310/2014/R/gas, ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR (valore industriale residuo) e RAB (valore regolatorio degli *asset*). In particolare, è stato stabilito che, a decorrere dal 2 febbraio 2015, l'acquisizione della documentazione e dei dati necessari per le verifiche degli scostamenti tra VIR e RAB, di cui alla citata delibera 310/2014/R/gas, avvenga esclusivamente mediante la Piattaforma informatica per l'acquisizione della documentazione relativa all'analisi degli scostamenti VIR-RAB, resa disponibile nel sito internet dell'Autorità.

Con la determina 3/2015 – DIUC, sono state definite le modalità e la tempistica di invio e di elaborazione dei dati e delle rettifiche, ai fini dell'aggiornamento annuale delle tariffe e della messa a disposizione dei dati tariffari alle stazioni appaltanti.

La delibera 19 febbraio 2015, 57/2015/R/gas, ha definito le modalità per l'acquisizione, la custodia ed il trattamento da parte dell'Autorità della documentazione di gara, ai sensi dell'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale 12 novembre 2011, n. 226, volte a preservare, tra l'altro, la riservatezza delle informazioni e dei dati contenuti nella documentazione di gara.

Con la determina 27 febbraio 2015, 4/2015 – DIUC, sono state successivamente apportate integrazioni alla determina 7 giugno 2013, 2/2013 – DIUC, in materia di bandi di gara per il servizio di distribuzione del gas naturale, con particolare riferimento alle modalità di invio della documentazione di gara; inoltre, il 25 marzo 2015 sono stati pubblicati i chiarimenti dell'Autorità, condivisi con il Ministero dello sviluppo economico, in relazione ai quesiti formulati dalle associazioni delle imprese distributrici riguardo al Piano industriale (allegato 3 al decreto interministeriale n. 226/11).

In attuazione di quanto previsto dalla determina 25 luglio 2014, 13/2014 – DIUC, l'1 aprile 2015 sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati definitivi relativi al

valore degli *asset* risultanti al 31 dicembre 2012 (dati RAB), secondo le seguenti modalità:

- in modalità aggregata senza distinzione per soggetto proprietario, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario;
- in quota parte di proprietà del gestore uscente, soggetta a trasferimento a titolo oneroso, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario e per le quali il medesimo gestore uscente ha fornito tale dettaglio.

Il 20 aprile 2015 sono stati poi resi disponibili i dati provvisori relativi al valore degli *asset* risultanti al 31 dicembre 2013, a seguito dell'emanazione della delibera 147/2015/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2015. Il 30 luglio 2015 è stato pubblicato nel sito internet dell'Autorità il *Rapporto relativo all'attività dell'Autorità in relazione all'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale per ambito territoriale minimo*. Tale rapporto illustra le attività svolte dall'Autorità, con particolare riferimento all'implementazione della regolazione tariffaria per le gestioni del servizio di distribuzione ed all'attuazione sia delle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 gennaio 2011, che ha identificato 177 ambiti territoriali minimi per lo svolgimento del servizio di distribuzione del gas naturale, sia del *Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale, in attuazione dell'articolo 46-bis del decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222* (Regolamento gare).

Il rapporto illustra, dunque, le attività svolte riguardanti:

- le misure per le uscite anticipate dalle concessioni di livello comunale;
- le misure per le aggregazioni degli ambiti territoriali minimi che presentino un numero di clienti inferiore a 100.000;

- le disposizioni tariffarie per favorire l'efficienza produttiva delle gestioni d'ambito;
- il riconoscimento asimmetrico in tariffa della differenza tra valore di rimborso e valore regolatorio (VIR-RAB);
- le misure a sostegno di uno sviluppo infrastrutturale efficiente;
- le altre misure attuative del Regolamento gare;
- le misure a sostegno della trasparenza nella gestione delle attività connesse alle gare a supporto delle stazioni appaltanti, con la realizzazione di apposita sezione del sito internet dell'Autorità, ove sono resi disponibili specifici strumenti per le stazioni appaltanti;
- le misure e gli strumenti per la determinazione degli scostamenti VIR-RAB;
- la piattaforma informatica bandi di gara distribuzione gas.

La delibera 30 luglio 2015, 407/2015/R/gas, ha previsto alcune novità in tema di trasferimento di porzioni di rete a titolo oneroso dal gestore uscente al gestore subentrante – già introdotte dal decreto del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro per gli affari regionali ed autonomie 20 maggio 2015, n. 106, che ha, a sua volta, modificato il decreto interministeriale n. 226/11, concernente i criteri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale – e di possibilità per le stazioni appaltanti di presentare i dati relativi al VIR ed alla RAB, funzionali alle valutazioni degli scostamenti da parte dell'Autorità, con riferimento al 31 dicembre dell'anno $t-2$, con t anno di pubblicazione del bando di gara.

Le delibere 22 dicembre 2015, 631/2015/R/gas, e 650/2015/R/gas, riportano le osservazioni dell'Autorità in merito alla documentazione di gara inviata rispettivamente dal Comune di Milano, stazione appaltante dell'Atem Milano 1 – Città ed impianto di Milano e da Roma Capitale, stazione appaltante dell'Atem Roma 1 – Città ed impianto di Roma.

Con la delibera 645/2015/R/gas, sono state apportate alcune modifiche alla RTDG in materia di determinazione della stratificazione del valore di rimborso a seguito delle gare per ambito di concessione. Nello specifico, al fine di garantire trasparenza e pari condizioni

informative ai soggetti partecipanti alle gare per l'assegnazione delle concessioni per ambito, è stato previsto che la stratificazione del valore di rimborso ai fini tariffari sia effettuata sulla base delle risultanze dello stato di consistenza e/o delle perizie di stima, ai sensi dell'art. 25, comma 2, della RTDG, a condizione che tale stratificazione sia pubblicata nel bando di gara e che in caso contrario trovi applicazione la stratificazione standard di cui all'art. 25, comma 3, della RTDG. Con la delibera 14 gennaio 2016, 10/2016/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, per il triennio 2016-2018, il tasso di interesse da applicare per la determinazione del rimborso, a favore dei gestori uscenti, degli importi per la copertura degli oneri di gara di cui al decreto interministeriale n. 226/11, secondo le modalità definite con la delibera 3 luglio 2014, 326/2014/R/gas.

Ulteriori chiarimenti in merito sia alla pubblicazione dei bandi di gara per l'affidamento del servizio senza l'osservanza degli obblighi imposti dall'art. 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, in materia di scostamenti tra i valori di rimborso ed i valori degli asset ai fini regolatori, sia agli obblighi previsti dall'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/11, in materia di bandi di gara, sono stati resi pubblici il 27 gennaio 2016.

Con le delibere 28 gennaio 2016, 26/2016/R/gas, 18 febbraio 2016, 59/2016/R/gas, e 25 febbraio 2016, 67/2016/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni in merito ai valori di VIR con scostamento tra VIR e RAB maggiori di 10, con riferimento rispettivamente ai comuni dell'Atem Belluno, ai comuni dell'Atem Torino 2 – Impianto di Torino ed ai comuni dell'Atem Forlì Cesena. Si veda in proposito il Capitolo 1 di questo Volume.

Si evidenzia, infine, che con la determina 5 febbraio 2016, 4/2016 – DIUC, è stata definita la stratificazione standard del VIR, ai sensi dell'art. 25, comma 3, della RTDG. Tale stratificazione, definita per tipologia di cespiti e per anno di entrata in esercizio, trova applicazione per i casi in cui non siano disponibili informazioni puntuali sulla stratificazione dei cespiti per tipologia e per anno di entrata in esercizio, desumibili dallo stato di consistenza e/o dalle perizie di stima, o nel caso in cui la stratificazione non sia stata pubblicata nel bando di gara, ancorché fossero disponibili informazioni puntuali.

Promozione della concorrenza

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati all'ingrosso e al dettaglio

Mercato all'ingrosso del gas naturale

Il funzionamento dei mercati del gas naturale, le cui principali regole tecniche presentano un assetto ormai consolidato, ha richiesto soltanto alcuni aggiustamenti:

- con la delibera 29 gennaio 2015, 21/2015/R/gas, è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di trasporto e delle condizioni di accesso al Punto di scambio virtuale (PSV) da parte di Snam Rete Gas, che rafforza la figura del *trader*, ossia del soggetto che può accedere al sistema per la registrazione delle transazioni di compravendita di gas naturale senza essere utente della rete di trasporto e senza dover ricorrere – come in passato – ad accordi bilaterali con il c.d. “utente compensatore”. Grazie alle modifiche introdotte dalla delibera in esame, il *trader* può prestare in proprio le garanzie finanziarie a Snam Rete Gas a copertura di eventuali sbilanciamenti;
- con la delibera 30 aprile 2015, 199/2015/R/gas, è stata approvata la proposta del Gestore dei mercati energetici (GME) di modifica del regolamento PB-gas, in merito alle misure disciplinari – relativamente ai diversi mercati gestiti dallo stesso GME – da adottare a seguito di violazioni da parte degli operatori ed in particolare, relativamente alla sospensione ed all'esclusione dai mercati, ai criteri di riammissione dei soggetti precedentemente esclusi, nonché alle previsioni in materia di verifica delle contestazioni delle operazioni di mercato.

Monitoraggio del mercato al dettaglio

Il *Rapporto Annuale* 2012 e 2013, approvato con la delibera 12 febbraio 2015, 42/2015/I/com, sintetizza gli esiti del monitoraggio del mercato della vendita di energia elettrica e di gas naturale alla clientela di massa. Nello specifico, per quanto concerne il settore del gas naturale, l'analisi si è concentrata sui clienti domestici, sui condomini a uso domestico con consumi fino a 200.000 S(m³)/anno, sui clienti non domestici con consumi fino a 200.000 S(m³)/anno (clienti altri usi) e sulle attività di servizio pubblico fino a 200.000 S(m³)/anno. In merito alla vendita al dettaglio di energia elettrica, si sono analizzati i dati relativi ai clienti domestici, ai clienti non domestici connessi in bassa tensione (BT altri usi), esclusa l'illuminazione pubblica, ed ai clienti non domestici connessi in media tensione, esclusa l'illuminazione pubblica (MT altri usi).

Per il settore elettrico, l'analisi ha evidenziato, relativamente al lato offerta, condizioni concorrenziali uniformi sul territorio nazionale, ma disomogenee per tipologia di clienti. Se, infatti, l'attività di vendita ai grandi clienti (in media tensione) presenta un'effettiva concorrenza, con positivi indici di concentrazione e di cambio di fornitore, emergono, invece, indicazioni di segno opposto per i clienti domestici e le piccole imprese. Il servizio in maggior tutela costituisce la modalità di fornitura prevalente, servendo nel 2013 ancora il 75% dei clienti domestici. Si rimarca, inoltre, che quasi il 60% dei clienti che hanno rinunciato al servizio di maggior tutela in favore della fornitura sul mercato libero, ha scelto di approvvigionarsi dal venditore che in precedenza forniva il servizio di maggior tutela (o da un venditore appartenente al gruppo societario del medesimo esercente). Per quanto riguarda gli indici di concentrazione, nel biennio considerato il primo operatore detiene il

50% circa dei volumi serviti ai domestici nel libero mercato, mentre i principali tre operatori detengono oltre il 70%. Emerge poi che in media i clienti domestici che si approvvigionano sul mercato libero pagano un prezzo di fornitura maggiore di quello che pagherebbero nell'ambito del servizio di maggior tutela: nel 2013 i prezzi medi nel libero (riferiti ai soli costi di approvvigionamento, vendita e commercializzazione), infatti, risultano superiori del +15-20% rispetto a quelli della tutela. Tale elemento va comunque interpretato con cautela, poiché il differenziale di prezzo rilevato può essere in parte imputabile ad elementi di differenziazione delle offerte del mercato libero, spesso caratterizzate da elementi aggiuntivi anche connessi alla presenza di ulteriori servizi collegati alla fornitura. A fronte delle criticità, anche per i clienti domestici il mercato libero presenta un certo dinamismo: la quota dei clienti che hanno lasciato la tutela rappresenta uno fra i migliori risultati a livello europeo, con un tasso di *switching* (cambio del fornitore), in Italia, pari al 7,6% nel 2013.

Una situazione simile a quella dei clienti domestici si riscontra per le piccole imprese (i clienti in bassa tensione altri usi), seppur con criticità meno accentuate. Infatti, nonostante il servizio di maggior tutela rappresenti la modalità di approvvigionamento prevalente, il 40% di questi clienti nel 2013 ha scelto il mercato libero (il 68% in volumi venduti).

Per il settore del gas naturale, a differenza dell'elettrico, emerge come la concorrenza – lato offerta – abbia luogo principalmente su scala geografica regionale o sub-regionale e non nazionale. Nel 2012-2013 solo quattro venditori detenevano quote di mercato significative in più di cinque regioni e, di questi, solo due erano presenti in più di 15 regioni. Più in generale, diversi elementi indicano che l'attività di vendita del gas naturale presenta condizioni di limitata concorrenza. Gli indici di concentrazione su base regionale segnalano, infatti, la presenza di vantaggi concorrenziali per i venditori tradizionali o *incumbent* locali: nel 2013, oltre il 94% dei volumi di gas sono stati consegnati in regioni dove i venditori tradizionali avevano una quota di mercato complessivamente superiore al 75%. Il servizio di tutela rimane la modalità di fornitura più diffusa per i clienti domestici (coprendo il 77% del gas consumato); anche in questo settore, i prezzi applicati nel mercato libero – ad eccezione dei clienti con elevati consumi – risultano in media più alti rispetto a quelli applicati in regime di tutela. Si registra, comunque, un'espansione del mercato libero: il tasso di *switching* in Italia nel 2013, pari al 5,5%, risultava in linea con il tasso medio di cambio negli altri Paesi europei.

Più in generale, in merito alle evidenze sugli indicatori relativi al processo di *switching* (in termini di rispetto della regolazione e di efficacia del processo), alla qualità del servizio di vendita e dei servizi telefonici ed alla qualità commerciale del servizio di distribuzione, nonché ai contratti non richiesti ed agli indicatori relativi alla morosità, nel biennio analizzato, sono emersi elementi che evidenziano, da un lato, miglioramenti significativi in diverse aree del Paese e, dall'altro, il permanere di aspetti critici su cui si sono concentrate le attività di approfondimento e di intervento da parte dell'Autorità.

Riforma della regolazione in materia di misura dei punti di riconsegna della rete di distribuzione, anche in attuazione del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102

Con il documento per la consultazione 29 maggio 2014, 251/2014/R/gas, e la successiva delibera 19 marzo 2015, 117/2015/R/gas, l'Autorità ha riformato la disciplina della misura dei prelievi di gas naturale dei clienti finali, anche con riferimento al processo di *switching*, allo scopo sia di garantire l'incremento del numero di dati effettivi e validati nella disponibilità del venditore e, conseguentemente, del cliente finale, sia di incentivare il ricorso da parte di quest'ultimo all'utilizzo dell'autolettura. Nello specifico, sono state approvate numerose modifiche ed integrazioni alla vigente disciplina in tema di:

- *frequenza di lettura, messa a disposizione delle misure e delle eventuali rettifiche da parte delle imprese di distribuzione.* Con riferimento a tale insieme di tematiche, l'Autorità ha approvato una serie di disposizioni tra le quali, *in primis*, la riparametrazione delle classi di consumo vigenti, sulla base delle quali sono state determinate le frequenze di rilevazione del dato di misura, attraverso l'introduzione di un'ulteriore soglia di consumo pari a 1.500 S(m³)/anno, per cui la rilevazione viene prevista con cadenza quadrimestrale. Sono, inoltre, stati individuati dei periodi temporali dell'anno considerati rilevanti in termini di consumo per ciascuna categoria di punto di riconsegna, stabilendo che l'impresa di distribuzione è tenuta a rilevare il dato di misura relativo a ciascun punto di riconsegna, coprendo almeno l'80% dei giorni di ogni intervallo temporale considerato. È stato, inoltre, stabilito che per tutti i punti con gruppi di misura dotati di *smart meter* messi in servizio ai sensi della

delibera 7 dicembre 2013, 631/2013/R/gas (*smart meter* di classe maggiore/uguale a G10), siano previsti obblighi di lettura con frequenza mensile e dettaglio giornaliero a partire dal primo giorno del quarto mese successivo a quello di messa in servizio del gruppo di misura, con l'obbligo di effettuare almeno tre tentativi di acquisizione del dato relativo al prelievo di ciascun mese. Inoltre, per quanto riguarda la data ultima entro la quale sono rese disponibili le misure rilevate da parte dell'impresa di distribuzione, è stato individuato un termine mensile unico per tutti i punti di riconsegna, pari al sesto giorno lavorativo del mese, ed è stato riconosciuto all'impresa di distribuzione un tempo massimo di tre giorni lavorativi per l'espletamento delle attività di validazione. Anche in tema di rettifiche, infine, sono stati confermati gli orientamenti già espressi in sede consultiva, fissando, in analogia a quanto in vigore per il settore elettrico, una data limite entro la quale l'impresa di distribuzione invia le rettifiche dei dati stimati o effettivi ma errati o comunicati in precedenza per errore, nonché l'informativa circa il dato ricostruito per prelievo non giustificato o per malfunzionamento del gruppo di misura;

- *gestione delle autoletture e delle indisponibilità dei dati di misura effettivi.*

Con lo scopo di incentivare l'utilizzo dell'autolettura da parte del cliente finale, l'Autorità ha stabilito che tutti i venditori sono tenuti a mettere a disposizione una modalità di autolettura dei consumi per i loro clienti, prevedendo una comunicazione di presa o meno in carico del dato trasmesso e specificando, in aggiunta, che la mancata presa in carico è possibile solo per manifesto errore materiale, dovendo in tutti gli altri casi garantire che l'autolettura sia trasferita all'impresa di distribuzione per le attività di competenza, tra le quali, *in primis*, la validazione. Il provvedimento ha reso anche obbligatoria l'acquisizione delle misure lette dal cliente finale e da questi messe a disposizione del personale dell'impresa di distribuzione per mezzo di una nota cartacea affissa alla porta della propria abitazione o luogo simile. Inoltre, è stato stabilito che il venditore possa trasmettere all'impresa di distribuzione una sola autolettura per punto di riconsegna in ciascun mese entro il termine massimo di quattro giorni lavorativi dalla ricezione della medesima, al fine di evitare

di sovraccaricare inutilmente l'impresa di distribuzione. In ogni caso il distributore è tenuto ad effettuare la validazione dell'autolettura trasmessa entro tre giorni lavorativi dalla data di ricezione. Nel caso di *smart meter* teleletti di classe maggiore/uguale a G10, l'impiego dell'autolettura viene limitato ai soli casi di malfunzionamento dello strumento ed in presenza di un reclamo scritto. Oltre a ciò, la delibera ha introdotto alcune disposizioni volte ad incentivare la raccolta della misura per i punti di riconsegna con misuratori non accessibili o con accessibilità parziale, per i quali il tentativo di rilevazione risulti fallito almeno due volte consecutive ed in assenza di autolettura validata. Tali disposizioni prevedono l'obbligo di reiterare il tentativo una volta, al più tardi nel mese successivo a quello nel quale il secondo tentativo è fallito, anche in una fascia diversa da quella usuale;

- *modalità e tempistiche di rilevazione e messa a disposizione della lettura di switching.*

L'Autorità ha confermato l'anticipazione al sestultimo giorno del mese precedente l'avvio dello *switching* per la messa a disposizione al venditore subentrante dei dati tecnici e contrattuali caratterizzanti il punto di riconsegna (non più al massimo dopo 30 giorni dall'inizio del mese di fornitura). Inoltre, per consentire una rapida fatturazione, il termine ultimo per la comunicazione della lettura di *switching* da parte dell'impresa di distribuzione a favore di entrambi i venditori – subentrante ed uscente – è stato anticipato al sesto giorno lavorativo successivo alla data di *switching*. Nel caso di assenza del dato effettivo raccolto dal distributore, l'Autorità ha anche previsto la possibilità di utilizzare l'autolettura quale lettura di *switching*. È stata altresì introdotta, anche per il venditore entrante, la possibilità di richiedere la verifica della lettura di *switching*, ad oggi prevista esclusivamente per il venditore uscente.

A completamento della suddetta riforma, con la determina 20 marzo 2015, 4/2015 – DMEG, sono stati standardizzati i flussi informati tra impresa di distribuzione ed utenti, funzionali alla messa a disposizione dei dati di misura – sia rilevati dall'impresa di distribuzione, sia derivanti da procedura di autolettura effettuata dal cliente finale – e delle eventuali rettifiche dei medesimi.

Revisione dei tempi di switching

Con la delibera 29 maggio 2015, 258/2015/R/com, l'Autorità ha, tra l'altro, rivisto la procedura di *switching*, anche al fine di ridurre le tempistiche del processo a tre settimane. Nel dettaglio, pur confermando l'avvio vincolato al primo giorno del mese, è stata fissata la data ultima per la presentazione di una richiesta di *switching* al decimo giorno del mese precedente a quello di decorrenza del rapporto di fornitura con il nuovo venditore.

A livello più generale, con la citata delibera 258/2015/R/com è stato razionalizzato l'intero processo, prevedendo peraltro un conteggio dei tempi basati sui giorni lavorativi e stabilendo l'allineamento delle tempistiche dell'istituto dello *switching* con riserva a quelle dello *switching* ordinario. Infine, con la determina 7 agosto 2015, 15/2015 - DMEG, sono stati standardizzati anche i flussi informati tra impresa di distribuzione ed utenti, funzionali all'applicazione delle disposizioni di cui alla stessa delibera 258/2015/R/com.

4.

Teleriscaldamento/
teleraffrescamento
ed efficienza
energetica negli usi
finali

Intersettoriale

Teleriscaldamento e teleraffrescamento

Il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, con il quale è stata recepita nell'ordinamento nazionale la direttiva europea 2012/27/UE, in materia di promozione dell'efficienza energetica, ha attribuito all'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico specifiche funzioni in materia di teleriscaldamento, teleraffrescamento ed acqua calda sanitaria per uso domestico. L'esercizio di tali funzioni deve perseguire, tra l'altro, l'obiettivo di promuovere lo sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento, nonché della concorrenza in tale nuovo settore.

L'Autorità è tenuta, dunque, ad introdurre una disciplina transitoria per consentire un adeguamento graduale e progressivo alla propria

regolazione delle reti, già in essere al momento dell'entrata in vigore del menzionato decreto, regolazione che è, invece, immediatamente applicabile alle nuove reti.

Ai sensi del richiamato decreto legislativo n. 102/14, l'Autorità esercita altresì i poteri di controllo, di ispezione e di sanzione previsti dalla legge istitutiva n. 481/95. Nell'ambito dell'*enforcement* sono riconducibili anche i poteri sanzionatori previsti dall'art. 16 del decreto legislativo n. 102/14, laddove si individuino ipotesi di illeciti amministrativi – specifiche ed ulteriori rispetto a quelle previste dalla legge n. 481/95 – per i quali spetta all'Autorità irrogare le relative sanzioni.

Avvio delle attività

Al fine di dare attuazione ai compiti ad essa assegnati dal legislatore, l'Autorità, con la delibera 23 aprile 2015, 177/2015/A, ha istituito l'Ufficio speciale regolazione teleriscaldamento e teleraffrescamento.

Gli obiettivi ed i principi generali che informano l'azione dell'Autorità nell'ambito di questo nuovo settore sono stati preliminarmente individuati nel *Quadro strategico dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico per il quadriennio 2015-2018*, approvato dall'Autorità dopo la consultazione pubblica degli *stakeholders* (delibera 15 gennaio 2015, 3/2015/A). L'approccio regolatorio è orientato a definire, attraverso la più ampia consultazione di tutti i soggetti interessati, un contesto di regole certe, chiare e stabili entro il quale gli operatori eserciteranno la propria attività ed il settore potrà svilupparsi, garantendo al contempo la tutela del consumatore finale e la promozione della concorrenza.

Le aree di intervento iniziali e prioritarie nel settore sono state individuate con la delibera 29 gennaio 2015, 19/2015/R/tlr. Tra queste rientrano quelle connesse con l'analisi dell'assetto del comparto, incluso il censimento completo degli operatori e delle infrastrutture di teleriscaldamento e teleraffrescamento, e con l'analisi dei contenuti delle concessioni del servizio rilasciate dagli enti locali.

Pertanto, con la delibera 9 luglio 2015, 339/2015/R/tlr, sono stati introdotti due specifici obblighi informativi a carico degli operatori del settore:

- l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità, per i soggetti che operano nel comparto svolgendo almeno una delle seguenti attività: produzione, distribuzione, vendita o misura

dell'energia termica o frigorifera fornita alle sotto-stazioni di utenza attraverso reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento;

- l'obbligo di registrazione delle infrastrutture di rete all'Anagrafica territoriale teleriscaldamento e teleraffrescamento, per i soggetti che esercitano l'attività di distribuzione di energia termica o frigorifera attraverso le reti di teleriscaldamento o teleraffrescamento.

Il primo dei succitati obblighi risulta funzionale al censimento di tutti i soggetti operanti nel settore, nonché all'identificazione sia delle singole attività della filiera svolte da ciascuno di tali soggetti, sia dei relativi atti correlati.

Il secondo obbligo informativo risulta, invece, funzionale alla raccolta dei dati e delle informazioni sulle reti in esercizio e sugli impianti di produzione del calore/freddo al servizio di tali reti. A tale scopo, la struttura iniziale dell'Anagrafica territoriale teleriscaldamento e teleraffrescamento sarà ampliata progressivamente.

Con un chiarimento agli operatori del 4 settembre 2015, l'Autorità ha precisato il diverso ambito applicativo delle due Anagrafiche ed ha fornito alcune precisazioni applicative, in merito alla nozione di rete di teleriscaldamento e teleraffrescamento contenuta nel decreto legislativo n. 102/14.

Tra le aree di intervento iniziali e prioritarie nel settore, individuate con la citata delibera 19/2015/R/tlr, rientra anche la predisposizione di atti e di provvedimenti in tema di modalità con cui i gestori delle reti rendono pubblici i prezzi della fornitura del servizio. Con la delibera 26 novembre 2015, 578/2015/R/tlr, l'Autorità ha, dunque, avviato una raccolta di informazioni in materia di prezzi praticati all'utenza nel settore, al fine di realizzare una base informativa dettagliata in merito alle modalità adottate per la determinazione e l'aggiornamento di tali prezzi, nonché per la loro pubblicità. Le informazioni raccolte saranno funzionali anche alla definizione della disciplina dei documenti di fatturazione e di quella in materia tariffaria per la fornitura del calore, nei casi previsti dal decreto legislativo n. 102/14.

In merito alla tematica della misura e della contabilizzazione del calore, con la memoria per l'audizione del 13 ottobre 2015, dinanzi alla Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati, in merito allo *Schema di decreto legislativo recante disposizioni integrative al decreto legislativo n. 102/14, di attuazione della*

direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, l'Autorità ha formulato alcune considerazioni di carattere specifico relative a quanto previsto dal suddetto schema, unitamente ad alcune osservazioni attinenti al testo dello stesso decreto legislativo n. 102/14, con la finalità di contribuire ad assicurare maggiore organicità ed omogeneità dell'impianto generale dell'ordinamento in materia di efficienza energetica. L'Autorità ha così inteso richiamare l'attenzione del Parlamento e del Governo sulla necessità, in particolare, di:

- correggere la definizione di rete di teleriscaldamento e teleraffrescamento, al fine di chiarire che nell'ambito del servizio sottoposto a regolazione è ricompresa, in generale, ogni infrastruttura di rete impiegata per lo svolgimento di un'attività imprenditoriale e commerciale, tale da evitare discriminazioni sia tra operatori sia tra utenti del servizio;
- precisare il perimetro settoriale di competenza dell'Autorità in materia di misura, di contabilizzazione e di fatturazione dei consumi di calore, limitandolo sempre al solo settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento, in coerenza con le altre nuove funzioni di regolazione e controllo nel suddetto settore, attribuite all'Autorità dallo stesso decreto legislativo;
- garantire l'uniformità e la coerenza complessiva delle disposizioni del decreto legislativo in materia di obblighi di installazione di dispositivi di misura al punto di fornitura e di contabilizzazione dei consumi individuali di calore nei condomini e negli edifici polifunzionali, con particolare riferimento all'attribuzione dei ruoli e delle responsabilità sia di adempimento (soggetti obbligati) sia di *enforcement* di detti obblighi;
- assicurare la coerenza delle disposizioni del decreto legislativo inerenti ai poteri sanzionatori dell'Autorità in materia di misura e contabilizzazione del calore con quelle di altri atti di normativa primaria che disciplinano i poteri sanzionatori dell'Autorità.

Nell'ambito delle attività finalizzate alla definizione della regolazione in materia di misura e di contabilizzazione dei consumi individuali di calore nei condomini e negli edifici serviti da reti di teleriscaldamento, gli Uffici dell'Autorità hanno partecipato alle attività di approfondimento promosse dalla Commissione europea.

Efficienza energetica negli usi finali

Attività di regolazione

Stato e prospettive del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica: Rapporto sullo stato dei servizi

Con il Rapporto sullo stato dei servizi (25 giugno 2015, 309/2015/I/efr), l'Autorità ha analizzato alcuni aspetti afferenti al mercato dei Titoli di efficienza energetica (TEE), nell'ambito delle competenze assegnate in materia, e dopo il secondo anno di compimento del passaggio della gestione operativa del meccanismo al Gestore dei servizi energetici (GSE), avvenuto nel 2013.

A differenza dei *Rapporti Annuali* e semestrali relativi agli otto anni in cui la gestione e la regolazione del meccanismo dei TEE erano completamente affidate all'Autorità, pubblicati dal 2005 al 2012, il *Rapporto Annuale* 2015, come il precedente relativo all'anno 2014 (10 luglio 2014, 337/2014/I/efr), contiene analisi e commenti più generali e prospettici in merito all'evoluzione del meccanismo. Esso riporta, inoltre, considerazioni relative al mercato, alle strategie adottate dagli operatori, nonché all'impatto del meccanismo stesso sulle bollette elettriche e del gas, che potrebbero fornire elementi utili per future scelte regolatorie e normative.

In particolare, oltre ad una sintetica descrizione degli elementi essenziali del meccanismo dei TEE, nel *Rapporto Annuale* 2015 sono presenti:

- una panoramica dei risultati conseguiti e le prospettive future del meccanismo, da cui si evidenzia come progressivamente siano profondamente cambiati l'andamento delle richieste presentate per il riconoscimento dei risparmi energetici e la tipologia degli interventi effettuati, sempre più afferenti al settore industriale;
- l'analisi critica degli scambi dei TEE avvenuti in Borsa e tramite accordi bilaterali, al fine di consentire sia il calcolo del contributo tariffario da erogare nei confronti dei distributori adempienti agli obblighi (in base ai criteri approvati dall'Autorità con la delibera 23 gennaio 2014, 13/2014/R/efr), sia la verifica dell'assenza di comportamenti speculativi; in particolare, evidenziando il rapporto tra i volumi dei TEE scambiati e gli obiettivi annui di risparmi, oltre che confrontando i valori di scambio in Borsa e la conseguente graduale formazione del contributo tariffario definitivo, sino al suo valore finale al termine di maggio 2015;
- alcune considerazioni in merito alle strategie attuate dai distributori ed all'andamento nel tempo della disponibilità di TEE da parte dei distributori soggetti agli obblighi;
- alcune indicazioni relative all'impatto complessivo del meccanismo dei TEE in bolletta, tramite la componente UC₇, applicata alle tariffe elettriche, e le componenti RE e RET, applicate alle tariffe del gas, con stime e previsioni relative agli anni d'obbligo sino al 2016, come finora previsti dalla normativa.

Attività di gestione

Compiti assegnati all'Autorità nell'ambito della gestione degli obiettivi del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica

Il decreto interministeriale 28 dicembre 2012 (art. 4, commi 6 e 7) ha trasferito al Ministero dello sviluppo economico il compito di determinare gli obiettivi annuali di risparmio energetico attribuiti a ciascuna impresa di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale soggetta agli obblighi. A tal fine, l'Autorità ha

disposto l'avvio della raccolta dei dati relativi alle quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuite nell'anno solare 2014, secondo le modalità definite con la delibera 19 settembre 2013, 391/2013/R/efr.

Successivamente, l'Autorità ha trasmesso al ministero ed al GSE i dati e le informazioni raccolti, necessari per la successiva determinazione delle quote dell'obiettivo totale per l'anno 2016 (pari a 9,51 Mtep/anno) in capo a ciascun soggetto obbligato.

Per quanto riguarda l'anno d'obbligo 2014, ai sensi dell'art. 5 della delibera 13/2014/R/efr, conclusa la valutazione dei TEE annullati da ciascuna impresa di distribuzione soggetta agli obblighi, il GSE ha comunicato alla Cassa per i servizi energetici ed ambientali (CSEA) i risultati della verifica del conseguimento dell'obiettivo di risparmio energetico da parte di ciascun operatore.

I TEE consegnati hanno consentito di coprire il 74,2% dell'obiettivo aggiornato per l'anno 2014.

In particolare:

- un distributore di gas naturale non ha inviato alcuna comunicazione inerente all'anno d'obbligo, così come già era avvenuto per gli anni precedenti; per questo motivo è stato oggetto dell'avvio di un ulteriore procedimento sanzionatorio per l'accertamento della violazione (delibera 14 gennaio 2016, 7/2016/S/efr);
- 30 distributori hanno richiesto l'annullamento di una quantità di TEE inferiore al proprio obiettivo 2014, usufruendo dei margini di flessibilità concessi dalla normativa, ma nessuno di essi ha richiesto l'annullamento di una quantità di TEE inferiore al 50% del proprio obiettivo, soglia minima per non incorrere in sanzioni;

- tre distributori, sfruttando per la prima volta la flessibilità biennale, non hanno ottemperato completamente ai propri obiettivi dell'anno precedente (2013), ma hanno ulteriormente rimandato il completamento di tale adempimento al prossimo anno d'obbligo.

Sulla base di tali esiti, la CSEA ha corrisposto il contributo tariffario spettante ai distributori totalmente o parzialmente adempienti al proprio obiettivo aggiornato per l'anno 2014, pari a 314.374.059 €, a valere sul Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, e per ulteriori 303.351.633 €, a valere sul Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

L'ammontare complessivamente corrisposto dalla CSEA ai distributori obbligati nel corso dei primi dieci anni di funzionamento del meccanismo è risultato, dunque, pari a 3.167 milioni di euro, a fronte della consegna per annullamento di 32.266.540 TEE totali. Il costo medio unitario è, quindi, risultato pari a circa 98 €/tep.

5.

Regolazione e attività svolta nel settore idrico

Settoriale

L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, nell'ambito delle competenze ad essa attribuite nel settore idrico, nel corso del 2015 ha proseguito il processo di costruzione del quadro regolatorio, attraverso un'impostazione innovativa, per tenere conto della molteplicità di aspetti che caratterizzano il settore medesimo, asimmetrica, per considerarne le rilevanti disomogeneità territoriali, e graduale nell'applicazione dei criteri generali di trasparenza e *accountability*, coerenza, efficienza, efficacia e convergenza.

Lo sviluppo e il completamento del quadro regolatorio del settore è stato condotto dall'Autorità attraverso:

- la definizione del Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio 2016-2019 (MTI-2), con l'introduzione di ulteriori misure volte a favorire l'efficienza, a incentivare gli investimenti e a superare sia la frammentazione gestionale e sia le situazioni eccezionali di disequilibrio delle gestioni;
- la definizione dell'*unbundling* contabile del settore idrico, funzionale a consentire la *cost reflectivity* delle tariffe dei singoli servizi componenti il servizio idrico integrato (SII), all'esplicitazione dei costi ambientali e della risorsa, nonché al completamento del procedimento per la definizione delle regole per la riscossione della tariffa e il riparto delle relative spese in caso di gestione separata dei singoli servizi componenti il SII;

- la definizione dello schema tipo per la convenzione di gestione, con l'individuazione dei contenuti minimi essenziali;
- l'individuazione delle regole per la quantificazione dei costi ambientali e della risorsa, necessarie per incentivare un utilizzo sostenibile della risorsa idrica;
- la prosecuzione degli approfondimenti e della consultazione circa la tariffazione del collettamento e della depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura, indispensabile per una concreta attuazione del principio del "chi inquina paga".

L'Autorità ha, inoltre, proseguito l'attività di regolazione a tutela dell'utenza – in particolare sul versante della qualità contrattuale del servizio, intesa come qualità del rapporto tra gestore e utenza – approvando un testo contenente gli standard qualitativi minimi vincolanti e omogenei sul territorio nazionale per tutte le prestazioni che l'utente può richiedere al gestore e gli opportuni meccanismi incentivanti il rispetto degli standard medesimi consistenti in indennizzi automatici, premi e penali.

L'intervento regolatorio a tutela dell'utenza è stato, altresì, volto a definire una disciplina della misura del SII uniforme sul territorio nazionale, che permetta, in linea generale, di garantire agli utenti la determinazione certa dei consumi promuovendo la sensibilizzazione alla riduzione degli sprechi.

Quadro normativo e rapporti istituzionali

Quadro normativo nazionale

Se il quadro normativo europeo di riferimento per la disciplina del SII non ha subito mutamenti significativi rispetto all'anno precedente, il quadro normativo nazionale del settore è stato invece interessato,

nel periodo considerato, da alcuni significativi interventi normativi. Per una disamina approfondita dei medesimi, si rinvia al Capitolo 1, paragrafo "Evoluzione della legislazione italiana", di questo Volume.

Rapporti istituzionali

Raccolta dei dati sugli affidamenti e relazione al Parlamento

Con la determina 31 marzo 2015, 4/2015 – DSID, è stata avviata una ampia raccolta di informazioni e di dati necessari all'effettuazione del monitoraggio sugli affidamenti del SII e sulla adesione degli enti locali all'ente di governo dell'ambito, al fine prioritario di dare attuazione al disposto dell'art. 172, comma 3-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152; detto disposto prevede che, entro il 31 dicembre 2014 e, negli anni successivi, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno, l'Autorità presenti alle Camere una relazione sul rispetto delle prescrizioni stabilite dal decreto stesso, con particolare riferimento agli obblighi in carico: alle Regioni per la costituzione degli enti di governo dell'ambito; agli enti di governo dell'ambito per l'affidamento del SII; agli enti locali in relazione alla partecipazione agli enti di governo dell'ambito e in merito all'affidamento in concessione d'uso gratuito delle infrastrutture del SII ai gestori affidatari del servizio.

I risultati di detta attività di raccolta di dati e informazioni – integrata poi da specifiche verifiche effettuate dalla Direzione tramite l'inoltro di puntuali richieste istruttorie alle Regioni e agli enti di governo dell'ambito nel mese di novembre 2015 – sono stati illustrati nelle relazioni trasmesse al Parlamento nel corso del 2015, dapprima nell'ambito della *Relazione Annuale* presentata dal

Presidente dell'Autorità al Parlamento il 24 giugno 2015, quindi con la relazione 665/2015/I/idr, trasmessa alle Camere il 28 dicembre 2015.

Trasmissione dei dati economici e tecnici acquisiti ai sensi della delibera 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, e della determina 7 aprile 2014, 5/2014 – DSID, alle Autorità di bacino ai fini dell'aggiornamento dei Piani di gestione e del successivo reporting all'Unione europea

La direttiva quadro 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2000 ha previsto l'individuazione di distretti idrografici nel territorio di ciascun Paese e la predisposizione dei relativi Piani di gestione del bacino idrografico, che devono essere riesaminati e aggiornati entro 15 anni dall'entrata in vigore della suddetta direttiva, oltre che successivamente inviati alla Commissione europea e agli altri Stati membri interessati. I Piani di gestione, in particolare, devono contenere «[...] il contributo dei vari settori di impiego dell'acqua al recupero dei costi dei servizi idrici»¹, sulla base dell'analisi economica e tenendo conto del principio "chi inquina paga".

¹ Cfr. l'art. 9, comma 2, della direttiva 2000/60/CE.

In conseguenza dell'approssimarsi della scadenza prevista per ottemperare alle prescrizioni della richiamata direttiva quadro, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ha richiesto all'Autorità di rendere disponibili, alle Autorità di bacino² che ne facciano richiesta, i dati economici relativi al recupero dei costi del servizio per il solo settore civile. L'Autorità – nel rispetto del principio di leale collaborazione e al fine di contribuire a un'analisi economica omogenea per tutte le Autorità di bacino, nonché alla configurazione, in un arco di tempo auspicabilmente breve, di un sistema nazionale di pianificazione che, ai vari livelli, sia dotato dei necessari profili di coerenza – ha pertanto fornito alle Autorità di bacino i dati più recenti disponibili nei propri archivi, e in particolare:

- i dati di costo validati e trasmessi dagli enti di governo dell'ambito ai fini delle predisposizioni tariffarie per l'anno 2014, successivamente oggetto di specifica verifica da parte dell'Autorità nella sfera delle attività istruttorie condotte per l'approvazione dei pertinenti schemi regolatori secondo quanto disposto dall'MTI, di cui alla delibera 643/2013/R/idr;
- i dati tecnici validati e trasmessi dagli enti di governo dell'ambito ai fini dell'Indagine conoscitiva sull'efficienza del SII e della relativa regolazione della qualità, avviata con la delibera 27 marzo 2014, 142/2014/R/idr, e con la successiva determina 5/2014 - DSID.

Regolazione tariffaria, unbundling e convenzioni tipo

L'attività di regolazione tariffaria ha impegnato l'Autorità su più versanti tra loro strettamente interconnessi. Oltre alla continua attività di approvazione delle proposte tariffarie, nonché di determinazione dei casi di invarianza o di riduzione dei corrispettivi da applicare all'utenza, l'Autorità ha infatti chiuso l'anno 2015 con l'adozione dell'MTI-2, di cui alla delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr, contenente tra l'altro le regole per il riconoscimento dei costi e dei premi relativi alla qualità contrattuale (cui è dedicato il successivo paragrafo "Regolazione della qualità contrattuale del SII") e i contenuti minimi essenziali dello schema tipo di convenzione di gestione.

All'inizio dell'anno 2016, con la delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com, l'Autorità ha poi approvato la regolazione dell'*unbundling* contabile del SII. Sono state, inoltre, approfondite le tematiche legate ai costi ambientali e della risorsa (quantificando gli oneri ad essi riconducibili per l'anno 2015 ed ampliandone l'ambito per l'MTI-2), alle tariffe di collettamento e di depurazione dei reflui industriali, alle misure urgenti e programmate di perequazione, al riconoscimento degli oneri di morosità relativi alle utenze colpite dagli eventi sismici ed è stata avviata un'Indagine conoscitiva sulle strategie di pianificazione adottate nei Programmi degli interventi (PdI).

² Si precisa che nelle more della piena operatività delle Autorità di distretto, di cui all'art. 64 del decreto legislativo n. 152/06, il decreto legge 30 dicembre 2008, n. 208, ha stabilito che l'adozione dei Piani di gestione avvenga a cura dei Comitati istituzionali delle Autorità di bacino di rilievo nazionale.

Regolazione tariffaria

Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario idrico per il primo periodo regolatorio 2012-2015

Con la delibera 643/2013/R/idr, che ha introdotto il Metodo tariffario idrico per il primo periodo regolatorio 2012-2015 (MTI), l'Autorità ha istituito una regolazione in grado di ricomprendere e assorbire tutte quelle previgenti. L'MTI ha superato la logica transitoria della metodologia di riconoscimento dei costi ai fini tariffari e ha fatto evolvere l'MTT e l'MTC³, opportunamente adeguati e integrati, in una prospettiva di più lungo termine, prevedendo, per gli anni 2014 e 2015, la scelta di uno tra quattro tipi di schemi regolatori (corrispondenti a quattro Quadranti della "matrice di schemi"), alternativi tra loro⁴.

Nel corso dell'anno 2015 è proseguita la fase di presentazione delle nuove regole tariffarie, volta ad aumentare la consapevolezza e il grado di comprensione delle stesse da parte degli operatori del settore, per i territori che presentavano le caratteristiche più critiche, in modo da consentire agli enti di governo dell'ambito, agli altri soggetti competenti, ai gestori e agli altri *stakeholders*, il lavoro di raccolta dei dati e della dotazione documentale obbligatoria (Programma degli interventi, Piano economico-finanziario e Convenzione di gestione), che compone lo schema regolatorio prescelto, per ciascuna gestione operante nei vari ambiti territoriali ottimali (ATO). Anche per questi casi peculiari, e pur nella personalizzazione delle casistiche e nella necessaria dilatazione delle tempistiche, il processo di raccolta dei dati⁵ ha seguito le procedure definite con la determina 28 febbraio 2014, 2/2014 - DSID.

Si ricorda, infine, che la delibera 643/2013/R/idr aveva introdotto anche alcune disposizioni di chiusura della procedura di approvazione delle tariffe non predisposte o non approvate dai soggetti competenti, relative al periodo 2012-2013. Al fine di superare l'inerzia dei soggetti coinvolti, è stata prevista una specifica procedura (estesa anche al

periodo tariffario 2014-2015), caratterizzata da una più precisa ripartizione dei compiti tra gestore e soggetto competente.

A seguito delle istanze pervenute dai gestori, anche nel 2015 l'Autorità ha quindi provveduto a diffidare i relativi soggetti competenti, al fine di ottenere il corredo documentale richiesto o, in alternativa, di perfezionare il meccanismo di silenzio-assenso che consentisse di addivenire, espletate le dovute verifiche e formulate le conseguenti valutazioni, all'approvazione tariffaria.

Nel corso del 2015, dunque, l'Autorità ha proseguito nell'attività di approvazione delle tariffe per gli anni 2014-2015 e, per i gestori che ancora non avessero ottenuto l'approvazione, anche per gli anni 2012-2013, tramite la pubblicazione di 48 delibere, delle quali: 26 hanno approvato il pertinente schema regolatorio, 3 hanno approvato gestioni ex CIPE, 11 hanno determinato d'ufficio le tariffe con applicazione di una riduzione tariffaria del 10% e 8 hanno determinato l'esclusione dall'aggiornamento tariffario per le gestioni coinvolte.

L'attività di approvazione delle tariffe per gli anni 2012, 2013, 2014 e 2015, in attesa della raccolta dei dati e delle predisposizioni degli enti di governo dell'ambito relativamente al nuovo MTI-2, è proseguita anche nei primi mesi dell'anno 2016, con la pubblicazione di quattro delibere.

Le determinazioni tariffarie per gli anni 2014 e 2015, già deliberate dall'Autorità, riguardano 1.970 gestioni, interessando 52.709.399 abitanti, per i quali è stato approvato un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 4,32% nel 2014 e al 4,61% nel 2015. In particolare, si rileva che:

- per 135 gestioni (43.436.996 abitanti residenti in 5.520 comuni) è stato approvato il relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, con un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 6,47% nel 2014 e al 5,95% nel 2015, a fronte di un ammontare di investimenti

³ Metodo tariffario transitorio (MTT), approvato con la delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr, e Metodo tariffario transitorio per le gestioni ex CIPE (MTC), approvato con la delibera 28 febbraio 2013, 88/2013/R/idr.

⁴ Cfr. la *Relazione Annuale* 2015 per una descrizione più approfondita.

⁵ Il termine per la raccolta dei dati, fissato al 31 marzo 2014 dalla delibera 643/2013/R/idr, è stato prorogato al 30 maggio 2014, secondo mese antecedente alla data a partire dalla quale il soggetto non intende più essere utente del dispacciamento e del trasporto.

pianificati per il prossimo quadriennio pari a 5.649.387.042 €. In particolare:

- per 54 gestioni che servono 11.915.836 abitanti, le amministrazioni competenti hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato, e quantificato in 1.565.095.771 € fino al 2017;
- per 81 gestioni che servono 31.521.160 abitanti, le amministrazioni competenti hanno programmato un elevato fabbisogno di investimenti nei prossimi quattro anni rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni pregresse, quantificato in 4.156.114.166 € fino al 2017;
- per 258 gestioni è stata disposta l'invarianza dei corrispettivi, coinvolgendo 2.523.585 abitanti residenti, in ragione della sussistenza di una causa di esclusione dall'aggiornamento tariffario (mancanza della Carta dei servizi, applicazione del minimo impegnato all'utenza domestica, mancata consegna degli impianti);
- per 1.577 gestioni che non hanno inviato, in tutto o in parte, i dati richiesti ai fini tariffari, è stata approvata una riduzione dei corrispettivi del 10% rispetto a quelli applicati nel 2013, interessando 6.748.818 abitanti.

In seno all'attività di approvazione tariffaria, l'Autorità, oltre ad aver inviato comunicazioni di diffida ai soggetti competenti inadempienti in seguito alle istanze dei gestori, ha anche pubblicato una determina di diffida ad adempiere agli obblighi di predisposizione tariffaria per i gestori per i quali non sono stati forniti, in tutto o in parte, gli atti, i dati e le informazioni necessarie alla determinazione delle tariffe relative alle annualità 2012, 2013, 2014 e 2015. A seguito di tali diffide, e solo per i gestori che non le hanno riscontrate puntualmente, sono state approvate le delibere tariffarie d'ufficio.

L'Autorità è in procinto di concludere l'attività di approfondimento istruttorio⁶ finalizzata alle approvazioni tariffarie riguardanti il biennio 2012-2013 e il biennio 2014-2015. Proseguono anche le attività ispettive per verificare le dichiarazioni e le informazioni rese in sede di determinazione tariffaria.

Determinazione dei costi ambientali e della risorsa per l'anno tariffario 2015

Nell'ambito del processo di graduale valorizzazione dei costi ambientali e della risorsa, avviato con la delibera 643/2013/R/idr, che ha consentito, attraverso la previsione di una specifica componente ERC (*Environmental and Resources Costs*), di esplicitare i sopracitati costi tra quelli riconosciuti in tariffa, l'Autorità, con la delibera 23 dicembre 2014, 662/2014/R/idr, ha individuato un primo insieme di oneri da ricondurre alla suddetta componente, consistenti in particolare in:

- *oneri locali*, precedentemente ricompresi nell'ambito dell'MTI nella componente CO^a_{res}, tra i quali sono inclusi i canoni di derivazione e sottensione idrica e i contributi a comunità montane;
- *altri costi operativi*;

nella misura in cui le medesime voci siano «destinate all'attuazione di specifiche misure connesse alla tutela ed alla produzione delle risorse idriche o alla riduzione/eliminazione del danno ambientale o finalizzate a contenere o mitigare il costo-opportunità della risorsa». Con la successiva determina 4/2015 - DSID, nell'ambito dell'aggiornamento dei parametri e dei dati tariffari per l'anno 2015, l'Autorità ha, inoltre, definito le procedure di raccolta aventi a oggetto l'esplicitazione della componente a copertura dei costi ambientali e della risorsa per l'anno tariffario 2015 (componente ERC²⁰¹⁵), già ricompresi nel vincolo ai ricavi del gestore (VGR) e in coerenza con quanto stabilito dalla Commissione europea nella «decisione di esecuzione C(2014) 8021 del 29 ottobre 2014 che approva determinati elementi dell'accordo di partenariato con l'Italia CCI 2014IT16M8PA00». In tale accordo, infatti, l'esplicitazione della componente ERC è stata considerata come precondizione valida a livello nazionale al fine di accedere ai Fondi strutturali per il periodo 2014-2020.

La richiamata raccolta ha consentito di esplicitare un costo ambientale e della risorsa per l'anno 2015 pari complessivamente a 346 milioni di euro, ripartiti come segue:

⁶ Approfondimenti istruttori, di cui al comma 7.1 della delibera 585/2012/R/idr e al comma 9.1 della delibera 643/2013/R/idr, che disciplinano i casi nei quali la proposta tariffaria determina una variazione annuale superiore alla soglia massima consentita dalla regolazione, interloquendo con gli enti d'ambito e i soggetti competenti per richiedere precisazioni e ulteriore materiale documentale. Tale processo di semplificazione ha portato alla riduzione a sole sei attività oggetto di separazione contabile rispetto alle 13 prospettate dal documento per la consultazione 82/2013/R/com, ovvero: (i) Captazione e adduzione; (ii) Distribuzione; (iii) Fognatura; (iv) Depurazione; (v) Altre attività idriche; (vi) Attività non idriche.

- 89 milioni di euro quale quota parte di costi precedentemente ricompresi tra gli oneri locali⁷, che può essere ricondotta ad iniziative di tutela e protezione della risorsa idrica;
- 257 milioni di euro precedentemente quantificati tra gli altri costi operativi e relativi all'attività di depurazione⁸.

L'Autorità ha pertanto contribuito, per quanto di competenza, all'attuazione dei richiamati accordi tra lo Stato italiano e la Commissione europea, comunicando tempestivamente, in data 26 giugno 2015, gli esiti di questa prima fase di enucleazione e di determinazione dei costi ambientali e della risorsa al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, nonché al direttore dell'Agenzia per la coesione territoriale.

Perequazione e procedure di riequilibrio finanziario

Nel corso del 2015 l'Autorità ha approfondito il tema delle procedure di riequilibrio finanziario delle gestioni. Per quanto riguarda le gestioni industriali, con la delibera 19 marzo 2015, 122/2015/R/idr, si è avviato un procedimento per l'introduzione di sistemi di perequazione economica e finanziaria nel SII.

Nell'ambito del filone relativo alla perequazione, con riferimento alle riscontrate difficoltà in ordine alla sostenibilità finanziaria di talune gestioni, attuando gli indirizzi formulati dal Governo si è ritenuto opportuno adottare specifici strumenti tariffari, aventi natura perequativa e anticipatoria, finalizzati al mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario nei diversi contesti territoriali. Di conseguenza, si è avviato un procedimento volto ad introdurre sia misure di perequazione solidaristica tra i diversi ATO presenti nelle varie regioni, sia le condizioni per la relativa applicazione – con particolare riferimento all'individuazione di specifici e cogenti impegni ad adottare, in tempi definiti e a pena di sospensione, esclusione e immediato recupero di quanto erogato, misure di superamento delle criticità sottese alle richieste di accesso agli strumenti perequativi – al fine ultimo di:

- tutelare gli utenti, con particolare attenzione alle fasce più deboli;

- perseguire una progressiva convergenza fra le diverse aree del Paese, caratterizzate da situazioni gestionali e livelli di servizio estremamente differenti, in un quadro di forte attenzione per la sostenibilità sociale delle tariffe pagate dagli utenti finali.

È stato, inoltre, ritenuto necessario introdurre, nel breve periodo, criteri e condizioni generali per l'implementazione, su scala nazionale, di un sistema di perequazione finanziaria a valere sulle tariffe del SII – subordinato all'individuazione di specifici e cogenti impegni ad adottare, in tempi definiti e a pena di esclusione e immediato recupero di quanto erogato, misure di superamento delle criticità finanziarie sottese alle richieste di accesso a detto strumento – allo scopo di:

- consentire la realizzazione degli investimenti ritenuti prioritari dai soggetti competenti;
- far fronte alle urgenti criticità finanziarie e di garanzia dell'equilibrio economico-finanziario di gestioni in forte difficoltà, specialmente se esposte al rischio di *default*.

Proprio con riferimento alle misure di perequazione finanziaria introdotte con la delibera 122/2015/R/idr, è stata approvata la delibera 23 aprile 2015, 188/2015/R/idr, che ha disposto misure urgenti di perequazione per Abbanoa, gestore unico del SII della Sardegna. Per tale gestore, infatti, al fine di minimizzare l'impatto sull'utenza in un territorio già particolarmente colpito dalla crisi economica, con particolare riferimento ai riflessi sociali e alle fasce più deboli, consentendo la realizzazione del Piano di ristrutturazione della società positivamente verificato dalla Commissione europea con decisione C(2013)4986 del 31 luglio 2013, si è ritenuto necessario porre in essere un immediato intervento di anticipazione di cassa; questo si configura come misura urgente di perequazione finanziaria – non economica – che consente di rendere maggiormente sostenibile la rateizzazione degli importi che gli utenti del servizio idrico della Sardegna sono chiamati a corrispondere, garantendo l'equilibrio finanziario di Abbanoa. Con riferimento al caso in questione, peraltro, l'esigenza della richiamata misura di perequazione solidaristica tra ambiti diversamente forniti di risorse idriche

⁷ In particolare tali oneri sono riferiti a canoni di derivazione e sottomissione idrica, contributi per consorzi di bonifica, contributi a comunità montane, oneri per aree di salvaguardia ed altri oneri locali.

⁸ Tale ammontare è stato determinato d'ufficio dall'Autorità ed è frutto di una stima dei costi operativi attribuibili ai costi ambientali e della risorsa effettuata su un campione significativo di gestori dotati di infrastrutture adeguate allo svolgimento dell'attività di depurazione, che erogano il servizio ad oltre 17 milioni di abitanti.

è stata ricondotta, come rilevato dalla Commissione europea nella decisione C(2013)4986, alle eccezionali «*difficoltà rappresentate dalla scarsa qualità e dai costi più elevati dell'acqua, dai prezzi più elevati dell'energia e dalla bassa densità della popolazione, rispetto ai valori nazionali medi [...]. Inoltre, lo status di area assistita risulta, nella fattispecie, aggravato dall'isolamento geografico e dal caldo clima mediterraneo che caratterizzano la Sardegna, che incidono sulla disponibilità di fonti idriche e sulle aree di captazione, in assenza di collegamenti di approvvigionamento diretti con il continente*».

L'anticipazione finanziaria è stata erogata dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA). La decisione circa l'ammontare dell'anticipazione è stata corredata dalla previsione di misure finalizzate:

- alla tutela dell'utenza, prevedendo una dilazione dei conguagli relativi alle partite pregresse con un periodo minimo di 56 mesi a partire dal maggio 2015;
- alla promozione dell'efficienza del gestore, tramite misure quali il miglioramento delle condizioni d'incasso (ultimando l'implementazione di sistemi di misurazione e servizi commerciali più efficaci) e l'accantonamento, per ciascuna annualità del periodo 2016-2019, di un ammontare di risorse corrispondente al 10% del valore dei "costi operativi" riferiti al 2014;
- a garantire la restituzione delle somme anticipate, tramite misure quali la subordinazione dei pagamenti verso i soci del gestore, a qualunque titolo, all'avvenuta verifica da parte della CSEA del rispetto delle scadenze previste dal piano di restituzione dell'anticipazione;
- a prevedere la predisposizione su base semestrale di una relazione recante – in coerenza con il Piano di ristrutturazione, con la pianificazione di ambito, e in particolare con il Programma degli interventi – l'elenco analitico delle misure avviate per il risanamento della società, l'esplicitazione delle relative tempistiche di attuazione e i corrispondenti effetti attesi, nonché l'evoluzione della posizione finanziaria della gestione.

Con riferimento alla problematica più generale delle misure urgenti e programmate di perequazione, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 15 maggio 2015, 230/2015/R/idr, che ha raccolto i contributi degli *stakeholders* del settore relativi all'inquadramento generale e alle linee d'intervento dei sistemi di perequazione nel SII. Il citato documento per la consultazione, partendo dagli indirizzi del Governo in materia e dai conseguenti

obiettivi dell'intervento dell'Autorità, ha illustrato gli orientamenti in tema sia di misure programmate di perequazione (perequazione economica) sia di misure urgenti di perequazione (perequazione finanziaria), precisando le condizioni di ammissibilità, le procedure e le tempistiche, le condizionalità e i previsti sistemi di monitoraggio e controllo.

Nel medesimo documento sono stati illustrati i primi elementi per la definizione della componente tariffaria per la perequazione, prevedendo anche la possibilità di definire una ulteriore e specifica componente perequativa, destinata ad alimentare il Fondo di garanzia per gli interventi prioritari, previsto dalla legge 28 dicembre 2015, n. 221.

Infine, con la delibera 25 giugno 2015, 311/2015/R/idr, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva in ordine ai Comuni, presenti soprattutto in determinate aree del Paese, che eserciscono in economia i servizi idrici e sono interessati da procedure di riequilibrio finanziario pluriennale, di cui all'art. 243-bis, del decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267. L'indagine mira, in particolare, a effettuare una esaustiva ricognizione dei soprarichiamati Comuni, al fine di assicurare il rispetto delle disposizioni relative alla determinazione delle tariffe del servizio medesimo e dei livelli delle prestazioni da garantire all'utente, nonché al fine di favorire la piena attuazione delle disposizioni del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133 (c.d. "Sblocca Italia"), volte a razionalizzare la gestione in ciascun ATO.

Nell'ambito dell'indagine, l'Autorità intende inoltre approfondire le specifiche circostanze che hanno contribuito al permanere delle gestioni in economia – per una o più fasi della filiera idrica – in capo a enti locali in condizione di squilibrio strutturale del bilancio, nonché le relazioni esistenti, in tali contesti, tra i vincoli di finanza pubblica, le determinazioni tariffarie e i livelli delle prestazioni garantite agli utenti, con particolare riferimento alla verifica della pertinenza dei costi coperti tramite le tariffe. Si intende, infine, analizzare le possibili criticità che i limiti di finanza pubblica, previsti a normativa vigente, possono determinare rispetto alla necessità di ottemperare alle citate disposizioni del decreto n. 133/14, "Sblocca Italia".

Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio 2016-2019

Con la delibera 15 gennaio 2015, 6/2015/R/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione dell'MTI-2, finalizzato all'integrazione e all'aggiornamento del sistema di regole individuate con

l'MTI, fondato su una matrice di schemi regolatori tesa a individuare le regole selettive più efficaci rispetto agli obiettivi selezionati dai soggetti competenti e alle priorità di intervento dai medesimi rilevate sul proprio territorio, intendendo altresì promuovere una progressiva convergenza verso una situazione maggiormente uniforme sul territorio nazionale.

Con il documento per la consultazione 30 luglio 2015, 406/2015/R/idr, l'Autorità ha quindi illustrato l'inquadramento generale e le linee di intervento relative all'MTI-2 nel quale, in considerazione degli esiti correlati alla regolazione tariffaria degli anni 2014 e 2015, nonché dell'evoluzione normativa, è stata presentata una declinazione della regolazione applicabile ulteriormente differenziata rispetto a quanto previsto con l'MTI. In particolare, con il medesimo documento è stata esplicitata la necessità di tener conto, in sede di definizione della nuova regolazione tariffaria del SII, della necessità di contemporaneamente e ricondurre a sistema le seguenti principali finalità:

- rafforzare l'approccio asimmetrico e innovativo che, attraverso una regolazione per schemi, ha caratterizzato l'MTI per gli anni 2014 e 2015;
- favorire la progressiva applicazione delle previsioni recate dal decreto n. 133/14, "Sblocca Italia", con riferimento all'attivazione della gestione unica a livello di ATO;
- superare situazioni eccezionali di disequilibrio delle gestioni, le cui criticità non possano trovare piena soluzione nell'ambito della regolazione generalmente applicabile e per le quali l'Autorità stava parallelamente definendo, con il documento per la consultazione 230/2015/R/idr, misure urgenti e programmate di perequazione, garantendo, da un lato, la sostenibilità dei corrispettivi applicati all'utenza e, dall'altro, le condizioni di efficienza per indurre l'equilibrio economico-finanziario degli operatori.

Dato l'elevato grado di condivisione registrato da parte degli *stakeholders* in esito alla menzionata consultazione, nel successivo documento per la consultazione 26 novembre 2015, 577/2015/R/idr, è stata confermata l'impostazione prospettata dall'Autorità, dettagliando ulteriormente gli aspetti tariffari attinenti, in particolare, alle regole per il computo dei costi ammessi al riconoscimento tariffario, nonché all'individuazione

dei parametri macroeconomici di riferimento e dei parametri legati alla ripartizione dei rischi nell'ambito della regolazione del settore idrico.

Il processo di consultazione, che al fine di incrementare la condivisione dell'azione regolatoria è stato integrato da specifici incontri con gli *stakeholders*, si è concluso con l'adozione della delibera 664/2015/R/idr, con la quale l'Autorità ha approvato l'MTI-2.

In continuità con l'MTI e in un'ottica di stabilità e certezza regolatoria, con l'MTI-2 è stata quindi confermata l'impostazione generale volta alla responsabilizzazione e alla coerenza delle decisioni assunte a livello decentrato essenzialmente dagli enti di governo dell'ambito, alla struttura del VRG, alla presenza di un vincolo alla crescita annuale del moltiplicatore tariffario ⁹ da applicare alle quote fisse e variabili della struttura tariffaria adottata da ciascuna gestione, nel rispetto del principio di copertura dei costi efficienti di investimento e di esercizio, alle misure di sostegno alla spesa per gli investimenti⁹ e alla valorizzazione di componenti di costo relative a immobilizzazioni di terzi o realizzate con contributi pubblici.

Con il nuovo metodo tariffario, inoltre, l'Autorità ha introdotto alcuni elementi di novità principalmente finalizzati a tener conto di un *framework* nazionale più articolato, derivante dalla maggiore complessità delle scelte demandate a livello decentrato (in ordine ai processi di aggregazione delle gestioni, alla eventuale richiesta di misure perequative volte all'equilibrio economico-finanziario delle stesse e ai livelli di qualità contrattuale da garantire all'utenza), nonché a incentivare, oltre agli investimenti, la sostenibilità dei corrispettivi tariffari all'utenza, la razionalizzazione delle gestioni e l'introduzione di miglioramenti qualitativi, prevedendo un fattore di ripartizione tra gestore e consumatori (*sharing*) da applicare al limite di prezzo in funzione di condizionalità riferite alla componente dei costi operativi. Tale fattore di *sharing* è stato posto pari a 0,5%, valore individuato in ragione della necessità, da un lato, di contenere l'impatto delle variazioni tariffarie sull'utenza e, dall'altro, di favorire la razionalizzazione degli oneri sostenuti dalla gestione nel rispetto del principio di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento.

La regolazione tariffaria generalmente applicabile nel secondo periodo regolatorio è riconducibile a una matrice costituita da sei diversi schemi regolatori, nell'ambito della quale ciascun soggetto competente seleziona lo schema più appropriato in relazione:

⁹ Mediante la componente tariffaria FoNI per il finanziamento anticipato dei nuovi investimenti, valorizzata al ricorrere di determinate casistiche.

- al fabbisogno di investimenti in rapporto al valore delle infrastrutture esistenti (in continuità con l'MTI);
- all'eventuale presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore (principalmente legata a processi di aggregazione o a rilevanti miglioramenti qualitativi dei servizi erogati);
- all'entità dei costi operativi per abitante servito dalla gestione rispetto al valore Opex *pro capite* medio (OPM), stimato con riferimento all'anno 2014 per l'intero settore.

In aggiunta, è stato previsto uno schema regolatorio virtuale, nei casi in cui l'ente di governo dell'ambito, in fase di aggregazione di gestioni, non disponga di un corredo informativo per oltre la metà della popolazione servita dal nuovo gestore d'ambito. Lo schema regolatorio virtuale si caratterizza per i medesimi criteri tariffari rinvenibili nella matrice di schemi regolatori, ma tiene conto della necessità di adottare specifiche assunzioni nella valorizzazione delle componenti di costo iniziali per le quali si procede a una ricostruzione parametrica su base *benchmark*.

Infine, è stata prevista l'opportunità di individuare condizioni specifiche di regolazione, a carattere individuale, che possono essere declinate solo nei casi di accoglimento delle istanze di accesso alla perequazione e che hanno durata limitata e predefinita. Al termine del periodo di vigenza di tali condizioni si applicherà uno dei sei schemi regolatori previsti dalla matrice.

La delibera 664/2015/R/idr prevede una durata del periodo regolatorio quadriennale per la valorizzazione del moltiplicatore tariffario e delle componenti di costo riconosciute, con un aggiornamento biennale del valore della *Regulatory Asset Base* (RAB), delle componenti di costo operativo qualificate aggiornabili, delle eventuali modifiche relative al calcolo delle componenti degli oneri finanziari e fiscali, che porterà ad un aggiornamento del moltiplicatore tariffario Φ per il secondo biennio 2018-2019. È stata prevista, inoltre, la possibilità di procedere ad una revisione infra periodo della predisposizione tariffaria su istanza motivata a fronte di circostanze straordinarie e tali da pregiudicare l'equilibrio economico-finanziario della gestione.

Per quanto attiene all'esclusione dall'aggiornamento tariffario, il provvedimento ha disposto che, oltre alle casistiche già previste nel primo periodo regolatorio – mancata adozione della Carta dei servizi, fatturazione all'utenza domestica di un consumo minimo impegnato, mancata consegna degli impianti al gestore d'ambito, titolo ad esercire il servizio dichiarato invalido o su cui pende un contenzioso giurisdizionale –, siano esclusi anche tutti i soggetti gestori diversi dai gestori d'ambito, cessati *ex lege*, che eserciscono il servizio in assenza di un titolo giuridico conforme alla disciplina *pro tempore* vigente, le gestioni che non provvedano al versamento alla CSEA delle componenti tariffarie perequative specificamente istituite¹⁰ e le gestioni che non risultino essere dotate degli strumenti attuativi necessari per adempiere agli obblighi di verifica della qualità dell'acqua destinata al consumo umano, previsti dal decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31, e s.m.i.¹¹. L'Autorità ha ritenuto infatti che l'esecuzione dei controlli da parte del gestore, oltre a costituire un obbligo normativo, rappresenti garanzia imprescindibile della salubrità dell'acqua distribuita alle utenze per uso idropotabile e, in definitiva, della tutela dei consumatori.

Con particolare riferimento alla copertura efficiente delle componenti di costo riconducibili al reperimento dei finanziamenti, in continuità con il precedente periodo regolatorio l'Autorità ha mantenuto il riconoscimento dei soli oneri finanziari e fiscali standardizzati, sostituendo però il tasso *risk free* nominale, posto pari al BTP decennale, con un tasso *risk free* reale, valutato sulla base dei tassi di rendimento dei titoli di Stato dell'area euro con scadenza decennale e con *rating* almeno AA, adeguato attraverso un parametro specifico per la rischiosità del settore idrico italiano, il *Water Utility Risk Premium* (WRP), posto pari all'1,5% e riconducibile, in particolare, ai seguenti fattori di rischio:

- il differenziale collegato a investimenti c.d. *risk free* in Italia;
- gli ulteriori elementi connessi alla dimensione media, generalmente ridotta, degli operatori del settore;
- gli ulteriori differenziali connessi alla natura generalmente pubblica e locale dei soci dei gestori del SII, nella maggioranza

¹⁰ Tra cui la componente tariffaria U₁, introdotta con la delibera 16 gennaio 2013, 6/2013/R/com, a vantaggio delle popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nel maggio del 2012, sulla quale, tra l'altro, l'Autorità è di recente intervenuta individuando le regole per la copertura dei crediti non riscossi, più diffusamente trattate nel successivo paragrafo "Riconoscimento oneri morosità relativi alle utenze colpite da eventi sismici".

¹¹ Il decreto legislativo n. 31/01 reca, infatti, l'attuazione della direttiva 98/83/CE relativa alla qualità delle acque destinate al consumo umano. Lo specifico riferimento è all'esecuzione dei controlli definiti dal medesimo decreto legislativo come "controlli interni".

dei casi enti locali, le cui modalità di finanziamento risentono dei vincoli di finanza pubblica imposti dalle norme vigenti.

Relativamente ai costi operativi, la delibera 664/2015/R/idr mantiene la distinzione tra costi operativi endogeni (prevedendo il blocco della relativa soglia massima, salvo la possibilità di richiedere costi più elevati in ragione dell'implementazione della nuova regolazione introdotta dall'Autorità in materia di qualità contrattuale) e costi operativi aggiornabili, sia ampliando l'ambito di applicazione della regolazione di tipo *rolling cap* anche ai costi di approvvigionamento di acqua di terzi, sia prevedendo un fattore di ripartizione degli oneri che derivano dalla variazione dei pertinenti moltiplicatori tariffari, al fine di rafforzare l'incentivo all'adozione di misure per la razionalizzazione della quantità di risorsa acquistata da terzi, tese, tra l'altro, al contenimento del fenomeno delle dispersioni di rete. È prevista inoltre – qualora si fosse in presenza di un processo di integrazione gestionale, ovvero di rilevanti miglioramenti qualitativi dei servizi erogati – la possibilità di riconoscimento dei connessi oneri aggiuntivi, previa motivata istanza dell'ente di governo dell'ambito, che risulti in possesso di un adeguato set di dati (non ricorrendo dunque i presupposti per l'applicazione del c.d. "schema regolatorio virtuale").

Per quanto concerne i costi ambientali e della risorsa, nell'MTI-2 viene ampliata la tipologia di oneri da poter ricomprendere nella componente ERC tramite la valorizzazione di alcuni costi operativi afferenti alla depurazione, alla potabilizzazione e al telecontrollo. Si rimanda al paragrafo successivo per un più esaustivo approfondimento.

Nell'MTI-2, in continuità con il precedente periodo regolatorio, sono individuate misure tese alla sostenibilità finanziaria efficiente delle gestioni, confermando l'impostazione generale utilizzata nell'MTI in relazione al trattamento delle componenti a conguaglio inserite nel VRG, nonché ai criteri per il riconoscimento di una parte degli oneri relativi alla morosità degli utenti, considerando la diversa incidenza del fenomeno sul territorio nazionale (Nord, Centro, Sud) e incentivando al contempo l'adozione di meccanismi per una gestione efficiente del credito, anche tenuto conto delle recenti disposizioni della legge n. 221/15, richiamate nel Capitolo 1 di questo Volume.

Il nuovo metodo tariffario MTI-2 prevede, inoltre, meccanismi incentivanti per il miglioramento della qualità contrattuale e tecnica del servizio, introducendo un meccanismo di premi/penalità, alimentato da una specifica componente tariffaria UI_2 , obbligatoria per tutti i gestori, da destinare ad uno specifico fondo per la qualità appositamente istituito presso la CSEA. Tale fondo, in sede di prima attivazione, è volto a promuovere – premiando le *best practices* – la crescita dei livelli di qualità contrattuale rispetto ai parametri definiti dalla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr¹², e dal relativo Allegato A, recante *Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono* (RQSII).

Nelle more del completamento del procedimento avviato con la delibera 15 gennaio 2015, 8/2015/R/idr, per la definizione dei criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici, la delibera 664/2015/R/idr rimanda agli enti di governo dell'ambito la possibilità di modificare la struttura dei corrispettivi applicati agli utenti finali, nel rispetto delle regole stabilite dall'Autorità (tra cui quella di non variare il gettito tariffario di ciascuna categoria di utenza di oltre il 10%, in aumento o in diminuzione), e ad un successivo provvedimento la definizione della nuova struttura dei corrispettivi di collettamento e depurazione da applicare all'utenza industriale.

All'interno della nuova metodologia tariffaria, sono state inoltre definite le direttrici della medesima che, in base alle prescrizioni della Corte costituzionale, devono trovare applicazione sull'intero territorio nazionale, ivi comprese le regioni a statuto speciale, al fine di «salvaguarda[re] l'interesse statale a una regolazione stabile e idonea a garantire gli investimenti necessari, un servizio efficiente e di qualità, nonché la tutela degli utenti finali»¹³. Tali direttrici sono state individuate, a tutela dell'utenza e dei livelli minimi di qualità del servizio, nelle disposizioni dell'MTI-2 afferenti:

- alle componenti di costo ammissibili al riconoscimento tariffario e alla struttura del VRG;
- al limite massimo alla variazione annuale del moltiplicatore tariffario Θ ;
- alle regole tese alla sostenibilità finanziaria efficiente delle gestioni, riconducibili alla determinazione del valore residuo in caso di

¹² La regolazione della qualità contrattuale disposta dalla delibera 655/2015/R/idr è illustrata nel successivo paragrafo "Regolazione della qualità contrattuale nel SII".

¹³ Cfr. la sentenza della Corte costituzionale n. 142 del 2015.

subentro, al riconoscimento parametrico dei costi di morosità e ai meccanismi di conguaglio per determinate voci di costo.

L'iter procedurale relativo all'approvazione tariffaria prevede che gli enti di governo dell'ambito, o gli altri soggetti competenti individuati con legge regionale, trasmettano all'Autorità, entro il 30 aprile 2016, la propria predisposizione completa dell'intera documentazione (Programma degli interventi, Piano economico-finanziario, convenzione di gestione, relazione di accompagnamento, atti deliberativi di predisposizione tariffaria e aggiornamento dei dati necessari). Viene confermato il meccanismo volto a superare l'eventuale inerzia dei soggetti competenti a livello locale alla predisposizione tariffaria. Infine, con le determinazioni 30 marzo 2016, 2/2016 – DSID e 3/2016 – DSID, sono stati approvati gli schemi tipo per la presentazione degli atti e delle informazioni, necessari all'approvazione della proposta tariffaria. È stata, altresì, fornita la modulistica standard per la raccolta dei dati richiesti, nonché per la simulazione del calcolo tariffario, elaborando, a titolo esemplificativo, un *tool* di calcolo utilizzabile, in particolare, per le proposte tariffarie relative a contesti non caratterizzati da rilevanti specificità o complessità legate, tra l'altro, ai processi di riorganizzazione in corso, secondo quanto previsto dal decreto legge 12 settembre 2014, n. 133 (c.d. "decreto Sblocca Italia").

Costi ambientali e della risorsa per il secondo periodo regolatorio 2016-2019

Alla luce dei dati e delle informazioni raccolti nelle precedenti predisposizioni tariffarie e in considerazione delle *Linee guida* del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sistematizzate nel decreto ministeriale 24 febbraio 2015, n. 39, *Regolamento recante i criteri per la definizione del costo ambientale e del costo della risorsa per i vari settori d'impiego dell'acqua*, il graduale processo di esplicitazione degli oneri riconducibili alla componente ERC è proseguito, nell'ambito della definizione dell'MTI-2, ed è stato approvato con la richiamata delibera 664/2015/R/idr. Tra le attività da ricomprendere nella valorizzazione dei costi ambientali e della

risorsa, ai fini della determinazione della componente ERC, l'Autorità ha indicato, oltre alle voci di oneri locali già definite nell'ambito dell'MTI, anche i costi operativi afferenti all'attività di depurazione, alla potabilizzazione – quale indicazione della cattiva allocazione della risorsa idrica – e alle operazioni di telecontrollo, come *proxy* del costo per la ricerca e la prevenzione delle perdite idriche.

Ai fini della determinazione tariffaria, la componente ERC per ciascuno degli anni 2016, 2017, 2018 e 2019 è valorizzata come la somma dei costi ambientali e della risorsa endogeni (ERC_{end}), tra i quali sono ricomprese le voci del costo operativo afferenti alla depurazione, alla potabilizzazione e al telecontrollo, e dei costi ambientali e della risorsa aggiornabili (ERC_a), che ricomprendono gli oneri locali, nello specifico canoni di derivazione/sottensione idrica, contributi per consorzi di bonifica, contributi a comunità montane, canoni per la restituzione delle acque, oneri per la gestione di aree di salvaguardia, per la parte in cui le medesime voci siano destinate all'attuazione di specifiche misure connesse alla tutela e alla produzione delle risorse idriche, alla riduzione/eliminazione del danno ambientale oppure al contenimento o alla mitigazione del costo-opportunità della risorsa.

Riconoscimento degli oneri di morosità relativi alle utenze colpite da eventi sismici

Con la delibera 6/2013/R/com¹⁴, l'Autorità ha introdotto specifiche agevolazioni tariffarie e previsto la rateizzazione dei pagamenti per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni 20 maggio 2012 e successivi, istituendo contestualmente la componente tariffaria UI₁ per la perequazione dei costi relativi ai servizi di acquedotto, di fognatura e di depurazione. Tale componente tariffaria è applicata da tutti i gestori e versata alla CSEA, presso la quale è stato istituito un apposito Conto per la perequazione, che a sua volta provvederà a versare ai gestori interessati gli importi a copertura delle agevolazioni erogate.

La sopracitata delibera ha, altresì, previsto che il gestore, in caso di successivo mancato pagamento da parte degli utenti finali dei crediti sospesi¹⁵, possa accedere a un apposito meccanismo di

¹⁴ La delibera 6/2013/R/com è stata modificata e integrata nelle sue modalità applicative dalle delibere 15 marzo 2013, 105/2013/R/com, 21 marzo 2013, 118/2013/R/idr, e 21 novembre 2013, 529/2013/R/com.

¹⁵ Con la delibera 6 giugno 2012, 235/2012/R/com, l'Autorità aveva provveduto a sospendere, a partire dal 20 maggio 2012, i termini di pagamento sia delle fatture emesse o da emettere, relative alla fornitura di energia elettrica, di gas, ivi compresi i gas diversi distribuiti a mezzo di reti canalizzate, sia delle fatture del SII (comprensivo di ciascun singolo servizio che lo compone) per le utenze site nei comuni danneggiati dagli eventi sismici, come individuati dai provvedimenti delle Autorità competenti. Con la successiva delibera 26 luglio 2012, 314/2012/R/com, tale periodo di sospensione era stato fissato in sei mesi.

copertura dei crediti non riscossi, definito con successivo provvedimento dall'Autorità, presentando apposita istanza alla CSEA. A seguito del documento per la consultazione 18 dicembre 2014, 645/2014/R/com, con il quale l'Autorità ha proposto i propri orientamenti in relazione alle modalità di copertura del rischio di morosità, relativo alle forniture in oggetto, con la delibera 17 dicembre 2015, 627/2015/R/com, l'Autorità ha definito i meccanismi di riconoscimento dei crediti non riscossi, differenziandoli per gli esercenti dei settori energetici e per i gestori del SII, tenuto conto delle diverse caratteristiche del servizio e della differenziata regolazione tariffaria tra settori. Con riferimento ai gestori del SII, l'Autorità ha previsto che i crediti non riscossi ammessi a compensazione siano determinati in misura parametrica, come il 70% dell'ammontare complessivo degli importi relativi a fatture i cui termini di pagamento siano scaduti da almeno 24 mesi, al fine di incentivare una gestione efficiente del credito e minimizzando al contempo il rischio di un eventuale mancato incasso dei crediti maturati nel periodo di sospensione dei pagamenti.

Per il riconoscimento di tali crediti, quindi, il gestore del SII deve presentare apposita istanza alla CSEA e deve inoltre dimostrare di aver provveduto a effettuare la tempestiva costituzione in mora e di aver avviato, con riferimento agli utenti sottoposti a procedure concorsuali o dichiarati insolventi, le azioni previste dalla normativa primaria a tutela del credito. Successivamente alla presentazione dell'istanza da parte del gestore, la CSEA provvede alla quantificazione e alla liquidazione degli ammontari di morosità relativi alle fatture oggetto di sospensione dei termini di pagamento, potendo eventualmente svolgere nell'esercizio delle sue funzioni verifiche a campione circa la correttezza, la coerenza e la veridicità degli importi e delle informazioni dichiarati dal gestore.

In analogia con quanto previsto nei settori dell'energia elettrica e del gas, la partecipazione al meccanismo di reintegrazione degli oneri di morosità avviene su base volontaria e il gestore del SII, che intenda avvalersi del meccanismo di compensazione, ha la possibilità di aggiornare negli anni successivi l'istanza di rimborso precedentemente presentata. È, inoltre, previsto che qualora

l'ammontare dei crediti non riscossi e non riconosciuti dal meccanismo sia tale da compromettere l'equilibrio finanziario delle gestione, l'ente di governo dell'ambito, d'intesa con il gestore del SII, possa presentare all'Autorità apposita istanza per il riconoscimento di tali maggiori costi.

Approfondimenti tecnici per lo sviluppo delle tariffe di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura

Nell'ambito del procedimento per l'adozione di una metodologia di determinazione dei corrispettivi unitari di fognatura e di depurazione da applicare all'utenza industriale, avviato con la delibera 27 febbraio 2014, 87/2014/R/idr, e volto a superare talune criticità riscontrate nel settore – tra cui principalmente sia la difformità di trattamento tra gli scarichi con il medesimo profilo inquinante, riconducibile all'eterogeneità dei metodi e dei criteri attualmente applicati sul territorio nazionale, sia le distorsioni derivanti dall'instaurarsi di sussidi incrociati fra diverse tipologie di utenza cui sono associati differenti impatti ambientali – l'Autorità aveva posto in consultazione¹⁶ una tariffa uniforme all'interno del perimetro dell'ATO e individuato, quali *driver* di attribuzione dei costi, i volumi scaricati per il servizio di fognatura/collettamento, la concentrazione dei diversi inquinanti da rimuovere e i volumi trattati per il servizio di depurazione¹⁷.

Nel corso del 2015, anche in funzione degli approfondimenti svolti nell'ambito dell'Analisi di impatto regolatorio (AIR) cui è stato sottoposto il procedimento¹⁸, è proseguito l'intenso e proficuo dialogo con le associazioni e gli esperti del settore, anche attraverso l'organizzazione di tavoli di confronto, all'uopo allestiti. Nello specifico, è stata intensificata la collaborazione con alcuni dipartimenti universitari per lo sviluppo di un nuovo modello di tariffa per reflui industriali, che recepisca i progressi tecnologici nel frattempo avvenuti e tenga conto della contestuale evoluzione del quadro legislativo, conducendo altresì un'approfondita ricognizione delle modalità attualmente adottate di smaltimento

¹⁶ Con i documenti per la consultazione 19 giugno 2014, 299/2014/R/idr, e 11 dicembre 2014, 620/2014/R/idr.

¹⁷ Nel rispetto dei criteri in materia, rinvenibili nell'art. 155 del decreto legislativo n. 152/06, il quale, al comma 5, dispone che la tariffa del servizio di fognatura e depurazione applicabile ai reflui industriali sia individuata «sulla base della qualità e della quantità delle acque reflue scaricate e sulla base del principio "chi inquina paga"».

¹⁸ Nonché della raccolta dati cui hanno partecipato alcuni enti di governo dell'ambito volontari, volta ad approfondire l'impatto della modifica regolatoria sugli utenti industriali e civili.

e di recupero dei fanghi di depurazione, dei relativi costi e delle criticità emergenti; infine, in considerazione della stretta connessione con la disciplina dell'*unbundling* contabile, nel documento per la consultazione 23 luglio 2015, 379/2015/R/idr¹⁹, recante *Separazione contabile del SII ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono*, è stata formulata una proposta di suddivisione dell'attività di depurazione nei comparti di separazione contabile di "trattamenti convenzionali" e di "trattamenti avanzati e speciali", con l'intento perspicuo di dare adeguata applicazione al principio *polluter pays principle*.

A seguito sia degli approfondimenti condotti, anche in relazione alla successiva rassegna e all'analisi dei modelli tariffari per i reflui industriali adottati da un campione di regolatori europei²⁰, sia della estesa interlocuzione proseguita con tutte le categorie di *stakeholders*, sia delle osservazioni pervenute al già citato documento per la consultazione 379/2015/R/idr (il cui esito ha indotto l'Autorità a prevedere nel transitorio criteri di semplificazione, unificando provvisoriamente i comparti di separazione contabile inizialmente previsti per l'attività di depurazione), l'orientamento dell'Autorità si è infine concretizzato nella proposta, contenuta nel documento per la consultazione 577/2015/R/idr²¹; in quest'ultimo si propone una tariffa di collettamento e di depurazione per le utenze industriali autorizzate allo scarico in pubblica fognatura con una struttura trinomica, in cui il corrispettivo dovuto si articolerebbe in una prima quota fissa unica per fognatura e depurazione (attribuita agli utenti industriali a copertura dei costi fissi dei servizi di fognatura e depurazione erogati nell'ATO), in una seconda quota fissa denominata "di capacità" (attribuita agli utenti industriali in relazione alla potenza depurativa impegnata per garantire il trattamento del refluo industriale) e in una quota variabile comprendente il corrispettivo unitario per il servizio di fognatura e il corrispettivo unitario per il servizio di depurazione. Tuttavia, con la successiva delibera 664/2015/R/idr, l'Autorità ha previsto che l'introduzione della prospettata tariffa trinomica sia oggetto di ulteriori approfondimenti in uno specifico tavolo di confronto con gli operatori del settore.

Disposizioni urgenti in tema di switching per i clienti finali gestori del SII interessati dalla risoluzione del contratto di trasporto dell'energia elettrica

Con la delibera 4 dicembre 2014, 602/2014/R/eel, l'Autorità, al fine di minimizzare il rischio che il cliente finale gestore del SII sia temporaneamente rifornito di energia elettrica tramite il servizio di salvaguardia, il cui costo è generalmente più alto rispetto al costo di acquisto nel mercato libero, ha adottato una disciplina speciale che definisce, nei casi di clienti finali gestori del SII, una tempistica delle procedure di *switching* più contenuta rispetto a quanto previsto dalla delibera 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08.

Tuttavia, pur in presenza della richiamata tutela speciale, in seguito alla risoluzione di un contratto di trasporto di energia elettrica, che ha determinato per l'utente di dispacciamento titolare del contratto la perdita del diritto a (far) prelevare presso i suoi punti di prelievo con effetto dall'1 aprile 2015, si sono verificati casi di impossibilità materiale da parte di alcuni gestori del SII, titolari di punti di prelievo interessati dalla risoluzione, ad ottenere entro tale data l'esecuzione di un nuovo contratto di fornitura nell'ambito del mercato libero. Considerata l'urgenza derivante dall'imminente scadenza del contratto di trasporto, l'Autorità, con la delibera 26 marzo 2015, 136/2015/R/eel, ha previsto:

- procedure straordinarie di *switching* per i punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali gestori del SII, volte ad agevolare la conclusione di contratti di fornitura nel mercato libero prima della decorrenza della richiamata risoluzione del contratto di trasporto;
- la facoltà per il nuovo utente del dispacciamento di richiedere, entro i due mesi successivi all'attivazione (aprile-maggio 2015), lo *switching* dei medesimi punti di prelievo, nei casi in cui sia stato attivato, per i medesimi soggetti titolari dei punti di prelievo, il servizio di salvaguardia a seguito della decorrenza della richiamata risoluzione del contratto di trasporto.

¹⁹ Il documento per la consultazione 379/2015/R/idr è stato illustrato nel paragrafo "Regolazione dell'*unbundling*".

²⁰ Mediante l'utilizzo della c.d. "Mogden formula" nell'applicazione classica ed evoluta.

²¹ Il documento per la consultazione 577/2015/R/idr è stato illustrato nel paragrafo "Regolazione tariffaria".

Avvio di Indagine conoscitiva sulle modalità di individuazione delle strategie di pianificazione adottate nei Programmi degli interventi del SII

Nel *Quadro strategico dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico per il quadriennio 2015-2018*, di cui all'Allegato A alla delibera 15 gennaio 2015, 3/2015/A, l'Autorità ha indicato, tra gli obiettivi strategici della regolazione nel settore idrico, lo sviluppo di misure sia per la regolazione e il controllo dei Pdl sia per il finanziamento delle infrastrutture idriche, che comprende la valutazione dei Pdl²² elaborati dagli enti di governo dell'ambito, indicando la necessità di verificare la «coerenza fra le criticità rilevate sul territorio e la pianificazione tecnico-economica proposta». Al fine di perseguire tale obiettivo, con la delibera 4 dicembre 2015, 595/2015/R/idr, l'Autorità ha avviato un'Indagine conoscitiva sulle modalità di individuazione delle strategie di pianificazione nei Pdl del SII, in termini sia di fattibilità tecnica sia di sostenibilità finanziaria, ambientale e sociale, nonché di valutazione dei rischi, con l'obiettivo di determinarne il grado di efficienza per quanto riguarda l'allocazione delle risorse economiche.

L'analisi verrà condotta su un numero limitato di Pdl, rappresentativi del contesto nazionale in cui viene gestito il SII. Gli esiti di tale Indagine consentiranno di valutare la possibile applicazione dei metodi per l'allocazione efficiente delle risorse economiche, proposti dalla letteratura economico-scientifica per il SII, nonché di integrare le disposizioni per la redazione dei futuri Pdl secondo criteri di efficienza dell'allocazione delle risorse economiche, in modo da identificare criteri di analisi degli scostamenti dai livelli ottimali di allocazione e criteri di comparazione fra le possibili strategie di realizzazione; ciò per definire un eventuale successivo sistema di valutazione di conformità delle strategie di pianificazione, quale elemento vincolante alle future approvazioni tariffarie.

Nelle more del completamento dell'Indagine, in fase di aggiornamento degli strumenti informativi di supporto alla predisposizione tariffaria per il secondo periodo regolatorio, l'Autorità ha proceduto altresì ad una revisione dei contenuti minimi standard per la redazione del Pdl recati nel MTI-2²³, allo scopo di conseguire il duplice vantaggio di agevolare l'attività di verifica in ordine alla completezza delle informazioni che devono essere riportate negli stessi Pdl e, al contempo, garantire una maggior fruibilità dell'informazione in essi contenuta, permettendo una valutazione equiparabile e omogenea dei fabbisogni di investimento nelle diverse situazioni presenti sul territorio.

Il nuovo schema-tipo del Pdl così definito è connotato dai seguenti contenuti minimi essenziali:

- rivisitazione delle criticità riscontrate sul territorio di competenza, funzionali ad assicurare una migliore correlazione rispetto agli obiettivi e agli interventi individuati. La rilevanza e l'intensità di ciascuna criticità sono valutate, rispettivamente, in base alla popolazione dalle medesime interessata e all'utilizzo di opportuni indicatori di performance;
- elenco degli obiettivi che si intendono perseguire in risposta a ciascuna delle menzionate criticità e indicazione dei corrispondenti valori obiettivo per la nuova pianificazione (individuati tramite l'utilizzo dei citati indicatori di performance);
- interventi selezionati e opzioni progettuali analizzate, evidenziandone la coerenza con la pianificazione d'ambito e gli strumenti di pianificazione regionali e di distretto idrografico;
- quantificazione degli interventi e tempistica di realizzazione (cronoprogramma), con l'esplicitazione della popolazione interessata da ciascun intervento;
- adeguata motivazione di eventuali scostamenti tra le previsioni di investimento dettagliate per il 2016 e il 2017 e quelle comunicate per le medesime annualità nell'ambito delle predisposizioni tariffarie dell'MTI.

²² Giova ricordare che il Pdl rappresenta, tra gli atti costituenti i Piani d'ambito di cui all'art. 149 del decreto legislativo n. 152/06, lo strumento deputato alla pianificazione, da parte degli enti di governo dell'ambito, degli investimenti ricompresi all'interno del perimetro del SII, sviluppato per un orizzonte temporale coincidente con la durata della gestione. Il quadro normativo di riferimento di tutela e gestione della risorsa idrica, all'interno del quale è inserito il Piano d'ambito, prevede tuttavia diversi livelli di pianificazione (regionale, di bacino distrettuale e locale), con la conseguente necessità di coerenza delle strategie di intervento rispetto agli obiettivi identificati a ciascun livello sovraordinato.

²³ Cfr. l'art. 7, comma 3, lettera d), punto i., della delibera 664/2015/R/idr.

Regolazione dell'unbundling

La definizione del quadro regolatorio in materia di *unbundling* contabile del SII, avviata nel 2012 con la delibera 4 agosto 2011, ARG/com 115/11, come successivamente integrata dalla delibera 28 giugno 2012, 266/2012/R/com, è proseguita nel corso del 2015 attraverso un ampio processo di consultazione²⁴ sia con la pubblicazione di specifici documenti per la consultazione dedicati all'*unbundling* idrico, sia con l'istituzione di un apposito tavolo tecnico²⁵ con le associazioni di categoria e i principali operatori del settore. Le specificità del settore idrico, che si caratterizza come un monopolio naturale su scala locale, in cui operano un numero elevato di gestori, di dimensioni alle volte molto ridotte, nonché numerosi gestori *multiutility*, hanno fatto emergere la necessità di effettuare ulteriori approfondimenti tecnici rispetto a quanto segnalato dagli operatori nelle consultazioni.

Le attività di approfondimento svolte sono risultate, quindi, funzionali alla pubblicazione del documento per la consultazione 379/2015/R/idr, con il quale l'Autorità ha illustrato orientamenti semplificati, rispetto a quelli presentati nel documento per la consultazione 28 febbraio 2013, 82/2013/R/com, relativamente agli obblighi di separazione contabile per i gestori del SII. Nel documento, l'Autorità ha preliminarmente presentato gli obiettivi generali e specifici dell'intervento, consistenti, nello specifico, nella definizione sia di un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale dei gestori, sia di corrispettivi tariffari *cost reflective* per i singoli servizi

componenti il SII (acquedotto, fognatura e depurazione)²⁶. L'Autorità ha inoltre chiarito che i dati di *unbundling* sarebbero stati funzionali anche all'evidenziazione dei costi sottesi alle attività svolte dal gestore dell'acquedotto per il riparto della tariffa nel caso in cui i singoli servizi componenti il SII siano gestiti separatamente²⁷, evidenziando che la definizione delle regole di separazione contabile sarebbe risultata preordinata al completamento del percorso avviato con la delibera 15 gennaio 2015, 7/2015/R/idr, finalizzato, per l'appunto, a uniformare i criteri e i procedimenti per la riscossione e il riparto della tariffa.

Nel documento l'Autorità ha, dunque, prospettato una perimetrazione in attività e comparti²⁸ di separazione contabile, volta a rispecchiare maggiormente le principali fasi della filiera idrica, identificando un'attività per ognuno dei singoli servizi componenti il SII; sono state individuate poi l'attività "altre attività idriche" – comprendente tutte le attività e i processi che, non rientrando nella definizione di SII, occorre tenere distinti per evitare sussidi incrociati tra attività regolate e attività non regolate, ivi inclusa la riscossione della tariffa in caso di gestione non integrata del SII – e l'attività residuale "attività diverse", prevista in analogia ai settori dell'energia elettrica e del gas. I comparti di separazione contabile relativi alle attività sono stati individuati tenendo conto delle peculiarità delle gestioni operanti sul territorio nazionale, al fine di isolare i costi e i ricavi attinenti a specifiche fasi del servizio idrico e di esplicitare il costo ambientale e della risorsa. A tale proposito, è stata formulata una proposta di suddivisione dell'"attività

²⁴ Nell'ambito di tale processo, l'Autorità aveva presentato i primi orientamenti in materia di *unbundling* contabile del SII con il documento per la consultazione 82/2013/R/com. Gli esiti della consultazione avevano fatto emergere una sostanziale esigenza di semplificazione rispetto agli orientamenti ivi riportati, per cui con il successivo documento del 30 ottobre 2014, 539/2014/R/idr, era stata proposta una perimetrazione delle attività oggetto di separazione contabile maggiormente rispondente a criteri di semplificazione.

²⁵ I principali *stakeholders* del settore sono stati convocati nei mesi di novembre 2014 e marzo 2015 in vista della pubblicazione dei documenti per la consultazione, nonché nel mese di febbraio 2016 in vista della pubblicazione del provvedimento finale.

²⁶ Come disposto dall'art. 154, comma 1, del decreto legislativo n. 152/06, che stabilisce che «la tariffa costituisce il corrispettivo del servizio idrico integrato ed è determinata tenendo conto della qualità della risorsa idrica e del servizio fornito, delle opere e degli adeguamenti necessari, dell'entità dei costi di gestione delle opere [...], in modo che sia assicurata la copertura integrale dei costi di investimento e di esercizio secondo il principio del recupero dei costi e secondo il principio "chi inquina paga". Tutte le quote della tariffa del servizio idrico integrato hanno natura di corrispettivo».

²⁷ In ottemperanza al dettato del decreto n. 133/14, "Sblocca Italia", che ha modificato l'art. 156 del decreto legislativo n. 152/06, prevedendo che l'Autorità individui i criteri per il riparto della tariffa e dei relativi costi di riscossione tra gestori, in caso di gestione non integrata del SII.

²⁸ Le attività sono oggetti contabili definiti come fasi operative che possono essere gestite come imprese separate e i comparti sono definiti come unità logico-organizzative che individuano un'aggregazione di valori economici e patrimoniali per destinazioni più analitiche rispetto alle attività.

di depurazione" nei comparti di "trattamenti convenzionali", "trattamenti avanzati e speciali" e "misura della depurazione".

Nel documento è stata altresì consultata l'ipotesi di:

- applicare al settore idrico i medesimi servizi comuni e i relativi *driver* di ribaltamento previsti dal *Testo integrato unbundling contabile* (TIUC), Allegato A alla delibera 22 maggio 2014, 231/2014/R/com²⁹, per i settori dell'energia elettrica e del gas;
- prevedere l'introduzione di due funzioni operative condivise specifiche del SII, individuate nella "funzione operativa condivisa di gestione utenze idriche" e nella "funzione operativa condivisa di verifica e controllo"³⁰;
- in un'ottica di continuità regolatoria e di minimizzazione dei costi amministrativi per gli esercenti, lasciare invariata la struttura delle altre funzioni operative condivise.

Sono state, infine, ipotizzate le prime indicazioni in ordine alla semplificazione e alla razionalizzazione degli obblighi informativi posti a carico dei soggetti esercenti il servizio, con particolare riguardo ai soggetti di minori dimensioni, rimandando a un successivo documento per la consultazione l'approfondimento degli aspetti connessi all'articolazione della separazione contabile a livello di ATO.

Con il documento per la consultazione 29 ottobre 2015, 515/2015/R/idr, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti finali in merito all'*unbundling* contabile del SII in vista dell'emanazione del provvedimento finale. Partendo dagli esiti della precedente consultazione, il sopracitato documento ha sviluppato orientamenti in tema di:

- modalità e procedure di separazione contabile di costi e ricavi tra i diversi ATO, funzionali al supporto dell'attività di predisposizione tariffaria e in coerenza con la normativa primaria³¹, prevedendo contestualmente i relativi criteri di ribaltamento in caso di attribuzione indiretta delle poste contabili comuni a più ATO;

- trattamento contabile delle immobilizzazioni materiali e, in particolare, dei beni demaniali e patrimoniali indisponibili, dati in concessione al gestore del SII, prospettando le opportune riclassificazioni sia dal punto di vista patrimoniale sia dal punto di vista economico;
- semplificazione e razionalizzazione degli obblighi informativi in materia di separazione contabile per i gestori di minori dimensioni;
- prime indicazioni per la predisposizione degli schemi contabili per i conti annuali separati.

Relativamente alla perimetrazione di attività e comparti, il documento 515/2015/R/idr:

- ha precisato ulteriormente le definizioni delle attività e dei comparti;
- relativamente all'"attività di depurazione", nelle more della determinazione dei criteri per la definizione della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura, ha previsto criteri transitori di semplificazione, unificando i comparti di separazione contabile relativi ai trattamenti convenzionali, ai trattamenti avanzati e speciali, nonché alla misura, precedentemente previsti.

A valle della richiamata consultazione, data l'ampiezza dell'intervento regolatorio in oggetto e accogliendo le richieste degli operatori, si è ritenuto opportuno estendere ulteriormente la fase di consultazione attraverso una ulteriore convocazione del tavolo tecnico, cui hanno partecipato le principali associazioni di categoria del settore. Il tavolo tecnico, che ha avuto luogo nel mese di febbraio 2016, ha consentito in particolare di sviluppare e approfondire gli aspetti inerenti alla separazione contabile in ATO, i dettagli relativi agli schemi contabili per

²⁹ Ai sensi del TIUC, i servizi comuni sono definiti come unità logico-organizzative che svolgono funzioni in modo centralizzato riferite in generale all'intera impresa, mentre le funzioni operative condivise sono definite come funzioni aziendali, svolte anche attraverso una struttura dedicata, che prestano servizi di natura operativa, di tipo tecnico e/o commerciale, in maniera condivisa ad almeno due attività.

³⁰ La "funzione operativa condivisa di gestione utenze idriche" è relativa allo svolgimento sia delle attività connesse alla gestione dell'utenza, ivi incluse le operazioni commerciali di voltura, subentro, gestione della morosità che, nella maggior parte dei casi, vengono effettuate congiuntamente per le attività di acquedotto fognatura e depurazione, sia delle attività connesse alla gestione delle utenze di gestori terzi (riscossione) in caso di gestione non integrata del SII; la "funzione operativa condivisa di verifica e controllo" è riferita alle operazioni di sopralluogo, ispezione, campionamento, analisi ed elaborazione dei risultati al fine di garantire la corretta quantificazione dei relativi costi nella componente tariffaria ERC, riguardante i costi ambientali e della risorsa.

³¹ L'art. 9 dell'Allegato al decreto del Ministero dei lavori pubblici 1 agosto 1996 dispone, infatti, che «il concessionario è tenuto a redigere il conto economico e lo stato patrimoniale per ciascuna gestione del servizio idrico integrato separatamente da quelli di altre gestioni, anche dello stesso settore».

i conti annuali separati e le definizioni delle principali grandezze tecniche.

Il procedimento si è concluso con la pubblicazione della delibera 137/2016/R/com, attraverso la quale l'Autorità ha emanato il nuovo TIUC, unico per tutti i servizi regolati dall'Autorità, con norme specifiche per il servizio idrico, le quali si applicano a tutti i gestori del SII che gestiscono il servizio in base a un affidamento assentito in conformità alla normativa *pro tempore* vigente e non dichiarato cessato *ex lege*, secondo quanto disposto dall'art. 172, comma 2, del decreto legislativo n. 152/06.

Anche sulla base del criterio relativo al numero di abitanti residenti serviti, sono state individuate determinate soglie funzionali all'applicazione delle norme di separazione contabile. In particolare, è stato previsto che siano assoggettati al regime ordinario di separazione contabile, secondo le norme del TIUC, sia i gestori del SII ovvero dei singoli servizi che lo compongono, i quali svolgano una o più tra le attività di acquedotto, fognatura e depurazione e che servano almeno 50.000 abitanti, sia i gestori di maggiori dimensioni che, pur non erogando direttamente il servizio agli utenti finali, gestiscano la captazione ovvero l'adduzione, la potabilizzazione e/o la depurazione.

Sono, altresì, tenuti al rispetto delle norme del regime ordinario di separazione contabile tutti i gestori del SII operanti in più ATO. I gestori che non rientrano nelle suddette categorie, sono tenuti ad applicare le norme di separazione contabile secondo il regime semplificato del SII, differenziato rispetto al regime semplificato applicato alle imprese elettriche e del gas, in ragione del diverso fabbisogno informativo necessario ai fini delle determinazioni tariffarie del settore idrico. A tal proposito, l'Autorità ha inteso attribuire agli enti di governo dell'ambito, competenti per il relativo ATO, il compito di individuare i soggetti di minori dimensioni che, pur non erogando direttamente il servizio agli utenti finali, gestiscano la captazione ovvero l'adduzione, la potabilizzazione e/o la depurazione, da assoggettare al regime semplificato di separazione contabile; ciò tenuto conto delle funzioni che gli enti stessi sono già chiamati a svolgere in merito alla predisposizione della proposta tariffaria e delle maggiori informazioni da essi detenute sui contesti di competenza.

Con tale provvedimento sono stati sostanzialmente confermati gli orientamenti illustrati dall'Autorità nella consultazione 515/2015/R/idr con riferimento, in particolare, alla perimetrazione di attività e di comparti di separazione contabile, riportata nella tavola 5.1.

TAV. 5.1

Attività e comparti di separazione contabile del SII

ATTIVITÀ	COMPARTI
Acquedotto	• Captazione anche a usi multipli • Adduzione anche a usi multipli • Potabilizzazione • Distribuzione • Misura dell'acquedotto
Fognatura	• Fognatura nera e mista • Fognatura bianca • Misura della fognatura
Depurazione	
Altre attività idriche	• Attività idriche diverse da quelle rientranti nel SII • Riscossione^(A)
Attività diverse	

(A) Si precisa che l'attività di riscossione comprende l'insieme delle operazioni e delle attività di gestione delle utenze di terzi, effettuate dal gestore del servizio di acquedotto ai sensi dell'art. 156 del decreto legislativo n. 152/06.

Fonte: AEEGSI.

Per quanto riguarda i servizi comuni e le funzioni operative condivise, in considerazione della presenza di numerosi gestori *multiutility* e al fine di permettere un'allocazione delle poste non direttamente attribuibili alle attività e ai comparti coerente tra settori, il provvedimento ha previsto:

- l'estensione a tutti i settori regolati dei medesimi servizi comuni già individuati dal TIUC per i settori *energy*;
- oltre alla conferma delle funzioni operative condivise vigenti, l'introduzione di una funzione operativa condivisa specifica per la gestione delle utenze idriche cui attribuire le poste, non direttamente allocabili, relative allo svolgimento delle attività connesse alla gestione dell'utenza. Al fine di evidenziare i costi ambientali e della risorsa nell'ambito del vincolo di riconoscimento dei ricavi garantiti al gestore, è stata, inoltre, prevista la disaggregazione della funzione operativa condivisa di telecontrollo, manutenzione e servizi tecnici con l'individuazione, in particolare, di una funzione operativa condivisa dedicata all'attività di telecontrollo e ricerca delle perdite.

Per quanto attiene all'articolazione della separazione contabile a livello di ATO, è stato previsto che tutti i gestori operanti su più ATO siano assoggettati al regime ordinario di separazione contabile e che gli stessi siano tenuti a suddividere per ATO le poste economiche e patrimoniali relative alle attività di acquedotto, fognatura e depurazione. Nel caso tale suddivisione non possa essere operata in maniera diretta, le poste economiche e patrimoniali non direttamente allocabili vengono attribuite a ciascun ATO, per la quota parte di competenza, mediante opportuni *driver*,

tenendo conto della natura del costo prevalente e della differente struttura organizzativa adottata dal gestore.

Le disposizioni di separazione contabile del SII trovano applicazione già a partire dall'esercizio 2016 e, al fine di consentire ai gestori i tempi necessari per l'adeguamento delle strutture informatiche e gestionali, è stato previsto, da un lato, che il primo esercizio sia da considerarsi sperimentale – non rilevando tali dati ai fini della predisposizione tariffaria per l'anno 2018 – e, dall'altro, che sia possibile ricorrere ai criteri di attribuzione *ex post* delle voci contabili. È stato, altresì, disposto che i gestori abbiano facoltà di provvedere, relativamente agli esercizi 2016 e 2017, alla predisposizione dei conti annuali separati secondo il regime semplificato di separazione contabile, posticipando al 2018 l'entrata in vigore degli obblighi previsti in relazione al regime ordinario. Inoltre, analogamente a quanto stabilito per i settori dell'energia elettrica e del gas, sono previste misure di sospensione di contributi/erogazioni da parte della CSEA anche nei confronti dei gestori del SII, qualora gli stessi non adempiano all'obbligo di trasmissione dei predetti conti annuali separati.

Con la medesima delibera è stata poi prevista l'integrazione del *Manuale di contabilità regolatoria*, per tenere conto delle novità introdotte dalla disciplina di separazione contabile per le imprese operanti nel settore idrico, con l'opportunità di riunire nuovamente il tavolo tecnico, le cui attività saranno incentrate sulla definizione delle specifiche tecniche di dettaglio necessarie per la redazione dei conti annuali separati da parte dei gestori del SII.

È stato disposto, infine, che i primi schemi contabili dei conti annuali separati relativi al SII siano pubblicati entro il 30 aprile 2016.

Convenzione tipo

Nel 2015 l'Autorità ha adottato la convenzione tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del SII, con la delibera 23 dicembre 2015, 656/2015/R/idr, definendone i contenuti minimi essenziali. Tale delibera rappresenta un fondamentale elemento di completamento e raccordo della nuova disciplina, contribuendo a rafforzare la stabilità, la chiarezza e la coerenza del quadro di regole di riferimento.

Il provvedimento è stato adottato a seguito di un articolato procedimento, avviato con la delibera 26 settembre 2013, 412/2013/R/idr. Con la delibera 25 settembre 2014, 465/2014/R/idr, l'Autorità ha integrato e rinnovato il procedimento, per tener conto delle disposizioni normative introdotte dal decreto n. 133/14, "Sblocca Italia", in tema di organizzazione territoriale del SII, di affidamento del servizio, di dotazioni dei soggetti gestori, di gestioni esistenti

e di regolazione dei rapporti tra gli enti di governo dell'ambito e i soggetti gestori.

Con il successivo documento per la consultazione 4 giugno 2015, 274/2015/R/idr, l'Autorità ha sottoposto a consultazione una struttura generale di convenzione tipo, soffermandosi sui contenuti minimi essenziali che le convenzioni di gestione devono obbligatoriamente contenere e rispettare, con particolare riferimento ai seguenti aspetti: durata, perimetro delle attività affidate, strumenti relativi all'obbligo di raggiungimento dell'equilibrio economico-finanziario della gestione e al suo mantenimento, procedure di subentro nelle gestioni e corresponsione del valore di rimborso al gestore uscente, prestazione di garanzie finanziarie e assicurative.

Infine, con il documento per la consultazione 12 novembre 2015, 542/2015/R/idr, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti finali in relazione alla nuova struttura di convenzione tipo, dettagliandone i principali contenuti e allegando uno schema di articolato recante le prime disposizioni in ordine ai contenuti minimi che sarebbero stati previsti nella convenzione tipo.

Con il richiamato provvedimento finale, l'Autorità ha confermato la struttura di convenzione tipo sottoposta a consultazione, disciplinando in particolare i seguenti aspetti:

- disposizioni generali (quali l'oggetto, il regime giuridico, il perimetro delle attività affidate, la durata della convenzione, il contenuto del Piano d'ambito);

- procedure di aggiornamento del Piano d'ambito (prevedendo regole tese a semplificare gli adempimenti amministrativi necessari all'aggiornamento dei dati e delle informazioni alla base dei richiamati atti di programmazione e a stabilire tempistiche puntuali);
- strumenti per il mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario (quali il raggiungimento e il mantenimento dell'equilibrio economico finanziario, l'istanza di riequilibrio economico-finanziario, stabilendone i presupposti e il contenuto minimo, le misure per il mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario, nonché il procedimento per la determinazione e l'approvazione delle misure di riequilibrio);
- disciplina della cessazione e del subentro (distinguendo tra procedura di subentro alla gestione unica d'ambito e alle gestioni provviste di provvedimento di salvaguardia);
- obblighi delle parti (differenziando tra obblighi in capo agli enti di governo dell'ambito, obblighi in capo ai gestori e obblighi relativi ai rapporti tra l'ente di governo dell'ambito, il gestore del SII e l'eventuale gestore all'ingrosso);
- penali e sanzioni.

Con la medesima delibera è stato, infine, previsto che le convenzioni di gestione in essere siano rese conformi alla convenzione tipo e trasmesse all'Autorità per l'approvazione nell'ambito della prima predisposizione tariffaria utile, secondo le modalità previste dall'MTI-2, e comunque non oltre 180 giorni dalla pubblicazione della richiamata delibera.

Tutela dell'utenza nel settore idrico

Regolazione della qualità contrattuale del SII

Nel corso del 2015 l'attività dell'Autorità è stata fortemente incentrata sulla tutela dell'utenza del settore idrico; tale attività ha trovato compimento mediante la definizione e la successiva approvazione di un testo contenente standard vincolanti in tema di qualità contrattuale del SII omogenei sul territorio nazionale, che saranno applicati a partire dall'1 luglio 2016.

La regolazione della qualità contrattuale del SII, intesa come qualità del rapporto tra il gestore e l'utenza, si è resa particolarmente necessaria in un settore quale quello idrico in cui le caratteristiche di monopolio naturale su scala locale e l'assenza di pressione competitiva nell'offerta del servizio, unita alla rilevante frammentazione gestionale, in molti casi non hanno garantito all'utente di poter usufruire di una prestazione di qualità adeguata. Fino all'intervento dell'Autorità, l'unico riferimento normativo a tutela dell'utenza era rappresentato dallo *Schema generale di riferimento per la predisposizione della Carta del servizio idrico integrato*, recato nel decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999. Le disposizioni del citato schema individuano le prestazioni per le quali i gestori del SII sono tenuti a riportare nelle Carte dei servizi gli standard di qualità da garantire all'utenza, demandandone tuttavia la quantificazione al singolo gestore e generando, conseguentemente, forti difformità a livello nazionale nei livelli di qualità garantiti all'utenza.

Con la delibera 142/2014/R/idr, l'Autorità ha dunque avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti di regolazione della qualità del SII, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, al fine di garantire la diffusione, la fruibilità e la qualità del servizio all'utenza in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, analogamente a quanto previsto per i settori dell'energia elettrica e del gas e in coerenza con quanto disposto dall'art. 1, comma 1, della legge istitutiva n. 481/95. L'intervento dell'Autorità è stato pertanto finalizzato a rafforzare la tutela degli utenti finali e a superare le difformità esistenti a livello territoriale mediante:

- l'introduzione di standard di qualità minimi omogenei a livello nazionale;
- il riconoscimento dei costi legati ai miglioramenti di qualità ulteriori rispetto agli standard minimi;
- l'introduzione di un meccanismo incentivante costituito da indennizzi automatici, premi e penali.

Nell'ambito del sopracitato procedimento, con il documento per la consultazione 23 dicembre 2014, 665/2014/R/idr, l'Autorità ha presentato i primi orientamenti in materia di regolazione della qualità contrattuale del SII, con particolare riferimento alle prestazioni legate alla fase di gestione del rapporto contrattuale, quali le modalità di fatturazione, la rateizzazione dei pagamenti, nonché la gestione delle pratiche telefoniche, delle richieste di informazioni, dei reclami e degli sportelli.

Le proposte avanzate dall'Autorità nel richiamato documento per la consultazione e nei successivi documenti per la consultazione 4 giugno 2015, 273/2015/R/idr, e 20 novembre 2015, 560/2015/R/idr, sono state formulate, tenendo in considerazione:

- le prescrizioni in materia rinvenibili nel quadro normativo primario, sostanzialmente riportate nel citato decreto del presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999;
- l'esperienza e le disposizioni adottate per la regolazione della qualità contrattuale nei settori dell'energia elettrica e del gas, pur rilevando le specificità del settore idrico, caratterizzato, tra l'altro, dalla presenza di numerosi gestori *multiutility*;
- le risultanze dell'Indagine sulle condizioni contrattuali applicate dai gestori del servizio idrico, con riferimento alla raccolta dei dati avviata dall'Autorità con la determina 5/2014 - DSID³².

³² Con la determina 5/2014 - DSID, l'Autorità ha effettuato, fra l'altro, un'attività di monitoraggio e verifica degli standard qualitativi previsti dalle Carte dei servizi, nonché dei livelli di raggiungimento degli standard medesimi da parte dei gestori.

Con il documento per la consultazione 273/2015/R/idr, l'Autorità si è quindi proposta di completare l'ambito di intervento in materia di qualità contrattuale del SII, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, sviluppando orientamenti relativamente ai tempi e alle modalità per l'avvio e la cessazione del rapporto contrattuale, nonché, con riferimento alla fase di gestione del rapporto contrattuale, ai tempi e alle modalità per la preventivazione e l'esecuzione dei lavori e per le verifiche del misuratore e del livello di pressione. Sono state, altresì, poste in consultazione le prime proposte in relazione alla gestione dei flussi informativi tra il gestore dell'acquedotto e il gestore della fognatura e/o depurazione, nel caso in cui i servizi siano gestiti separatamente e trovi applicazione l'art. 156 del decreto legislativo n. 152/06, al fine di garantire all'utenza i medesimi livelli qualitativi sia nel caso di gestione integrata sia nel caso di gestione separata del SII. Infine, sono stati illustrati i primi orientamenti in materia di obblighi di registrazione e comunicazione dei dati relativi alla qualità contrattuale del servizio, posti in capo ai gestori del SII.

Data l'ampiezza dell'intervento regolatorio in esame, l'Autorità ha ritenuto opportuno estendere ulteriormente la fase di consultazione con il documento 560/2015/R/idr, al fine di sviluppare ulteriori aspetti emersi in esito alle precedenti consultazioni – che pure avevano incontrato un elevato grado di condivisione da parte delle diverse categorie di *stakeholders* – e di consultare lo schema di provvedimento finale.

Il procedimento si è infine concluso con l'approvazione della delibera 655/2015/R/idr, e del relativo Allegato A (RQSII), nel quale vengono definiti gli standard specifici e generali in tema di qualità contrattuale del SII, vincolanti e omogenei sul territorio nazionale per le diverse fasi del rapporto contrattuale, nonché le modalità di registrazione, di comunicazione e di verifica dei dati relativi alle prestazioni fornite dai gestori su richiesta degli utenti. Al fine di garantire ai gestori il tempo tecnico necessario a implementare le misure proposte e ad adeguare i sistemi informatici e gestionali, gli standard in materia di qualità contrattuale del SII dovranno essere applicati a partire dall'1 luglio 2016.

Per ogni tipologia di prestazione erogata all'utenza è stato dapprima individuato un indicatore³³ sulla base del quale misurare la qualità dell'erogazione della prestazione stessa ed è stato determinato lo standard minimo di qualità che deve essere garantito da tutti i gestori del SII; questo può essere specifico, se riferito alla singola prestazione e verificabile in maniera diretta dall'utente, o generale, se riferito al complesso delle prestazioni e verificabile, conseguentemente, a consuntivo. In aggiunta, è stata data facoltà agli enti di governo dell'ambito di presentare, anche su proposta del gestore, istanza all'Autorità per l'approvazione di standard migliorativi rispetto a quelli individuati nella RQSII, in considerazione delle maggiori informazioni detenute dagli enti stessi sui contesti di competenza e della conseguente possibilità di individuare con più precisione i *desiderata* delle comunità locali da servire.

Accanto all'individuazione degli standard specifici e generali di qualità, che vengono richiamati nel seguito del presente paragrafo, l'Autorità ha definito un set di meccanismi incentivanti il rispetto degli standard stessi consistenti in:

- indennizzi automatici, da erogare a ciascun utente in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità. L'indennizzo automatico minimo è quantificato in 30 € e ne viene previsto l'incremento in caso di ritardo nell'erogazione da parte del gestore;
- penali, da applicare in caso di mancato rispetto degli standard generali di qualità. Le penali vengono quantificate, a partire da un campione esaminato, sulla base di una metodologia di stima statistica delle prestazioni di qualità contrattuale del SII non valide e non conformi, mutuata dall'esperienza maturata nei settori dell'energia elettrica e del gas nei quali è stata adottata in seguito a una lunga fase di sperimentazione;
- sanzioni, comminabili dall'Autorità³⁴, in caso di violazione grave e reiterata dei livelli di qualità da garantire all'utenza.

Con riferimento alla fase di avvio del rapporto contrattuale, l'Autorità ha inteso assicurare certezza all'iter procedurale che prevede la preventivazione dell'allaccio, l'esecuzione dello stesso e l'attivazione

³³ L'indicatore di qualità è tipicamente rappresentato dal tempo di esecuzione della prestazione a partire dalla ricezione, da parte del gestore, della richiesta avanzata dall'utente.

³⁴ In virtù dei poteri assegnati all'Autorità dall'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.

vera e propria della fornitura, individuando un indicatore e prevedendo uno standard per ognuna delle richiamate prestazioni.

Nei casi di richiesta di riattivazione, subentro o voltura, in cui il rapporto contrattuale si riferisce a un punto di consegna esistente, l'Autorità ha stabilito che la pratica debba essere portata a termine dal gestore entro cinque giorni lavorativi dalla ricezione della richiesta dell'utente, stabilendo che tale livello costituisca uno standard specifico di qualità, con relativo indennizzo automatico. Sono state individuate, inoltre, specifiche agevolazioni per il caso di voltura *mortis causa* (prevedendone la gratuità per il soggetto che ne faccia richiesta), nonché per la riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità, che deve essere portata a termine entro due giorni feriali a partire dalla comunicazione dell'avvenuto pagamento delle somme dovute da parte dell'utente moroso.

L'Autorità ha poi previsto norme specifiche in tema di addebito e di fatturazione, al fine di garantire una maggiore regolarità dei pagamenti richiesti all'utenza, stabilendo, tra l'altro, che il gestore è tenuto a offrire all'utente almeno una modalità di pagamento gratuita della bolletta. In particolare, è stato previsto che la fattura debba essere emessa al massimo entro 45 giorni solari rispetto al periodo cui è riferita, ed è stata individuata una periodicità minima di fatturazione, differenziata per scaglioni di consumo medio, che parte da una periodicità minima semestrale³⁵ per gli utenti con consumo medio annuo particolarmente contenuto (fino a 100 m³/anno) e si incrementa fino a prevedere l'emissione bimestrale per le utenze con consumo medio annuo superiore a 3.000 m³/anno.

È stato, inoltre, stabilito che il termine per la scadenza dei pagamenti non può essere inferiore a 20 giorni solari e che, a maggiore tutela dell'utente, può essere da questi richiesta la rateizzazione della bolletta anche nei dieci giorni successivi alla scadenza, al fine di neutralizzare gli eventuali ritardi nella consegna della stessa. Infine, è stato previsto che il gestore sia tenuto a garantire all'utente la possibilità di richiedere la rateizzazione dei pagamenti, ogni qual volta la fattura emessa superi del 100% il valore dell'addebito medio riferito alle bollette emesse nel corso dei precedenti 12 mesi.

Quanto alle richieste scritte dell'utenza classificabili come reclami, richieste di rettifica di fatturazione o semplici richieste di informazioni, l'Autorità ha previsto che il gestore debba fornire una risposta

motivata e documentata entro 30 giorni lavorativi, stabilendo che tale livello costituisca standard specifico, a eccezione del caso di risposta alla richiesta di rettifica di fatturazione per il quale è previsto uno standard generale; in tema di rettifica di fatturazione, infatti, è stato previsto anche uno standard specifico per l'effettiva esecuzione della rettifica con restituzione degli eventuali importi non dovuti dall'utente, la quale deve avvenire entro 60 giorni lavorativi, mentre la risposta motivata deve essere fornita, come per le altre richieste scritte, entro 30 giorni lavorativi. L'Autorità ha inoltre individuato le tempistiche che devono essere garantite in caso di richiesta di verifica del misuratore e del livello di pressione.

Forte attenzione è stata posta dall'Autorità ai canali di contatto tra l'utente e il gestore, individuando norme specifiche per la gestione degli sportelli fisici, per i quali è stata prevista la presenza di almeno uno sportello per provincia servita ed è stato confermato l'orario minimo di apertura settimanale già stabilito dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999. Sono stati, inoltre, introdotti due standard generali, rispettivamente, per il tempo medio e per il tempo massimo di attesa. In considerazione delle possibilità di comunicazione offerte dall'odierna tecnologia e in un'ottica di riduzione dei costi del servizio, è stato infine introdotto l'obbligo di messa a disposizione dell'utenza di un sito internet per la pubblicazione dei documenti e la gestione on line di tutte le richieste e le pratiche contrattuali.

In continuità con quanto avviene negli altri settori regolati dall'Autorità, sono stati introdotti obblighi specifici per il servizio telefonico, che rappresenta attualmente la modalità di contatto più facilmente accessibile che il gestore possa mettere a disposizione della propria utenza. L'Autorità ha, pertanto, ritenuto necessario garantirne la piena disponibilità e gratuità, prevedendo che il servizio telefonico sia organizzato come *call center* che permetta la registrazione delle performance effettive da monitorare. A tale proposito, sono stati introdotti tre standard di tipo generale legati, rispettivamente, all'accessibilità al servizio (intesa come disponibilità di linee libere), al tempo medio di attesa e alla possibilità di parlare effettivamente con un operatore dopo averne fatto richiesta. Sono stati previsti, inoltre, standard di qualità per il servizio di pronto intervento e sono

³⁵ In accordo con quanto disposto dal comma 8.4.9 del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 marzo 1996, secondo cui la scadenza di fatturazione non può essere superiore al semestre.

state individuate puntualmente le fattispecie qualificabili come situazioni di pericolo.

In considerazione della presenza in numerosi ATO di gestioni del SII non integrate, e dunque di gestori dei servizi di fognatura e/o depurazione diversi rispetto al gestore del servizio di acquedotto, l'Autorità ha individuato tempi e modalità per la gestione degli obblighi di qualità contrattuale specifici per tali casi, al fine di garantire all'utenza i medesimi livelli qualitativi previsti in caso di gestione integrata del SII. In particolare, in considerazione del fatto che in questi casi l'unico soggetto ad avere un rapporto diretto con l'utenza è il gestore del servizio di acquedotto, il quale, ai sensi della vigente normativa, riscuote anche la tariffa di depurazione e di fognatura, l'Autorità ha previsto che questi rappresenti il referente unico per l'utente in tema di qualità contrattuale e che, in caso di richiesta che coinvolga il gestore del servizio di fognatura e/o di depurazione, i flussi di comunicazione tra i gestori avvengano entro un tempo massimo di cinque giorni lavorativi, stabilendo altresì che tale livello costituisce standard specifico di qualità.

A completamento del quadro regolatorio, nella RQSII sono specificati gli obblighi di registrazione e di comunicazione dei dati di qualità contrattuale all'Autorità e all'ente di governo dell'ambito, che devono essere onorati con cadenza annuale. A tale proposito, sono state previste apposite semplificazioni per i gestori di minori dimensioni. L'Autorità ha, inoltre, stabilito che il gestore comunichi annualmente in bolletta all'utente gli standard specifici e generali di qualità di sua competenza, gli indennizzi automatici previsti e il grado di rispetto degli standard registrato nell'anno precedente.

La delibera 655/2015/R/idr, infine, ha rimandato a successivi provvedimenti sia l'introduzione di meccanismi premiali che incentivino il conseguimento di miglioramenti della qualità superiori ai livelli minimi definiti nella RQSII – che, come specificato nel precedente paragrafo "Regolazione tariffaria", sono stati definiti nell'ambito dell'MTI-2 –, sia la regolazione della misura, per la quale, come descritto nel paragrafo "Regolazione del servizio di misura", è in corso il processo di consultazione.

Convenzione tipo

L'Autorità, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 21 novembre 2013, 536/2013/E/idr, successivamente confluito nel procedimento di cui alla delibera 6/2015/R/idr, ha presentato i primi orientamenti in materia di regolazione del servizio di misura del SII con il documento per la consultazione 4 febbraio 2016, 42/2016/R/idr.

Il documento parte dall'esperienza maturata dall'Autorità in merito ai criteri di regolazione degli omologhi servizi per i settori dell'energia elettrica e del gas, e tiene in adeguata considerazione le specificità del settore idrico. L'intervento regolatorio in oggetto è volto a definire una disciplina della misura del SII uniforme sul territorio nazionale, che permetta, in linea generale, di garantire all'utenza la determinazione certa dei consumi e, conseguentemente, promuovere la sensibilizzazione alla riduzione degli sprechi,

nonché di responsabilizzare il gestore al miglioramento delle proprie performance e di favorire, altresì, una gestione sostenibile delle risorse idriche, anche mediante la riduzione delle perdite di rete.

Nel documento viene prevista la scomposizione del servizio di misura in fasi e sotto-fasi³⁶, declinate per ciascun servizio componente il SII e poste in relazione alle funzioni di gestione di processo e di gestione d'utenza. Si ipotizza, inoltre, l'introduzione di obblighi di installazione di misuratori di volume sia sui punti di presa dell'acquedotto, sia presso gli utenti dell'acquedotto e gli utenti industriali allacciati alla fognatura. Con specifico riferimento alla gestione d'utenza e al servizio di acquedotto, sono stati individuati precisi obblighi in merito alle operazioni di raccolta, di validazione, di archiviazione e di messa a disposizione dei dati, alle modalità di autolettura e ai criteri

³⁶ Più nello specifico, le fasi individuate per il servizio di misura sono le seguenti: installazione e manutenzione, verifica e gestione dei dati di misura. Tale tassonomia ricalca quella individuata per la misura della distribuzione nel settore del gas.

per la stima e per la ricostruzione dei consumi. Inoltre, l'Autorità ha proseguito nel percorso di individuazione delle informazioni necessarie a monitorare in maniera precisa l'efficacia del servizio di misura nei suoi *output* principali, con la finalità di definire, successivamente, una regolazione incentivante, volta alla responsabilizzazione del soggetto incaricato dell'erogazione del servizio, esplicitando che questi coincide con il soggetto affidatario della gestione del SII.

Per quanto concerne più nel dettaglio il servizio di acquedotto, è stata pertanto presentata una proposta di disciplina del bilancio idrico, ponendo in consultazione due modelli riferiti, rispettivamente, all'adduzione e alla distribuzione, finalizzati alla determinazione delle perdite idriche, sulle base delle quali, unitamente ad altre grandezze, l'Autorità è orientata ad impostare la valutazione della qualità tecnica del SII.

Con riferimento, ancora, al servizio di acquedotto, nel menzionato documento è proposta la definizione degli indicatori di efficienza del servizio concernenti sia i misuratori di processo sia i misuratori d'utenza. Essi integrano, e in parte modificano, gli indicatori definiti con l'MTI³⁷, in coerenza con quanto previsto nella delibera 664/2015/R/idr (MTI-2), che demanda a successivi provvedimenti, nell'ambito delle disposizioni per la regolazione della misura del SII, la definizione dei criteri e degli indicatori per la valutazione dell'efficienza del servizio di misura da utilizzare in caso di avvio di istruttorie specifiche, dovute alle istanze di superamento del limite previsto alla crescita annuale del moltiplicatore tariffario.

A supporto di tali attività di accertamento, nel documento per la consultazione è stata anche proposta una metodologia per la definizione dell'errore di stima commesso nella determinazione dei volumi erogati all'utenza.

Raccolta dei dati sull'efficienza e sulla qualità del SII

Nell'ambito delle funzioni di regolazione e controllo attribuite all'Autorità dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012, con particolare riferimento alla definizione dei livelli minimi e degli obiettivi di qualità del SII per ogni singolo gestore, nonché alla raccolta, all'elaborazione e alla restituzione dei dati statistici e conoscitivi del settore idrico, con la determina 16 febbraio 2016, 1/2016 – DSID, recante *Definizione delle procedure di raccolta dati ai fini dell'Indagine conoscitiva sull'efficienza del servizio idrico integrato e della relativa regolazione della qualità per l'anno 2014*, è stata avviata la seconda edizione della raccolta dati sull'efficienza e sulla qualità del SII, con riferimento ai dati relativi all'anno 2014. La raccolta ha visto il coinvolgimento di tutti i gestori che gestiscono il SII, ovvero ciascuno dei

singoli servizi che lo compongono, nonché di tutti gli enti di governo dell'ambito, tenuti alla validazione dei dati comunicati dai gestori.

Il processo di acquisizione dei dati e delle informazioni avviato dall'Autorità si è reso necessario per perseguire finalità multiple, quali:

- la prosecuzione dell'attività di rappresentazione della situazione delle infrastrutture del SII e dello stato dei servizi che lo compongono, del loro grado di copertura e in particolare dell'efficienza del servizio di misura;
- nelle more dell'applicazione della nuova regolazione della qualità contrattuale del SII prevista con la delibera 655/2015/R/idr, il proseguimento dell'attività di monitoraggio e di verifica della qualità del servizio fornito all'utenza,

³⁷ Cfr. il Titolo 10 dell'Allegato A alla delibera 643/2013/R/idr.

verificando in particolare gli standard attualmente previsti dalle Carte dei servizi, nonché i livelli di raggiungimento degli standard medesimi, con riferimento ai tempi di attivazione della fornitura, di fatturazione e di rettifica della fatturazione, alle richieste di informazioni, ai reclami, agli indennizzi (automatici e non) erogati agli utenti, alla disponibilità di punti di contatto diretto con il gestore (sportelli fisici e *call center*) e ai relativi tempi di attesa, alla disponibilità di forme di risoluzione alternativa delle controversie, alla continuità del servizio.

Con particolare riferimento ai dati tecnici richiesti, l'Autorità ha ritenuto di condurre, in fase di predisposizione della seconda edizione della raccolta dei dati sull'efficienza e sulla qualità del SII, diversi approfondimenti sia con i rappresentanti dell'Unione europea, dell'Istat e di Unioncamere – con l'obiettivo di individuare in modo condiviso a livello euro-unitario e nazionale le grandezze da acquisire per la costruzione di indicatori e variabili rappresentativi dei fenomeni inerenti al SII – sia con le associazioni di categoria, al fine di semplificare e ottimizzare i flussi e gli adempimenti informativi da parte dei gestori e degli enti di governo dell'ambito.

Reclami e segnalazioni degli utenti del SII

L'Autorità tutela i diritti degli utenti dei servizi idrici, ai sensi dell'art. 3, comma 1, lettera l), del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012, anche valutando reclami, istanze, segnalazioni, in ordine al rispetto dei livelli qualitativi e tariffari da parte dei soggetti esercenti, secondo quanto disposto dall'art. 2, comma 12, lettera m), della legge n. 481/95. Ciò avviene tramite la ricezione, la classificazione e l'esame dei reclami.

Nel corso del 2015 sono pervenuti all'Autorità circa 2.900 reclami e segnalazioni attinenti a diverse problematiche sollevate dagli utenti del settore idrico.

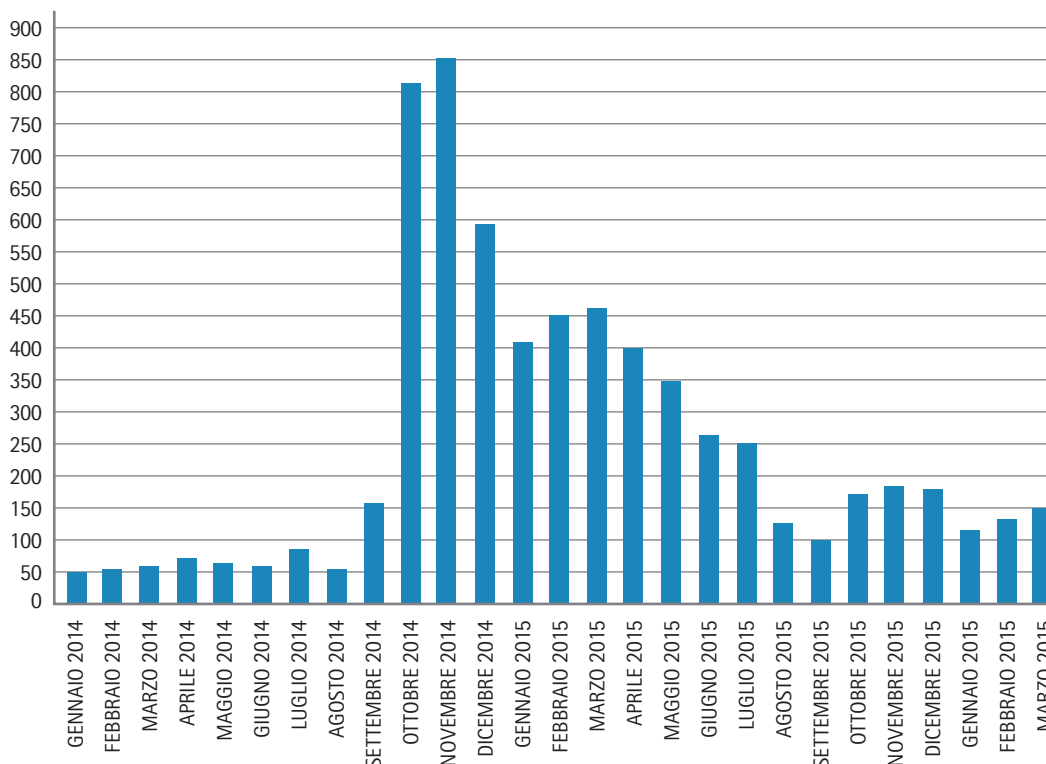
L'andamento relativo agli ultimi due anni, sinteticamente illustrato nella figura 5.1, evidenzia un picco registrato nel periodo ottobre 2014 – marzo 2015, dovuto, soprattutto, all'inserimento in fattura, da parte di alcuni gestori, dei conguagli per partite pregresse che sono stati esposti separatamente in bolletta, sulla base delle disposizioni di cui all'art. 31 della delibera 643/2013/R/idr, sull'approvazione

dell'MTI. Nel corso del 2015, i volumi sembrano essersi assestati, sia pure con valori più elevati rispetto a quelli precedenti il citato picco. Nel 2015 i reclami hanno riguardato soprattutto problematiche attinenti alle tariffe (65%, inclusi i conguagli per partite pregresse), alla fatturazione dei consumi (17%), alla morosità (7%); in misura più limitata, le controversie attengono ad aspetti di qualità del servizio o all'esecuzione di allacciamenti/lavori (4%), mentre il restante 7% si suddivide su tematiche varie.

Va segnalato che, in attuazione del Protocollo di intesa integrativo in materia di tutela del consumatore tra l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e l'Autorità, di cui alla delibera 16 ottobre 2014, 505/2014/A, sono stati trasmessi all'Autorità garante della concorrenza e del mercato i reclami aventi a oggetto potenziali pratiche commerciali scorrette, per le valutazioni di competenza.

FIG. 5.1

Reclami e richieste di informazioni attinenti al Sistema idrico pervenuti all'Autorità negli anni 2014, 2015 e nel primo trimestre 2016



Fonte: AEEGSI.

Promozione delle procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie

In vista della definizione di un sistema di tutele e di risoluzione extragiudiziale delle controversie per gli utenti del servizio idrico integrato, anche alla luce delle risultanze dell'Indagine conoscitiva di cui alla delibera 12 marzo 2015, 97/2015/E/idr (cfr. la *Relazione Annuale* 2015, Capitolo 5, Volume I) e del previsto aggiornamento dei dati per il 2014, tenuto conto dell'evoluzione del quadro normativo e regolatorio in tema di strumenti di tutela per gli utenti e i consumatori, con il documento per la consultazione 26 novembre 2015, 562/2015/E/com, che si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 5 novembre 2015, 522/2015/E/com, l'Autorità ha sottoposto agli *stakeholders* del settore uno schema di disciplina delle modalità di svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione delle

controversie tra i clienti e gli utenti finali e gli operatori nei settori regolati. In particolare, l'Autorità, in considerazione dell'operatività del meccanismo obbligatorio di conciliazione, quale condizione di procedibilità dell'azione giudiziale nei settori di competenza, ha proposto di sospendere tale operatività per gli utenti del SII, non esistendo allo stato attuale un sistema di tutele paragonabile, nella sua articolazione, a quello operante nei settori energetici. È stato ipotizzato che la maturità del settore, ai fini della sua riconduzione nell'ambito di applicazione del meccanismo, potrebbe, tra l'altro, essere connessa all'individuazione di una procedura di conciliazione, quale è il Servizio conciliazione clienti energia – approvato con la delibera 21 giugno 2012, 260/2012/E/com – per i settori energetici, se non anche

l'estensione applicativa del Servizio medesimo alle controversie degli utenti finali nei confronti dei gestori. Come illustrato nel predetto documento per la consultazione, ciò necessiterebbe di un apposito intervento normativo, volto ad ampliare le materie per le quali l'Autorità possa avvalersi di un soggetto esterno per la gestione operativa di tale procedura, come l'Acquirente unico, che gestisce il Servizio conciliazione per conto dell'Autorità. Sul punto, nel documento si sottolinea come l'art. 32 del c.d. "DDL concorrenza" abbia previsto che l'Autorità debba garantire, tra l'altro, il trattamento efficace delle procedure di conciliazione per tutti i settori oggetto di regolazione e controllo

a beneficio dei clienti finali e degli utenti dei predetti settori, anche avvalendosi dell'Acquirente unico.

Nell'ambito della più ampia raccolta dati di cui alla determina 1/2016 – DSID, l'Autorità ha chiesto agli operatori del settore specifici dati sulle procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra gli utenti e i gestori del SII per l'anno 2014, anche al fine di ampliare il periodo temporale dell'Indagine conclusa con la menzionata delibera 97/2015/E/idr e di fornire i primi riscontri alle evidenze emerse in quella occasione.

6.

Vigilanza e contenzioso

Intersettoriale

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

Le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico sono finalizzate alla verifica delle condizioni di erogazione dei servizi di pubblica utilità e della corretta applicazione delle disposizioni imposte dall'Autorità a tutela dei clienti finali. Nel corso del 2015, l'attività di vigilanza dell'Autorità si è svolta attraverso lo svolgimento di:

- Indagini conoscitive, in merito a tematiche individuate come prioritarie dal *Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018* (misura, fatturazione e investimenti), nonché a problematiche emerse nel corso dell'anno (interruzioni del servizio elettrico dei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti nelle regioni Emilia Romagna e Lombardia; sicurezza del servizio di trasporto di gas naturale; gestione degli adempimenti connessi alla risoluzione del contratto di trasporto dell'energia elettrica da parte di Enel Distribuzione);
- verifiche ispettive in loco, relativamente ad un ampio spettro di materie (da quelle identificate come strategiche e già oggetto di approfondimenti istruttori, alla tutela dei consumatori, alle tariffe e alla qualità del servizio, al corretto funzionamento dei mercati, al controllo degli incentivi erogati);

- controlli documentali, in particolare relativi alle convenzioni di cessione dell'energia elettrica stipulate ai sensi del provvedimento CIP6 e con scadenza successiva al settembre 2009, alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità e al rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires e degli obblighi conseguenti.

Per svolgere la maggior parte delle proprie attività di accertamento e di ispezione, l'Autorità si è avvalsa della collaborazione della Guardia di Finanza, sulla base di quanto stabilito dal vigente Protocollo d'intesa tra le due istituzioni, ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo 6 maggio 2011, n. 68, che prevede l'intervento del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico (istituito l'1 luglio 2015), le cui competenze hanno assorbito quelle della II Sezione del Gruppo lavori pubblici ed energia del soppresso Nucleo speciale tutela mercati.

Il coinvolgimento della Guardia di Finanza si è confermato negli anni come essenziale, in particolare nello svolgimento degli accertamenti relativi ai contributi pubblici, nonché per le nuove attività di controllo avviate nel 2014 nell'ambito del settore idrico e della tutela dei consumatori, considerate le peculiarità istituzionali del Corpo, quale organo di polizia economica e finanziaria.

Istruttoria conoscitiva relativa all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica

Con la delibera 6 agosto 2015, 413/2015/E/eel, l'Autorità ha concluso l'indagine conoscitiva relativa all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, avviata con la delibera 31 ottobre 2013, 475/2013/E/eel, con l'approvazione di un resoconto finale dell'indagine e con l'attribuzione di mandati agli Uffici per l'effettuazione di attività conseguenti agli accertamenti.

La predetta indagine si è focalizzata sulle attività di misura eseguite dai gestori di rete in relazione all'installazione dei misuratori, all'acquisizione da remoto dei dati di misura, nonché all'archiviazione e alla trasmissione dei dati di misura agli esercenti la vendita e al Gestore dei servizi energetici (GSE).

Le informazioni ricavate, acquisite grazie a una specifica raccolta dati on line, attraverso incontri e richieste di informazioni a Terna e al GSE, nonché mediante l'effettuazione di otto verifiche ispettive nei confronti di altrettante imprese distributrici (cfr. anche *infra*) hanno consentito di individuare e approfondire numerosi problemi nell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica.

Le maggiori criticità riscontrate hanno riguardato:

- il sistema di misura dell'energia elettrica entrante e uscente dalla Rete di trasmissione nazionale (RTN);
- l'acquisizione in telelettura dei dati di misura;
- il sistema di invio al GSE dei dati di misura rilevati.

In esito all'indagine, l'Autorità ha finalizzato alcuni interventi di aggiornamento, di modifica o di integrazione della vigente regolazione in materia di misura dell'energia elettrica (delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel) e interventi di tipo prescrittivo nei confronti degli esercenti (delibera 21 dicembre 2015, 639/2015/E/eel), al fine di favorire la risoluzione dei problemi riscontrati. Ulteriori provvedimenti sono previsti nel corso del 2016.

Indagine conoscitiva in materia di fatturazione delle forniture di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni

Con la delibera 17 settembre 2015, 440/2015/E/com, è stata chiusa l'indagine conoscitiva avviata con la delibera 28 novembre 2013, 542/2013/E/com, in materia di modalità e tempistiche di

fatturazione adottate nell'ambito del servizio di vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni, serviti in regime di tutela o nel mercato libero.

L'indagine era stata avviata in considerazione dell'elevato numero di reclami ricevuti dallo Sportello per il consumatore di energia (Sportello) in materia di fatturazione da parte dei clienti finali, sia nel settore dell'energia elettrica sia in quello del gas naturale.

L'indagine è stata condotta con riferimento al servizio di vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni (intesi come clienti domestici e clienti non domestici serviti in bassa tensione o con consumi di gas inferiori a 200.000 S(m³)/anno), serviti in regime di tutela o a condizioni di libero mercato, e si è svolta attraverso una raccolta di dati e informazioni presso un campione di 140 venditori e un programma di verifiche ispettive.

Al fine di raggiungere la massima rappresentatività del campione delle imprese partecipanti alla raccolta dati, con la delibera 4 dicembre 2014, 592/2014/E/com, sono state intimate 27 società venditrici che non avevano ancora trasmesso i questionari alla data prevista, mentre con le delibere 29 maggio 2015, 248/2015/S/gas, e 4 giugno 2015, 265/2015/S/gas, sono stati avviati due procedimenti sanzionatori nei confronti di due esercenti che non hanno adempiuto all'intimazione.

Le risultanze dei questionari e delle verifiche ispettive hanno posto in luce la presenza di problematiche connesse sia a carenze di carattere organizzativo e prestazionale da parte di alcune aziende sia ad aspetti regolatori già in corso di aggiornamento da parte dell'Autorità, tra i quali la fatturazione nel mercato *retail*, oggetto di consultazione con il documento 30 luglio 2015, 405/2015/R/com. In particolare, con riferimento al rapporto tra i distributori e i venditori, dall'indagine è emersa la presenza di contatori non telegestiti nel settore elettrico, di dati di misura sia elettrici sia gas messi a disposizione dai distributori in ritardo rispetto a quanto previsto dalla regolazione, nonché un'alta incidenza dei valori stimati nelle misure trasmesse ai venditori.

Con riferimento al ruolo del venditore, è risultata chiara la priorità attribuita dagli esercenti, sia del settore gas sia di quello elettrico, al rispetto dei propri cicli di fatturazione, a discapito dell'utilizzo di una maggiore percentuale dei dati di misura effettivi; in alcuni casi è, altresì, emerso che la fatturazione avviene senza attendere la data prevista dalla normativa per la messa a disposizione dei dati di misura, producendo di conseguenza un aumento delle fatture stimate e di quelle a conguaglio al cliente finale. La periodicità di

fatturazione è sostanzialmente rispettata, con alcune eccezioni nel settore del gas.

Con riferimento al rapporto tra il venditore e il cliente finale, è risultato che i clienti finali utilizzano in maniera apprezzabile le autoletture, le quali nel settore del gas costituiscono una fonte importante per determinare i dati di consumo, essendo in servizio pochi misuratori teleletti. Nel settore elettrico le autoletture trasmesse non sono, invece, utilizzate dal venditore, che utilizza ai fini della fatturazione i dati di misura messi a disposizione dal distributore e riferiti allo stesso periodo. Restano, comunque, quote rilevanti di consumi stimati in fattura, relativamente ai quali si renderebbe utile l'utilizzo dell'autolettura.

Nell'ambito dell'Indagine sono stati approfonditi anche altri aspetti della fatturazione, come la gestione degli indennizzi automatici, le modalità di recapito e di pagamento, la possibilità di rateizzazione, le fatture di chiusura, le volture, i depositi cauzionali, lo *switching* e il bonus.

A supporto dell'Indagine, sono state effettuate otto verifiche ispettive nei confronti di altrettanti venditori.

Indagine conoscitiva in materia di investimenti delle imprese regolate

Con la delibera 6 giugno 2014, 256/2014/E/com, l'Autorità ha avviato un'Indagine conoscitiva in materia di investimenti effettuati dalle imprese dei settori regolati per verificare la correttezza delle informazioni comunicate alla medesima Autorità e fornire elementi utili ai fini di una valutazione della congruità e della coerenza degli stessi con il contesto settoriale; per svolgere questa attività, l'Autorità si è avvalsa della collaborazione del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza.

L'Indagine ha, innanzitutto, approfondito le informazioni trasmesse da 16 imprese di distribuzione di energia elettrica della provincia autonoma di Bolzano per la determinazione delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione, approvate in via provvisoria, per gli anni 2012, 2013 e 2014, con le delibere 3 aprile 2014, 153/2014/R/eel e 154/2014/R/eel.

Con la delibera 2 aprile 2015, 146/2015/R/eel, l'Indagine è stata estesa a ulteriori sette imprese di distribuzione dell'energia elettrica (anch'esse operanti prevalentemente nella provincia autonoma di Bolzano), le cui tariffe sono risultate superiori al doppio del valore medio nazionale.

È stato richiesto alle imprese di fornire la documentazione contabile comprovante la tipologia e l'ammontare degli investimenti realizzati e dichiarati in RAB (*Regulatory Asset Base*). Le verifiche svolte hanno permesso di rilevare diverse irregolarità che hanno prodotto effetti sul calcolo del capitale remunerato ai fini tariffari.

Gli approfondimenti eseguiti hanno consentito, tra l'altro, di individuare casi in cui gli operatori:

- non disponevano della documentazione comprovante gli incrementi patrimoniali dichiarati;
- hanno dichiarato in RAB incrementi patrimoniali afferenti all'attività di produzione di energia elettrica (o ad altre attività non rientranti tra quelle regolate dall'Autorità).

Dall'attività di controllo è, inoltre, emerso che alcune imprese non hanno detratto dal valore degli investimenti dichiarati i contributi percepiti dalla Provincia autonoma di Bolzano per l'esecuzione degli allacciamenti, dei potenziamenti di rete e dei piani di elettrificazione (ai sensi dell'art. 8 della legge provinciale 30 agosto 1972, n. 18), determinando, di fatto, un'indebita remunerazione tariffaria a proprio favore.

Le verifiche eseguite hanno comportato una complessiva riduzione del valore degli investimenti dichiarati in RAB nelle annualità considerate pari a circa 3 milioni di euro; a questo importo va sommato l'ammontare dei contributi in conto capitale percepiti dalle imprese che non è stato dichiarato in RAB o portato in detrazione dal costo storico lordo degli investimenti dichiarati, pari a circa 1 milione di euro.

Nei confronti delle suddette imprese sono stati avviati procedimenti sanzionatori per l'accertamento della violazione degli obblighi informativi funzionali alle determinazioni tariffarie del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Per una illustrazione dettagliata dei citati procedimenti, si rimanda al paragrafo "Procedimenti sanzionatori e prescrittivi" di questo Capitolo.

Con la delibera 1 aprile 2016, 154/2016/E/com, è stata chiusa l'Indagine conoscitiva in merito agli approfondimenti svolti nei confronti delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica, individuate con le delibere 153/2014/R/eel, 154/2014/R/eel e 146/2015/R/eel, con l'approvazione di una relazione finale.

Con la delibera 6 agosto 2015, 412/2015/E/eel, l'Indagine conoscitiva sugli investimenti delle imprese regolate, avviata con la delibera dell'Autorità 256/2014/E/com, è stata estesa ai costi degli impianti

di rete per la connessione realizzati dai produttori di energia elettrica, al fine di verificarne la congruità e la coerenza rispetto a quelli comunicati da Enel Distribuzione. L'attività di controllo documentale, che si concluderà entro il primo semestre 2016, ha per oggetto:

- la congruità della valorizzazione economica e patrimoniale degli impianti di rete acquisiti dai produttori;
- la congruità degli oneri richiesti ai produttori per l'attività di collaudo degli impianti di rete;
- le modalità di applicazione delle disposizioni del *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA) che regolano il coordinamento per la realizzazione di impianti di rete asserviti a più soggetti richiedenti;
- il corretto trattamento, ai fini tariffari, dei cespiti acquisiti e dei contributi percepiti in applicazione del TICA.

Indagine conoscitiva in materia di sicurezza delle reti di trasporto di gas naturale, anche in relazione all'evento verificatosi nella giornata del 20 febbraio 2014 sul gasdotto della rete di trasporto di gas naturale in località Serra Riccò (GE)

Con la delibera 25 giugno 2015, 299/2015/E/gas, l'Autorità ha concluso l'Indagine conoscitiva avviata con la delibera 17 aprile 2014, 175/2014/E/gas, in materia di sicurezza delle reti di trasporto di gas naturale, anche in relazione all'evento verificatosi nella giornata del 20 marzo 2014 sul gasdotto della rete regionale di trasporto di gas naturale in località Serra Riccò (GE), gestita da Snam Rete Gas. L'evento aveva determinato l'interruzione del servizio sulla rete regionale di trasporto, con ripercussioni sul regolare svolgimento dei servizi di trasporto e di distribuzione del gas in diversi comuni della provincia di Genova. L'attività istruttoria ha riguardato sia l'evento citato a Serra Riccò sia eventi analoghi registrati dal 2010 ad oggi, nonché le politiche di prevenzione adottate dall'impresa. Nel corso dell'Indagine sono stati richiesti dati e informazioni anche alle altre nove società di trasporto operanti sul territorio nazionale (SGI, Retragas, Metanodotto Alpino, Italcogim Trasporto, Netenergy Service, ITG, Gas Plus Trasporto, Energie e C.M.V.T.G.).

Con riferimento all'evento verificatosi a Serra Riccò, l'attività istruttoria ha evidenziato che Snam Rete Gas e i distributori coinvolti (Genova Reti Gas e Italgas) hanno sostanzialmente rispettato le disposizioni dell'Autorità; inoltre Snam Rete Gas ha assicurato il

necessario coordinamento con le imprese di distribuzione coinvolte e ha effettuato la sorveglianza del tratto interessato dall'evento incaricando una società di elisorveglianza. I rapporti di sorveglianza ricevuti da Snam Rete Gas hanno però evidenziato, tra l'altro, più segnalazioni relative a condizioni anomale di interrimento del metanodotto e di lavori edili nei pressi del metanodotto. A fronte delle segnalazioni ricevute, non risultano essere stati attuati interventi da parte di Snam Rete Gas. Inoltre, l'istruttoria ha evidenziato che il tratto di rete interessato dall'evento è classificato in stato di protezione catodica efficace con telecontrollo, in base ai criteri definiti dalla regolazione, e che l'impianto di distribuzione di Genova Reti Gas presenta deficit strutturali (scarsa disponibilità di spazi per posizionare i carri bombolai presso le cabine REMI - cabine di regolazione e misure poste nei punti di consegna della rete di distribuzione, funzionali alla rilevazione delle quantità di gas prelevato dai corrispondenti punti della rete di trasporto -, nonché configurazione della rete inadeguata a rimanere in esercizio con le sole tre cabine REMI rimaste in servizio a seguito dell'evento di Serra Riccò). Con riferimento agli eventi analoghi a quello verificatosi a Serra Riccò dal 2010 in poi, nel corso dell'Indagine conoscitiva è emerso che Snam Rete Gas, dal 2010 al 2014, ha gestito 69 casi simili.

Altre quattro società di trasporto operanti sul territorio nazionale (SGI, Retragas, Metanodotto Alpino e Italcogim Trasporto) hanno dichiarato che nel periodo 2010-2013 si sono verificati complessivamente, sulle reti di propria competenza, 13 eventi simili a quello avvenuto a Serra Riccò.

Le rimanenti cinque società di trasporto operanti sul territorio nazionale hanno dichiarato che non si sono verificati eventi sulle proprie reti nel periodo oggetto dell'Indagine.

In merito alle politiche di prevenzione, nel corso dell'Indagine è risultato, tra l'altro, che Snam Rete Gas commissiona indagini geologiche con lo scopo di produrre report sui territori attraversati dai gasdotti gestiti con particolari caratteristiche idrogeologiche, mentre SGI compie attività di monitoraggio sulle condizioni idrogeologiche del territorio di competenza della sua rete.

Dall'Indagine si è evinto che SGI ha prodotto rapporti annuali sullo stato elettrico, dai quali risultano valori di protezione catodica non efficace per diverse tratte di rete di trasporto, e che non ha compilato i medesimi rapporti secondo quanto previsto dalle norme disposte dall'Autorità. È stato, pertanto, avviato un procedimento con procedura semplificata (delibera 26 novembre 2015, 564/2015/S/gas) nei confronti della stessa SGI, chiuso con la medesima delibera.

Gli esiti dell'Indagine sono stati inviati al Ministero dello sviluppo economico, alla Procura della Repubblica di Genova e al Comune di Genova; con decreto del Ministero dell'interno 3 febbraio 2016, recante *Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione e l'esercizio dei depositi di gas naturale con densità non superiore a 0,8 e dei depositi di biogas, anche se di densità superiore a 0,8*, sono state disciplinate, tra l'altro, le caratteristiche delle aree di sosta per carri bombolai in prossimità degli impianti di riduzione e di misura, in caso di alimentazione diretta di reti da carri bombolai.

Istruttoria conoscitiva relativa alle interruzioni del servizio elettrico accadute nei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti in vaste aree delle regioni Emilia Romagna e Lombardia

Con la delibera 10 marzo 2015, 96/2015/E/eel, l'Autorità ha avviato un'Indagine conoscitiva sulle interruzioni del servizio elettrico accadute nei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti in vaste aree delle regioni Emilia Romagna e Lombardia, a seguito del numero rilevante degli utenti interessati dai disservizi (circa 450.000) e della vastità del territorio colpito dalle eccezionali precipitazioni nevose, nonché delle segnalazioni e delle richieste di incontri ricevute da parte delle istituzioni regionali, provinciali e locali che hanno manifestato preoccupazione per l'impatto, anche sociale, delle interruzioni, per lo stato della rete e per la scarsa efficacia della procedure di comunicazione e relazione con le istituzioni pubbliche adottate in occasione delle interruzioni.

L'obiettivo dell'istruttoria era, pertanto, quello di acquisire informazioni e dati utili per valutare:

- se Terna e le imprese distributrici avessero agito nel rispetto degli obblighi di servizio finalizzati ad assicurare la pronta riparazione dei guasti e la tempestiva ripresa del servizio in condizioni di sicurezza;
- se le imprese distributrici avessero agito in conformità ai piani di emergenza da esse predisposti, ai sensi del *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* (TIQE), in conformità alle *Linee guida* CEI 0-17 del Comitato elettrotecnico italiano (CEI), e in particolare se vi fosse stata un'adeguata tempestività da parte delle imprese distributrici nell'informare le pubbliche autorità competenti circa le possibili tempistiche di ripresa del servizio;

- l'esistenza dei presupposti per eventuali interventi di natura sanzionatoria, in caso di violazione di provvedimenti dell'Autorità;
- l'esistenza dei presupposti per possibili interventi, di natura regolatoria, anche di tipo prescrittivo, con riferimento alle attività di prevenzione e di riduzione dei disservizi a fronte di eventi meteorologici di particolare intensità e di tempestivo ripristino del servizio, anche nella prospettiva del nuovo periodo di regolazione con inizio dall'1 gennaio 2016.

L'Indagine è stata chiusa con la delibera 30 dicembre 2015, 644/2015/E/eel, che ha approvato la Relazione conclusiva sulle interruzioni del servizio elettrico occorse nei giorni 5 e 6 febbraio 2015 e seguenti, in Emilia Romagna e Lombardia.

Dall'analisi effettuata è emerso che gli eventi interruttivi, occorsi a partire dal 5 febbraio 2015 nelle regioni Emilia Romagna e Lombardia, sono riconducibili ad un unico evento meteorologico che, per le caratteristiche con le quali si è manifestato (elevata densità della neve, numerosità dei guasti provocati ed estensione territoriale delle aree impattate), è da considerarsi come del tutto eccezionale.

Nelle conclusioni della Relazione è stato evidenziato che, per quanto riguarda le interruzioni originate sulla rete di trasmissione, nonostante l'intensità dell'evento meteorologico e il numero dei guasti, il ripristino della rete in alta tensione e la rialimentazione del carico disalimentato sono avvenuti mediamente dopo circa 4/9 ore dall'inizio dei disservizi, ad eccezione della provincia di Bologna, dove due disalimentazioni di modesta entità, quanto ad energia non servita, hanno interessato anche i giorni successivi il 6 febbraio.

Per quanto riguarda le interruzioni originate sulla rete di distribuzione, si sono registrati impatti e durate superiori, fino ai casi di circa 8.000 utenti disalimentati per cinque giorni, che hanno coinvolto significativamente le province di Brescia, Cremona, Mantova, Bologna, Modena, Parma e Reggio Emilia nelle aree servite da Enel Distribuzione e da Hera. Tale effetto è, da un lato, intrinsecamente correlato alla necessità di risolvere prioritariamente i guasti a livelli di tensione superiore e con impatti più estesi, in una situazione estremamente critica per numerosità di utenti interessati dai disservizi e vastità del territorio colpito dalle precipitazioni nevose; dall'altro, ha generato delle incoerenze nelle azioni delle imprese distributrici rispetto ai propri piani di emergenza e altre incongruenze, di seguito elencate:

- incompleta dichiarazione dello stato di emergenza da parte di Enel Distribuzione (Emilia Romagna);
- mancata dichiarazione dello stato di crisi da parte di Enel Distribuzione (Emilia Romagna e Lombardia);
- costituzione informale della unità di crisi territoriale di Enel Distribuzione a Brescia, anziché a Milano (Lombardia);
- indisponibilità di informazioni sul numero di utenti disalimentati e sui tempi previsti di ripristino da parte di Enel Distribuzione (Emilia Romagna);
- mancata indicazione della data di approvazione e di eventuali aggiornamenti del piano di emergenza di AEM Torino Distribuzione (ai sensi del Capitolo 4 della Guida CEI 0-17);
- incompletezza del piano di Enel Distribuzione (Emilia Romagna), con particolare riferimento all'attività di monitoraggio delle interruzioni.

Pertanto, la delibera 644/2015/E/eel ha stabilito:

- di prescrivere alla società AEM Torino Distribuzione di aggiornare il proprio piano di emergenza;
- di prescrivere alla società Enel Distribuzione di completare il piano di emergenza relativo alla Direzione territoriale rete Emilia Romagna e Marche, secondo quanto indicato in motivazione.

Le suddette imprese distributrici hanno inviato all'Autorità il proprio piano di emergenza aggiornato, come disposto dalla summenzionata delibera; inoltre, gli Uffici dell'Autorità stanno valutando di intraprendere eventuali seguiti prescrittivi e/o sanzionatori nei confronti di Enel Distribuzione e di AEM Torino Distribuzione.

Per effetto delle disposizioni del TIQE, che prevede standard e rimborsi automatici in base alla durata massima delle interruzioni per gli utenti connessi in media tensione e per quelli connessi in bassa tensione, agli utenti coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico accadute nei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti, sono stati complessivamente erogati indennizzi per un totale pari a circa 35 milioni di euro.

Con riferimento agli interventi di natura regolatoria, con le delibere 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel, *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023*, e 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel, *Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di*

regolazione 2016-2023, l'Autorità ha posto le basi per valutare la sostenibilità regolatoria di meccanismi finalizzati a ridurre l'impatto determinato dal fuori servizio di ampie porzioni di reti in alta e in media tensione, tra cui la predisposizione, per Terna e per le imprese distributrici con più di 50.000 utenti, di un piano di lavoro finalizzato all'adozione di misure volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico. Tale piano deve contenere, oltre a una disamina tecnica, elementi di costo e di beneficio, alla luce degli effetti degli eventi meteorologici severi e persistenti occorsi negli ultimi 15 anni. Verrà inoltre istituito, nel corso del 2016, un tavolo di lavoro sulla qualità del servizio, mirato all'approfondimento in tema di qualità del servizio relativamente alla resilienza del sistema elettrico e alla possibilità di una regolazione basata sul meccanismo premi/penalità delle interruzioni senza preavviso di lunga durata, anche dovute a forza maggiore.

Infine, in tema di rimborsi automatici, con la delibera 646/2015/R/eel è stato disposto l'allineamento graduale degli standard sul tempo massimo di ripristino dell'alimentazione di energia elettrica a otto ore per le utenze in bassa tensione e a quattro ore per le utenze in media tensione, superando in tal modo la previgente differenza tra centri rurali e centri urbani e rafforzando, dunque, la tutela dei consumatori.

Istruttoria conoscitiva su segnalate anomalie nella gestione degli adempimenti connessi alla risoluzione del contratto di trasporto dell'energia elettrica da parte di Enel Distribuzione

Con la delibera 26 marzo 2015, 137/2015/E/eel, l'Autorità ha avviato un'Istruttoria conoscitiva sulle modalità di gestione, da parte di Enel Distribuzione, della risoluzione di un contratto di trasporto per inadempimento dell'utente. Alcuni clienti finali avevano, infatti, segnalato all'Autorità anomalie e inadempienze da parte dell'impresa distributtrice. In particolare, vi sarebbero state comunicazioni tardive, in quanto pervenute oltre la data indicata per la presentazione della richiesta di *switching*, funzionale ad evitare l'attivazione dei servizi di ultima istanza, ed inviate senza l'osservanza delle vigenti previsioni normative.

L'Istruttoria è finalizzata alla verifica del rispetto, da parte dell'impresa di distribuzione, degli adempimenti informativi imposti dalle norme regolatorie. In tale ambito sarà, altresì, valutato se eventuali omissioni e ritardi abbiano reso impossibile, stante le tempistiche

TAV. 6.1

Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2011-2015

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2011	2012	2013	2014	2015
Tutela dei consumatori	1	-	-	11	16
Tariffe e <i>unbundling</i>	6	3	2	6	2
Qualità del servizio	87	87	87	92	83
Mercati all'ingrosso e <i>retail</i>	7	-	-	-	2
Connessione degli impianti di produzione	2	5	18	3	2
Impianti incentivati	31	35	28	22	14
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato	-	-	-	6	9
TOTALE	134	130	135	140	128
Di cui in collaborazione con:					
Guardia di Finanza – Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico	103	95	107	118	114
Stazione sperimentale per i combustibili	56	63	59	68	55
Cassa conguaglio per il settore elettrico, ora CSEA	-	3	2	4	6
GSE	31	37	38	22	14

Fonte: AEEGSI.

previste dalla vigente disciplina in tema di *switching*, il cambio del fornitore, in tempo utile per evitare di essere serviti almeno per un mese nell'ambito del ben più oneroso servizio di salvaguardia. Sarà, infine, accertato il rispetto del criterio della parità di trattamento dei clienti finali, attraverso una verifica a campione sui nuovi venditori, scelti dai clienti finali interessati dalla risoluzione, che hanno evitato l'attivazione dei servizi di ultima istanza, tra i quali rientra il servizio di salvaguardia.

Gli esiti dell'Istruttoria saranno resi noti nel corso del primo semestre 2016.

Verifiche ispettive

Per svolgere le attività di verifica con sopralluogo presso operatori, impianti, processi e servizi regolati, l'Autorità si avvale anche della collaborazione di soggetti di comprovata autorevolezza ed esperienza nelle attività ispettive e di verifica tecnica ed economica nei settori regolati:

- la Guardia di Finanza;
- la Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria – Stazione sperimentale per i combustibili della Camera di commercio di Milano (Innovhub), per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità del gas, effettuati tramite i prelievi a sorpresa del gas

naturale sulle reti di distribuzione, secondo quanto previsto da un contratto rinnovato annualmente;

- la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), per le verifiche e i sopralluoghi presso le imprese elettriche minori e presso i fornitori di energia elettrica per il controllo dell'applicazione delle agevolazioni agli oneri generali di sistema per gli utenti a forte consumo energetico;
- il GSE, per l'espletamento di attività tecniche sottese all'accertamento e alla verifica dei costi a carico dei clienti, quali maggiorazioni e ulteriori componenti del prezzo finale dell'energia, come previsto dall'art. 27 della legge 23 luglio 2009, n. 99 (delibere 28 dicembre 2009, GOP 71/09, 16 luglio 2010, GOP 43/10, 29 novembre 2012, 509/2012/E/com, e 15 dicembre 2015, 597/2015/E/com).

Nell'anno 2015 sono state effettuate nel complesso 128 verifiche ispettive (Tav. 6.1), un numero in linea con quello del 2014, a eccezione del numero di ispezioni svolte in avvalimento del GSE, in netto calo (dalle 22 del 2014 alle 14 del 2015), dato il progressivo esaurimento degli impianti incentivati ai sensi del provvedimento CIP6 ancora da ispezionare (vedi *infra*). Infatti, delle 128 verifiche ispettive, 114, ossia circa il 90%, sono state svolte dall'Autorità, in collaborazione con il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza (fino al 30 giugno Nucleo speciale tutela mercati).

TAV. 6.2

Dettaglio delle attività
ispettive svolte nel periodo
2011-2015

ARGOMENTO	2011	2012	2013	2014	2015
Tutela dei consumatori					
Qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale	1	-	-	-	-
Misura dell'energia elettrica	-	-	-	5	3
Fatturazione a clienti finali di energia elettrica e di gas di medie e piccole dimensioni	-	-	-	3	5
Contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	-	-	-	3	3
Agevolazioni negli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica					5
Tariffe e unbundling					
Distribuzione gas	3	-	-	-	-
Integrazione tariffaria alle imprese elettriche minori	-	3	2	4	1
Unbundling e tariffe elettriche	2	-	-	-	-
Unbundling e tariffe di stoccaggio del gas naturale	1	-	-	-	-
Unbundling distribuzione gas	-	-	-	2	-
Trasporto gas					1
Qualità del servizio					
Continuità del servizio elettrico	10	5	7	7	4
Incentivi per misuratori elettronici	3	4	4	6	6
Qualità del trasporto elettrico	-	-	1	1	1
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	56	63	59	68	55
Incentivi della sicurezza gas	5	3	6	5	6
Sicurezza del servizio gas	2	3	-	1	-
Servizio di pronto intervento gas	11+CT ^(A)	9+CT ^(A)	10+CT ^(A)	4+CT ^(A)	11+CT ^(A)
Mercati all'ingrosso e retail					
Impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammessi alla reintegrazione dei costi	7	-	-	-	-
Regolamento REMIT per i mercati all'ingrosso dell'energia					2
Connessione degli impianti di produzione					
Condizioni di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione	2	3	3	3	-
Effettiva entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici ai fini degli incentivi del IV Conto energia	-	2	15	-	-
Adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in media tensione					2
Impianti incentivati					
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	31	35	28	22	14
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato					
Determinazione e applicazione delle tariffe, restituzione, remunerazione del capitale investito agli utenti, trasparenza della fatturazione, Carta dei servizi, efficienza della misura, tariffe d'ufficio, esclusione dall'aggiornamento tariffario	-	-	-	6	9
TOTALE	134	130	135	140	128

(A) CT = controlli telefonici.

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.3

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media e due piccole imprese.	Verifica delle modalità di espletamento del servizio di misura dell'energia elettrica.	Esiti delle verifiche ispettive acquisiti nell'ambito dell'Indagine conoscitiva in materia di misura elettrica. Intimazione a una media impresa per il rispetto dei tempi di messa a disposizione dei dati di misura.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: AEEGSI.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica in materia di erogazione del servizio di misura

Gennaio-Febbraio 2015

Di queste, 55 hanno riguardato controlli tecnici effettuati anche in collaborazione con la Innovhub. La CSEA ha collaborato con l'Autorità nel campo delle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori e nel controllo dell'applicazione delle agevolazioni agli oneri generali di sistema per gli utenti a forte consumo energetico.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica in materia di erogazione del servizio di misura

Nel periodo gennaio 2015 - febbraio 2015 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, tre verifiche ispettive, a completamento del programma di ispezioni approvato con la delibera 2 ottobre 2014, 469/2014/E/eel, nei confronti di cinque imprese di distribuzione di energia elettrica, in materia di erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica. Le verifiche ispettive hanno interessato una media impresa e due piccole imprese di distribuzione elettrica. Le verifiche ricadevano nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sul servizio di misura dell'energia elettrica, avviata con la delibera 475/2013/E/eel, e conclusa con la delibera 413/2015/E/eel, e hanno fornito indicazioni utili al riscontro dei dati già trasmessi dalle società all'Autorità nell'ambito della medesima Indagine conoscitiva.

L'attività ispettiva è stata, inoltre, rivolta alla verifica delle modalità di espletamento del servizio di misura dell'energia elettrica, con particolare riguardo:

- al funzionamento dei sistemi di acquisizione dei dati di misura;
- alle modalità di validazione, registrazione e messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica;
- alle modalità di trasmissione dei dati di misura.

In esito a una verifica ispettiva effettuata nel 2014 sempre in materia di misura elettrica, con la delibera 639/2015/E/eel è stato intimato a

una media impresa di adeguare la propria organizzazione al fine di trasferire nel proprio sistema di fatturazione i dati di misura acquisiti in maniera corretta e in tempo utile per rispettare le scadenze di invio prescritte dalle norme definite dall'Autorità.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.3.

Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la vendita di energia elettrica e di gas in materia di fatturazione delle forniture ai clienti finali di piccole dimensioni

Nel periodo febbraio 2015 - marzo 2015 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, le ultime cinque delle otto verifiche ispettive previste, a completamento del programma approvato con la delibera 2 ottobre 2014, 470/2014/E/com, nei confronti di imprese di vendita di energia elettrica e di gas, in materia di fatturazione delle forniture ai clienti finali di piccole dimensioni.

Le verifiche ispettive del 2015 hanno interessato tre grandi imprese e due medie imprese di vendita.

Le ispezioni si sono rese necessarie per accertare le cause dei disservizi in materia di fatturazione, segnalate dai clienti finali di piccola dimensione (domestici, PMI) allo Sportello.

Le verifiche ricadevano nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sul servizio di fatturazione, avviata con la delibera 542/2013/E/com e conclusa con la delibera 440/2015/E/com; pertanto, gli elementi raccolti nel corso dei sopralluoghi sono stati utilizzati anche a beneficio dell'Indagine stessa.

Gli esercenti sono stati individuati in base alla rilevanza dei disservizi in tema di fatturazione riscontrati dallo Sportello, in rapporto al numero di clienti serviti - escludendo sia gli esercenti nei confronti dei quali sono in corso procedimenti sanzionatori sia gli esercenti nei confronti dei quali sono stati attivati procedimenti sanzionatori che si sono conclusi nel 2014 - oppure in base al numero dei clienti serviti.

TAV. 6.4

Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la vendita in materia di fatturazione delle forniture di energia elettrica e di gas ai clienti finali di piccole dimensioni

Febbraio-Marzo 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre grandi e due medie imprese.	Analisi delle modalità di espletamento del servizio di fatturazione nei confronti dei clienti di piccole dimensioni e verifica del rispetto della regolazione in materia di fatturazione dell'energia elettrica e del gas.	Esiti delle verifiche ispettive acquisiti nell'ambito dell'Indagine conoscitiva in materia di fatturazione. Avviata un'istruttoria formale per una media impresa per violazione dell'obbligo di trasmettere le autoletture gas al distributore.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 clienti finali; media impresa: impresa con un numero di clienti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 clienti finali.

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.5

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di vendita in materia di contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

Giugno-Settembre 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa e due medie imprese.	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese, della delibera ARG/elt 104/11.	Verificata la sostanziale corretta attuazione delle regole per la promozione della trasparenza dei contratti di vendita di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili per una grande impresa e due medie imprese.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 clienti finali; media impresa: impresa con un numero di clienti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 clienti finali.

Fonte: AEEGSI.

In esito a una verifica ispettiva svolta nell'ambito del programma e in seguito ai successivi approfondimenti presso l'esercente, con la delibera 26 novembre 2015, 565/2015/S/gas, è stato avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori nei confronti di un venditore di medie dimensioni, per mancato rispetto dell'obbligo di trasmettere all'impresa distributrice, entro il quinto giorno lavorativo successivo a quello in cui gli è stata trasmessa, l'autolettura eventualmente ricevuta dal cliente finale.

Nel novembre 2015 è stata effettuata una segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) per gli eventuali seguiti di competenza e il necessario coordinamento degli interventi successivi alle ispezioni svolte in materia di fatturazione. La segnalazione ha riguardato due società per ritardata emissione di fatture nei confronti di clienti finali.

Gli ulteriori elementi emersi nel corso delle verifiche ispettive sono stati acquisiti nell'ambito della citata Indagine conoscitiva in materia di fatturazione, in quanto, grazie al confronto diretto con gli operatori, è stato possibile confermare alcune evidenze emerse nell'Indagine e soprattutto acquisire ulteriori informazioni utili a una piena comprensione dei fenomeni.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.4.

Verifiche ispettive nei confronti di società di vendita in materia di contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

Nel periodo giugno 2015 - settembre 2015 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 5 marzo 2015, 87/2015/E/efr, nei confronti di imprese di vendita in materia di contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, con l'obiettivo di accertare la corretta applicazione delle regole definite dall'Autorità per la promozione della trasparenza dei contratti di vendita di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (delibera 28 luglio 2011, ARG/elt 104/11).

L'Autorità, con le sue disposizioni, ha individuato un sistema di tracciatura dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, il quale mira ad evitare che la stessa energia rinnovabile sia inclusa in più contratti di vendita. Le disposizioni dell'Autorità pongono in capo ai venditori di energia rinnovabile una serie di obblighi, che vanno dall'approvvigionamento di apposite "garanzie di origine", certificanti la natura verde di questa energia, all'esposizione di

TAV. 6.6

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre grandi imprese, una media impresa e una piccola impresa di vendita di energia elettrica.	Verifica della presenza di casi di dichiarazioni mendaci rese da clienti finali al fine di ottenere le agevolazioni. Verifica del rispetto, per gli esercenti la vendita, degli obblighi in materia di allineamento delle anagrafiche dei clienti, ai sensi della delibera ARG/elt 104/11.	Riscontrato un caso di dichiarazione mendace da parte di un cliente finale. Segnalazione alle autorità competenti. Verificato il rispetto degli obblighi in materia di allineamento delle anagrafiche dei clienti, ai sensi della delibera ARG/elt 104/11, per tre grandi imprese di vendita di energia elettrica, una media impresa e una piccola impresa

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 clienti finali; media impresa: impresa con un numero di clienti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 clienti finali.

Fonte: AEEGSI.

Verifiche ispettive nei confronti di venditori di energia elettrica per il controllo dei dati comunicati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica ai fini dell'applicazione delle agevolazioni relative agli oneri generali di sistema

Ottobre-Dicembre 2015

informazioni a beneficio dei clienti finali nel proprio materiale promozionale e commerciale, nonché in fattura.

Le verifiche ispettive hanno interessato una grande impresa e due medie imprese di vendita e hanno evidenziato il sostanziale rispetto della delibera ARG/elt 104/11; esse hanno inoltre evidenziato la necessità di apportare alcune integrazioni alla medesima delibera. Pertanto, con la delibera 17 marzo 2016, 118/2016/R/efr, l'Autorità ha modificato e integrato il citato provvedimento e il Codice di condotta commerciale attualmente vigenti, esplicitando e puntualizzando alcune previsioni già in essi contenute, al fine di migliorare la tutela del consumatore, secondo i principi di concorrenza e di trasparenza.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.5.

Verifiche ispettive nei confronti di venditori di energia elettrica per il controllo dei dati comunicati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica ai fini dell'applicazione delle agevolazioni relative agli oneri generali di sistema

Nel periodo ottobre 2015 - dicembre 2015 sono state effettuate dall'Autorità e dalla CSEA, con la collaborazione del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, cinque verifiche ispettive, ai sensi della delibera 3 luglio 2015, 315/2015/E/eel, nei confronti di imprese di vendita di energia elettrica per il controllo dei dati comunicati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivori), ai fini dell'applicazione delle agevolazioni relative agli oneri generali di sistema, previste dal decreto del Ministero dell'economia e delle finanze 5 aprile 2013.

Si tratta della prima campagna di verifiche ispettive svolte in questo ambito.

Le verifiche avevano lo scopo di esaminare alcuni casi di imprese beneficiarie delle agevolazioni previste, per le quali i consumi dichiarati dal soggetto energivoro sono risultati diversi da quelli comunicati dai distributori elettrici, responsabili della misura, prevalentemente a causa di informazioni anagrafiche non coerenti. Tali casi erano emersi a seguito di controlli incrociati effettuati dalla CSEA.

In particolare, si intendeva accertare, per l'anno 2013, sia l'eventuale presenza di casi di dichiarazioni mendaci rese da clienti, al fine di ottenere le agevolazioni previste, sia il rispetto, da parte degli esercenti ispezionati, degli obblighi regolatori fissati al fine di mantenere sempre allineate le informazioni anagrafiche dei clienti presenti nelle banche dati dei diversi soggetti della filiera (delibera 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08).

Le verifiche ispettive hanno interessato tre grandi imprese di vendita, una media impresa e una piccola impresa.

Nel corso di una verifica presso una grande impresa è stato riscontrato il caso di un cliente finale che, per ottenere le agevolazioni, ha effettuato una dichiarazione non veritiera in merito alla titolarità di un punto di consegna dell'elettricità in media tensione. Il caso sarà segnalato alla competente autorità giudiziaria.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.6.

Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Nel corso del 2015, con l'effettuazione di una verifica ispettiva, si è concluso il programma di sei verifiche avviato con la delibera 14 novembre 2013, 513/2013/E/eel, nei confronti di imprese elettriche

TAV. 6.7

Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di imprese elettriche minori non trasferite all'Enel
Aprile 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa.	Verifica delle dichiarazioni rilasciate e della documentazione prodotta al fine del riconoscimento delle integrazioni tariffarie.	Verificata la correttezza delle dichiarazioni rilasciate e della documentazione prodotta nell'ambito del processo istruttorio finalizzato al riconoscimento delle integrazioni tariffarie spettanti a una media impresa.
(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali. Fonte: AEEGSI.		

TAV. 6.8

Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa esercente l'attività di trasporto del gas naturale in materia di determinazione del quantitativo di gas riconosciuto a copertura delle perdite di rete
Marzo 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una impresa.	Verifica della corretta applicazione dei criteri definiti dalla RTTG per la determinazione delle perdite di rete ai fini tariffari.	Riscontrati errori da parte dell'impresa nella determinazione delle perdite di rete. Importi tariffari recuperati nell'ambito delle tariffe di trasporto a partire dall'annualità 2016.
Fonte: AEEGSI.		

minori non trasferite all'Enel, in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie. La verifica è stata realizzata dall'Autorità e dalla CSEA con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare tra l'altro:

- la corretta rilevazione e la giusta attribuzione dei costi e dei ricavi al servizio elettrico oggetto di integrazione tariffaria, anche in relazione alle dichiarazioni rese dai legali rappresentanti delle imprese;
- la presenza di sussidi incrociati tra le attività oggetto di integrazione tariffaria e le altre attività svolte dalle società, nonché le modalità di affidamento diretto di contratti di servizio e appalto a società appartenenti o collegate al medesimo gruppo societario;
- la corretta applicazione della vigente normativa relativa alle reti di distribuzione, in particolare quella riguardante la valorizzazione delle perdite, l'installazione dei misuratori e le modalità di prestazione del servizio di misura;
- lo stato di efficienza dei sistemi di produzione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, anche mediante sopralluogo.

La verifica ispettiva che è stata realizzata, ha interessato una media impresa; grazie ai controlli eseguiti è stata accertata la correttezza delle dichiarazioni rilasciate e della documentazione prodotta nell'ambito del processo istruttorio, finalizzato al riconoscimento delle integrazioni tariffarie spettanti.

Gli esiti della verifica sono sintetizzati nella tavola 6.7.

Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa esercente l'attività di trasporto del gas naturale in materia di determinazione del quantitativo di gas riconosciuto a copertura delle perdite di rete

Nel mese di marzo 2015 è stata effettuata dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e con il supporto tecnico del Dipartimento di ingegneria civile e meccanica dell'Università di Cassino e del Lazio Meridionale, una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 18 dicembre 2014, 627/2014/E/gas, nei confronti di un gestore del servizio di trasporto del gas in materia di determinazione delle perdite di rete. L'ispezione aveva a oggetto la verifica dei dati e delle informazioni comunicati dall'impresa relativamente alla consistenza della rete di

TAV. 6.9

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Quattro esercizi di due grandi imprese.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificati 11 ambiti, tutti con esito positivo.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: AEEGSI.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio
Luglio-Settembre 2015

trasporto esercita e alla determinazione del quantitativo di gas riconosciuto a copertura delle perdite di rete, ai sensi della *Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017* (RTTG), approvata con la delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas.

In esito alla verifica sono stati riscontrati errori, da parte dell'impresa, nella determinazione delle perdite di rete, i quali hanno determinato un indebito vantaggio economico in termini di tariffa. Il recupero degli importi è già stato definito nell'ambito della determinazione delle tariffe di trasporto applicate a partire dall'annualità 2016, ai sensi delle delibere 4 dicembre 2015, 587/2015/R/gas, e 11 dicembre 2015, 606/2015/R/gas.

Gli esiti della verifica ispettiva sono sintetizzati nella tavola 6.8.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio

Nel periodo luglio 2015 - settembre 2015 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, quattro verifiche ispettive, ai sensi della delibera 3 luglio 2015, 317/2015/E/eel, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio.

Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al Titolo 2 del TIQE;
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2015, di cui al Titolo 3 del TIQE.

Le verifiche hanno interessato tre esercizi di una grande impresa e due grandi imprese di distribuzione. Gli esercizi e le imprese oggetto di verifica sono stati individuati secondo un criterio di rotazione, al

fine di assicurare una periodicità minima delle verifiche sulla stessa impresa/centro di telecontrollo, di maggiore entità degli incentivi da erogare e di copertura del territorio nazionale. La metodologia di registrazione delle interruzioni è stata verificata tramite il controllo delle interruzioni relative all'anno 2014.

Per tutti gli esercizi e le imprese di distribuzione, l'applicazione al campione di interruzioni verificate nel corso dei sopralluoghi dell'indice di precisione (IP) e dell'indice di correttezza (IC) ha evidenziato valori degli indici compresi nelle fasce di tolleranza.

L'esito dei controlli, come già per l'anno 2014, conferma i miglioramenti apportati dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica nella registrazione delle interruzioni.

L'esigenza di mantenere la vigilanza in materia è dettata dal fatto che sono riconosciuti incentivi al settore per i miglioramenti della continuità del servizio, finalizzati a indurre le imprese ad assicurare in tempi brevi una qualità del servizio elettrico in linea con quella degli altri Paesi europei e a ridurre il divario esistente tra Nord e Sud.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.9.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici dell'energia elettrica cui è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione

Nel periodo febbraio 2015 - maggio 2015 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, sei verifiche ispettive, ai sensi della delibera 23 ottobre 2014, 515/2014/E/eel, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica, cui è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti allacciati alla rete di bassa tensione, coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i

TAV. 6.10

Verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di energia elettrica alle quali è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione
Febbraio-Maggio 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa, due medie imprese e tre piccole imprese.	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica, degli obblighi di registrazione dei clienti in bassa tensione, coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione.	Verificata la corretta registrazione di clienti BT interrotti tramite misuratori elettronici e sistemi di telegestione, per una grande impresa. Ricontrati errori materiali nella dichiarazione del numero dei misuratori elettronici installati per due medie imprese, per le quali è stata disposta la restituzione parziale dell'incentivo erogato. Avviate tre istruttorie formali nei confronti di tre piccole imprese per violazioni in materia di registrazione di clienti connessi in bassa tensione interrotti tramite misuratori elettronici e sistemi di telegestione (in un caso anche per mancato e tardivo aggiornamento delle informazioni anagrafiche da trasmettere all'Autorità). È stata disposta la restituzione dell'incentivo erogato. Importo complessivo degli incentivi restituiti dalle imprese in esito alle verifiche ai sensi della delibera 515/2014/E/eel: 39.000 €.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: AEEGSI.

misuratori elettronici e i sistemi di telegestione. La prima verifica delle sette approvate è stata svolta nel novembre 2014.

Tali ispezioni, tese ad accertare il corretto funzionamento del sistema di telegestione e dei misuratori elettronici, sono effettuate attraverso l'acquisizione e la visione di elementi documentali e informativi, relativi ai dati di continuità del servizio comunicati all'Autorità.

In esito alle verifiche svolte nel 2015 ai sensi della delibera 515/2014/E/eel, per una grande impresa l'esito è risultato positivo.

Per due medie imprese è stato riscontrato un errore materiale nella dichiarazione del numero dei misuratori elettronici installati, per cui è stata disposta la restituzione parziale dell'incentivo erogato.

Per tre piccole imprese è emerso il mancato rispetto dell'Allegato A alla delibera 10 dicembre 2009, ARG/elt 190/09, e, pertanto, è stata disposta la restituzione dell'intero incentivo erogato.

Con le delibere 1 ottobre 2015, 463/2015/S/eel, 29 ottobre 2015, 504/2015/S/eel, 5 novembre 2015, 523/2015/S/eel, l'Autorità ha avviato tre procedimenti sanzionatori in materia di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica nei confronti di tre piccole imprese. In un caso è stato contestato alla società anche il mancato e tardivo aggiornamento delle informazioni anagrafiche da trasmettere all'Autorità, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.10.

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio

Nel mese di ottobre 2015 è stata effettuata dall'Autorità, con la collaborazione del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 17 settembre 2015, 439/2015/E/eel, nei confronti del gestore del servizio di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio. Detta ispezione aveva lo scopo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni, di cui al Titolo 8 dell'Allegato A alla delibera 30 dicembre 2004, n. 250, del Capitolo 11 del Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete, di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004 (Codice di rete), come verificato positivamente dall'Autorità e disciplinato dall'Allegato A.54 al Codice di rete;
- del calcolo degli indicatori di energia non servita, comunicati all'Autorità nell'anno 2015, di cui al Titolo 2 dell'Allegato A alla delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11, *Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*, anche ai fini di quanto disciplinato dall'art. 8 del medesimo Allegato.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Impresa di trasmissione elettrica.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni e del calcolo degli indicatori di energia non servita.	Esito conforme. Rilevato un errore nell'attribuzione della causa per due disalimentazioni, non rilevante ai fini della determinazione dei premi e delle penalità. Effettuato versamento al Fondo eventi eccezionali.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.11

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio

Ottobre 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
55 controlli, di cui: - 33 su impianti di 6 grandi imprese; - 18 su impianti di 14 medie imprese; - 4 su impianti di 4 piccole imprese.	Controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione di fornitura del gas.	Risultati dei prelievi nella norma per 5 grandi, 14 medie e 3 piccole imprese. Accertati 2 casi di non conformità del grado di odorizzazione del gas per una grande e una piccola impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.12

Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas

Gennaio-Dicembre 2015

L'esito dell'ispezione è risultato conforme. Nel corso della verifica a campione delle disalimentazioni è emerso un errore nell'attribuzione della causa per due disalimentazioni, non rilevante ai fini della determinazione dei premi e delle penalità, ma con riflessi in termini di versamenti al Fondo eventi eccezionali, ai sensi dell'art. 17 dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 197/11.

Gli esiti della verifica ispettiva sono sintetizzati nella tavola 6.11.

Controlli tecnici nei confronti di imprese di distribuzione gas in materia di qualità del gas

Nel periodo 1 gennaio 2015 – 31 dicembre 2015 sono stati eseguiti, dai militari del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza e dal personale di Innovhub, 55 controlli sulla qualità del gas presso 24 imprese di distribuzione, ai sensi delle delibere 17 luglio 2014, 342/2014/E/gas (per il periodo gennaio 2015 – marzo 2015), e 16 luglio 2015, 346/2015/E/gas (per il periodo ottobre 2015 – dicembre 2015).

Tali controlli, svolti senza preavviso, consistono in prelievi di gas effettuati sulla rete di distribuzione, al fine di verificare i principali parametri di qualità del gas fornito ai clienti finali: il grado di odorizzazione, il potere calorifico superiore e la pressione di fornitura. La

legge 6 dicembre 1971, n. 1083, impone ai distributori, per il gas naturale, e ai produttori, per gli altri tipi di gas, l'obbligo di odorizzare il gas. L'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI), attraverso il Comitato italiano gas (CIG), ha emanato le norme tecniche per la corretta odorizzazione del gas. La mancata o insufficiente odorizzazione del gas comporta responsabilità penali per i soggetti che non hanno rispettato la normativa.

I prelievi del gas vengono effettuati da Innovhub all'uscita dei gruppi di riduzione finale in bassa pressione non dotati di impianto di odorizzazione e collocati in posizione distante dai punti di alimentazione della rete di distribuzione.

Il controllo sul grado di odorizzazione e sul potere calorifico superiore del gas viene eseguito mediante analisi gascromatografiche sul campo, eventualmente integrate da analisi di laboratorio nei casi dubbi, mentre quello sulla pressione di fornitura del gas viene eseguito *in loco* mediante manometro.

Nel corso dei 55 controlli effettuati sono stati accertati *in loco*, e confermati anche dalle successive analisi di laboratorio, due casi di insufficiente grado di odorizzazione, per i quali gli Uffici dell'Autorità hanno inviato due denunce alle competenti Procure della Repubblica.

Gli esiti dei controlli tecnici sono sintetizzati nella tavola 6.12.

TAV. 6.13

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio
Settembre-Novembre 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Sei impianti di quattro grandi imprese.	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione del gas, degli obblighi di cui all'art. 32 della RQDG.	Verificata la corretta attuazione della RQDG per tre grandi imprese. Riscontrate violazioni alla RQDG per due impianti di una grande impresa. Avviato procedimento sanzionatorio. Prevista rideterminazione degli incentivi.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: AEEGSI.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Nel periodo settembre 2015 - novembre 2015 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, sei verifiche ispettive, ai sensi della delibera 14 maggio 2015, 219/2015/E/gas, nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare la correttezza dei dati inerenti ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale comunicati dagli esercenti ai sensi dell'Allegato A alla delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas, *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 - Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* (RQDG). Tale disciplina prevede che gli incentivi siano corrisposti alle imprese sulla base di due distinte componenti correlate, rispettivamente, all'odorizzazione e alla riduzione delle dispersioni del gas.

Le verifiche ispettive sui dati di sicurezza delle reti di distribuzione hanno interessato sei impianti di quattro grandi imprese. Le ispezioni sono state effettuate controllando elementi documentali e informativi relativi ai dati di sicurezza del servizio comunicati all'Autorità, con riferimento all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa, al pronto intervento, all'odorizzazione, alle dispersioni e a eventuali incidenti da gas combustibile, verificatisi sugli impianti di distribuzione.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di accertare il rispetto, per l'anno 2014, dei requisiti di cui alla RQDG, per tre grandi imprese. Per due impianti di distribuzione gestiti da una grande impresa, sono emerse violazioni alla RQDG. L'impatto delle suddette violazioni alla RQDG sull'ammontare degli incentivi sarà definito con

successivi provvedimenti, sulla base del vigente meccanismo di determinazione dei premi e delle penalità. Per tale impresa è stato, inoltre, avviato con la delibera 4 marzo 2016, 82/2016/S/gas, un procedimento sanzionatorio.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.13.

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel periodo aprile 2015 - maggio 2015 sono stati effettuati, dal Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 50 controlli telefonici, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas, previsti dalla delibera 26 febbraio 2015, 71/2015/E/gas, mediante chiamate al servizio di pronto intervento. Sono state altresì effettuate, nel periodo luglio 2015 - novembre 2015, le successive verifiche ispettive con sopralluogo presso 11 imprese, individuate anche in base agli esiti dei controlli già realizzati mediante chiamate telefoniche.

I controlli telefonici avevano lo scopo di verificare le modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice. L'attività si è svolta, in via preliminare, con la verifica della corrispondenza del numero di pronto intervento, comunicato dalle imprese distributrici all'Autorità, con quello indicato sul sito internet delle imprese stesse e, quindi, con la verifica delle effettive funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento tramite chiamate telefoniche senza preavviso ai numeri indicati dagli operatori, eseguite in giorni feriali e festivi, in orario diurno e notturno.

Le successive verifiche ispettive, in esito ai controlli telefonici, avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas, delle disposizioni dell'Autorità in materia di pronto intervento, così come previsto dall'Allegato A della delibera 574/2013/R/gas (RQDG) e dalle *Linee guida* predisposte dal CIG e pubblicate dall'UNI.

TAV. 6.14

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Controlli telefonici: 50 imprese di distribuzione del gas.	Verifica delle modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice, mediante chiamate al servizio di pronto intervento.	Verificate alcune criticità nelle modalità di accesso al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice per 11 piccole imprese.
Verifiche ispettive: 11 piccole imprese.	Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas ai sensi della RQDG, di cui alla delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas.	Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso 11 piccole imprese. Avviati i primi otto provvedimenti sanzionatori.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: AEEGSI.

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento
Aprile-Novembre 2015

TAV. 6.15

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due produttori di energia elettrica connessi in MT.	Verifica del rispetto delle disposizioni previste dall'Allegato A70 al Codice di rete di Terna, come rese obbligatorie dalla delibera dell'Autorità 84/2012/R/eel.	Avviato un procedimento sanzionatorio e prescrittivo nei confronti di un produttore. Esiti in fase di valutazione per un produttore.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: AEEGSI.

Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione
Novembre-Dicembre 2015

Le verifiche ispettive in materia di pronto intervento, svolte in collaborazione con il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, hanno interessato 11 piccole imprese di distribuzione del gas.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di accertare, per tutte le 11 imprese sottoposte a controllo, l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento, in violazione degli obblighi previsti dalla RQDG.

Con le delibere 4 dicembre 2015, 585/2015/S/gas, 17 dicembre 2015, 621/2015/S/gas, 14 gennaio 2016, 6/2016/S/gas, 4 febbraio 2016, 36/2016/S/gas, 11 febbraio 2016, 44/2016/S/gas, 18 febbraio 2016, 54/2016/S/gas e 55/2016/S/gas, 25 febbraio 2016, 64/2016/S/gas, l'Autorità ha avviato i primi procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante piccole imprese di distribuzione.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.14.

Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione

Nel periodo ottobre 2015 – novembre 2015 sono state effettuate, con la collaborazione del Nucleo speciale per l'energia e il sistema

idrico della Guardia di Finanza e del Politecnico di Milano, le prime due verifiche del programma di cinque ispezioni approvato con la delibera 27 novembre 2014, 582/2014/E/eel, nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in media tensione. Le rimanenti tre verifiche sono state svolte nei primi mesi del 2016.

Le verifiche si sono rese necessarie a seguito dell'ampliamento, disposto dall'Autorità, del campo di funzionamento – in termini di frequenza e tensione – degli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti di bassa e media tensione. In particolare, tali verifiche sono state inizialmente limitate ai casi di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 kW connessi alla rete di media tensione ed entrati in esercizio entro il 31 marzo 2012. Ciò è stato determinato dal fatto che su tali impianti di produzione si erano rese necessarie un'azione del produttore e una successiva verifica dell'impresa distributrice.

Le verifiche sono finalizzate alla constatazione della corretta applicazione, da parte dei produttori, delle nuove disposizioni in materia, in particolare previste dall'Allegato A70 al Codice di rete di Terna, come rese obbligatorie dalla delibera dell'Autorità 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel. Esse sono condotte presso gli impianti di produzione di energia elettrica, utilizzando opportuni strumenti atti a verificare

TAV. 6.16

Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte in collaborazione con la CSEA e il GSE

Gennaio 2005 - 31 dicembre 2015

TIPOLOGIA DI IMPIANTI	IMPIANTI ASSIMILATI			DI CUI ANCHE COGENERATIVI		
	NUMERO	MW	QUOTA	NUMERO	MW	QUOTA
Assimilati CIP6	43	6.428	31,47%	26	5.021	24,58%
Assimilati ex CIP 34/90	8	961	4,70%	4	386	1,89%
Assimilati eccedenze	18	288	1,41%	8	92	0,45%
TOTALE ASSIMILATI	69	7.677	37,58%	38	5.499	26,92%
COGENERATIVI PURI	96	10.977	53,74%	96		
TOTALE	165					
IMPIANTI RINNOVABILI						
Biomasse	20	802				
RSU	39	743,1				
Biogas	35	57,42				
Eolico	12	163,45				
Idroelettrici a bacino	1	6				
TOTALE RINNOVABILI	107	1.772	8,68%			
TOTALE	272	20.426	100,00%			
Di cui in avvalimento da parte della CCSE (ora CSEA) fino al 30 giugno 2010	130	9.351	45,78%	66	7.220	35,35%

Fonte: AEEGSI.

il rispetto dei requisiti previsti, alla presenza dell'impresa distributrice territorialmente competente, quale soggetto coinvolto nella realizzazione, nell'attivazione e nell'esercizio della connessione.

Le verifiche svolte nel 2015 hanno interessato due produttori di energia elettrica con impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 kW, connessi alla rete di media tensione ed entrati in esercizio entro il 31 marzo 2012.

Nel primo trimestre 2016 il programma ispettivo è stato completato con l'effettuazione delle ultime tre verifiche previste.

In esito alle ispezioni effettuate, è stato avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi nei confronti di un produttore per violazioni in materia di adeguamento di impianti di produzione di energia elettrica. Al momento della redazione della presente *Relazione Annuale*, gli esiti della rimanenti verifiche sono in fase di valutazione.

Verifiche ispettive sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivata

Le verifiche ispettive effettuate in materia di impianti di produzione elettrica incentivati sono state svolte con l'avvalimento della CSEA fino al 30 giugno 2010, ai sensi della delibera 22 aprile 2004, n. 60.

A partire dall'1 luglio 2010, come previsto dall'art. 27 della legge n. 99/09, l'Autorità si è avvalsa del GSE secondo le modalità previste dal Disciplinare di avvalimento, approvato con la delibera GOP 71/09, che è stato rinnovato ed esteso al triennio 2013-2015 con la delibera 509/2012/E/com, e quindi al triennio 2016-2018 con la delibera 597/2015/E/com. I 14 impianti ispezionati nel 2015 corrispondono a una potenza installata pari a circa 1.000 MW.

Nel corso del 2015 sono stati complessivamente assoggettati a verifica 272 impianti, per una potenza installata complessiva di circa 20.500 MW, di cui il 38% circa costituito da impianti assimilati, il 54% da impianti cogenerativi puri e l'8% da impianti alimentati da fonti rinnovabili (Tav. 6.16).

Dal punto di vista della tipologia del trattamento incentivante riconosciuto, le verifiche ispettive hanno riguardato:

- 69 impianti assimilati, per una potenza installata pari a 7.677 MW, dei quali 43 impianti titolari di convenzioni di cessione destinata CIP6, 8 impianti con convenzioni ex provvedimento CIP 34/90 e 18 impianti con cessioni di eccedenze. Di tutti questi, 38 impianti con una potenza complessiva pari a 5.499 MW hanno richiesto anche il riconoscimento della condizione di cogenerazione ai sensi della delibera 19 marzo 2002, n. 42;

- 96 impianti cogenerativi, per una potenza pari a 10.977 MW;
- 107 impianti rinnovabili, per una potenza pari a 1.772 MW, di cui 20 alimentati a biomasse, 39 a rifiuti e 35 a biogas, oltre a 12 impianti eolici e a un impianto idroelettrico a bacino.

In esito a tali verifiche, a partire dal 2005 sono state avviate azioni di recupero amministrativo di incentivazioni indebitamente percepite per circa 360 milioni di euro. Di questi, 205 milioni di euro sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti, con conseguente sgravio del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (componente A₃), e riduzione delle bollette. A seguito di una sentenza del Consiglio di Stato, che ha annullato le precedenti disposizioni del TAR Lombardia riferite al medesimo impianto, l'Autorità ha altresì disposto la restituzione di incentivi per circa 12 milioni di euro, mentre per ulteriori 5 milioni si è in attesa di un chiarimento interpretativo richiesto al medesimo Consiglio di Stato, in merito alla sentenza di cui sopra. Gli importi per i quali il recupero è stato avviato, ma che non risultano ancora versati, in parte sono oggetto di contenzioso presso il TAR Lombardia o dinanzi al Consiglio di Stato, ma, in parte, o non sono recuperabili o lo sono solo parzialmente, a causa di questioni legate alle vicende societarie dei soggetti che avrebbero dovuto provvedere al loro versamento. I recuperi amministrativi operati, essendo relativi ai maggiori oneri posti a carico del sistema elettrico e indebitamente percepiti, vanno a riduzione delle bollette elettriche, contribuendo a diminuire il fabbisogno attuale e prospettico, nel senso che sono destinati a produrre effetti anche nei periodi successivi a quelli oggetto dell'accertamento, dell'onere generale di sistema più rilevante oggi gravante sulla bolletta elettrica (componente A₃).

Verifiche ispettive nei confronti dei gestori del servizio idrico integrato in materia di tariffe per gli anni 2012-2015 e su altri aspetti regolati

Nel periodo febbraio 2015 – marzo 2015 sono state effettuate quattro verifiche ispettive a completamento del programma di sette accertamenti, approvato con la delibera 19 giugno 2014, 288/2014/E/idr, in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, in materia di tariffe del servizio idrico integrato per gli anni 2012, 2013 e 2014, nonché di restituzione della remunerazione del capitale investito per il periodo 21 luglio 2011 – 31 dicembre 2011.

Le verifiche hanno evidenziato il mancato rispetto delle disposizioni in materia di tariffe del servizio idrico integrato per tutti i soggetti. Le contestazioni hanno riguardato, in particolare:

- per una media impresa e per un consorzio di medie dimensioni, l'erroneità delle informazioni trasmesse all'Autorità ai fini della determinazione delle tariffe e l'inosservanza delle procedure di compilazione prescritte, nonché il difetto di veridicità di taluni dati e il difetto di raccordo tra i valori desumibili dalla documentazione contabile e i valori riportati nella modulistica trasmessa;
- per una gestione comunale di medie dimensioni, la mancata adozione della Carta dei servizi e la mancata applicazione nelle fatture della componente UI₁ ai clienti finali;
- per una gestione comunale di medie dimensioni, la mancata applicazione nelle fatture della componente UI₁ ai clienti finali e la mancata applicazione nelle fatture della tariffa determinata d'ufficio dall'Autorità, con applicazione della tariffa approvata nel 2012 senza la prescritta decurtazione del 10%.

Inoltre, dalle ispezioni è emersa, da parte di un venditore all'ingrosso di uno dei gestori ispezionati, l'errata applicazione della tariffa 2013 per il servizio di fornitura d'acqua all'ingrosso applicata a tutti i gestori forniti.

Nei confronti dei suddetti operatori l'Autorità ha avviato, con le delibere 23 luglio 2015, 370/2015/S/idr, 30 luglio 2015, 390/2015/S/idr e 391/2015/S/idr, 10 settembre 2015, 434/2015/S/idr e 435/2015/S/idr, i procedimenti sanzionatori in materia di regolazione tariffaria del servizio idrico integrato.

In esito a tali ispezioni sono stati contestati ai gestori quasi 11 milioni di euro di costi vari e circa 3 milioni di euro di ricavi non dichiarati. Nel complesso, invece, in esito a tutte le ispezioni avviate con la delibera 288/2014/E/idr, sono stati contestati investimenti per un costo storico non riconoscibile in tariffa, su più anni, di circa 28 milioni di euro, costi operativi e costi all'ingrosso, immediatamente detraibili dalla tariffa, per circa 10 milioni di euro. I ricavi contestati, in particolare per sotto-stima dei medesimi, sono risultati pari a circa 7,4 milioni di euro, mentre 7 milioni di euro è l'importo stimato corrispondente alla riduzione dei depositi cauzionali erroneamente calcolati. La quantificazione degli importi contestati fa naturalmente salva l'effettiva variazione della tariffe, a seguito delle rettifiche

TAV. 6.17

Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato
Febbraio-Dicembre 2015

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi imprese, tre medie imprese, due consorzi di medie dimensioni e due gestioni comunali di medie dimensioni.	Verifica del rispetto degli adempimenti in materia di tariffe del servizio idrico integrato, restituzione della remunerazione del capitale investito e altri aspetti regolati.	In esito alla verifiche effettuate ai sensi della delibera 288/2014, riscontrate violazioni presso una media impresa, un consorzio di medie dimensioni, due gestioni comunali di medie dimensioni e per un venditore all'ingrosso. Avviati cinque procedimenti sanzionatori. Esiti in corso di valutazione per le verifiche effettuate ai sensi delle delibere 432/2015 e 433/2015, nei confronti di due grandi imprese, due medie imprese e un consorzio di medie dimensioni.

(A) Grande impresa (o consorzio, o gestione comunale): impresa con più di 100.000 utenze finali; media impresa: impresa con un numero di utenze finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenze finali.

Fonte: AEEGSI.

valutate nell'ambito di ciascun procedimento di rideterminazione tariffaria.

Con la delibera 10 settembre 2015, 432/2015/E/idr, l'Autorità ha approvato un programma di quattro verifiche ispettive, da effettuare entro il 31 marzo 2016, in materia di tariffe del servizio idrico integrato per il primo periodo regolatorio 2012-2015, nei confronti di gestori del servizio. Le verifiche ispettive, svolte in collaborazione con il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, hanno lo scopo di verificare:

- la correttezza dei dati e delle informazioni trasmessi all'Autorità ai fini della determinazione delle tariffe;
- le tariffe applicate all'utenza in conformità con le disposizioni dell'Autorità;
- l'efficienza del servizio di misura, ivi incluso lo stato delle connesse infrastrutture e delle sue determinazioni, atteso che tali elementi rappresentano un fattore determinante per il moltiplicatore tariffario.

Nel periodo ottobre 2015 – dicembre 2015 sono state effettuate le prime due verifiche ispettive del programma approvato con la delibera 432/2015/E/idr, nei confronti di due grandi imprese. Gli esiti sono in corso di valutazione.

Con la delibera 10 settembre 2015, 433/2015/E/idr, l'Autorità ha approvato un programma di ulteriori sei verifiche ispettive, da effettuare entro il 31 marzo 2016, in materia di determinazione delle tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario per il primo periodo regolatorio 2012-2015, nei confronti dei gestori del servizio idrico integrato. Le verifiche ispettive, svolte in collaborazione con il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, hanno lo scopo di verificare:

- l'applicazione delle tariffe determinate d'ufficio dall'Autorità;
- il rispetto delle disposizioni in materia di esclusione dall'aggiornamento tariffario.

Nel periodo novembre 2015 – dicembre 2015 sono state effettuate, nei confronti di due medie imprese e di un consorzio di medie dimensioni, le prime tre verifiche ispettive del programma approvato con la delibera 432/2015/E/idr.

Al momento della redazione della presente *Relazione Annuale*, gli esiti sono in corso di valutazione.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 6.17.

Ricognizione delle convenzioni di cessione dell'energia elettrica stipulate ai sensi del provvedimento CIP6 e con scadenza successiva al settembre 2009

Con la delibera 4 settembre 2014, 436/2014/E/efr, l'Autorità ha avviato una ricognizione delle convenzioni di cessione dell'energia stipulate per gli impianti incentivati in virtù del provvedimento CIP6, ancora vigenti o la cui decorrenza sia cessata successivamente al settembre 2009.

La ricognizione ha evidenziato un'applicazione sostanzialmente uniforme e conforme alla normativa, oltre al fatto che tutti gli impianti con convenzione di cessione ancora attiva nel 2015 sono stati almeno una volta oggetto di verifiche ispettive. La progressiva riduzione del numero degli impianti incentivati renderà possibile, nei prossimi anni, porre in essere una vigilanza completa sulla corretta erogazione delle incentivazioni di cui al provvedimento CIP6.

Con la delibera 7 aprile 2016, 170/2016/E/efr, è stata chiusa la ricognizione e sono state disposte le azioni conseguenti.

Attività di controllo per l'accertamento della corretta contribuzione agli oneri di funzionamento dell'Autorità, per l'anno 2014 da parte degli operatori regolati

L'attività di verifica sulla corretta contribuzione agli oneri di funzionamento dell'Autorità da parte degli operatori regolati è stata svolta, anche nel 2015, nell'ambito del Programma annuale dei controlli relativo alla collaborazione tra l'Autorità e il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza. I controlli hanno interessato il contributo versato nel 2014 dalle imprese dei settori elettrico, gas e idrico.

L'attività si è sviluppata in due distinte fasi: una fase relativa al c.d. "controllo formale" (circa 13.500 soggetti) e una di c.d. "controllo sostanziale", che ha interessato 116 imprese (di cui 74 operanti nei settori elettrico e gas e 42 nel settore idrico; queste ultime hanno contribuito per circa il 75% alla formazione del gettito complessivo per l'anno 2014).

Il controllo formale ha evidenziato alcuni scostamenti tra il contributo dovuto e quello versato per 30 imprese (22 operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e otto nel settore idrico).

Tale differenza è in parte attribuibile a compensazioni e in parte a errori compiuti dalle società nella compilazione del bonifico di pagamento.

Il controllo sostanziale è stato finalizzato alla verifica della composizione della base imponibile sulla quale effettuare il calcolo del contributo dovuto e, quindi, alla correttezza delle tipologie di ricavo assoggettate al contributo e alle esclusioni operate.

Attività di vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires

A seguito della sentenza della Corte costituzionale 11 febbraio 2015, n. 10, con la quale è stata dichiarata l'incostituzionalità dell'art. 81, commi 16, 17 e 18, del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112 (c.d. *Robin Hood Tax*), sono venuti meno i poteri di vigilanza assegnati all'Autorità sul rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires a carico degli operatori del settore energetico. La sentenza della Suprema Corte ha, tuttavia, sancito la legittimità di tutti gli atti adottati dall'Autorità prima della pubblicazione della stessa sentenza. Pertanto, dagli effetti della declaratoria di incostituzionalità sono stati esclusi non soltanto, come di norma avviene, i rapporti giuridici esauriti, ma anche quelli sorti durante la vigenza delle norme annullate non ancora conclusi in modo definitivo e irrevocabile.

L'attività di verifica e di monitoraggio ha comportato, per il 2015, l'irrogazione di sanzioni amministrative a seguito della conclusione di nove procedimenti istruttori per la mancata osservanza degli obblighi informativi previsti dall'Autorità in materia. L'importo complessivo delle sanzioni applicate è stato di oltre 270.000 €. Allo stato, sono in fase di definizione ulteriori otto procedimenti istruttori. Infine, il 28 gennaio 2016 si è tenuta presso il Consiglio di Stato l'udienza che ha deciso il ricorso proposto in appello dall'Autorità avverso otto sentenze del TAR Lombardia. Il Consiglio di Stato si è pronunciato sulle modalità di accertamento della traslazione d'imposta adottate dall'Autorità nelle c.d. "analisi di secondo livello", eccependo, in particolare, l'"irragionevolezza amministrativa" della stessa *Robin Hood Tax*.

Attuazione del regolamento REMIT

In attuazione del regolamento (UE) 1227/2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT), con la delibera 5 marzo 2015, 86/2015/E/com, l'Autorità ha istituito il Registro degli operatori di mercato. Il Registro è operativo dal 17 marzo 2015 e consente agli operatori di mercato stabiliti in Italia di ottemperare all'obbligo di registrazione di cui all'art. 9 del suddetto regolamento. Esso si interfaccia con il sistema informatico dell'ACER e costituisce una porzione del più ampio Registro europeo utilizzato per il monitoraggio dei mercati energetici all'ingrosso.

L'Autorità ha scelto di integrare il Registro mediante un'opportuna estensione dell'Anagrafica operatori già esistente. Tale scelta ha il duplice vantaggio di evitare agli operatori i costi amministrativi necessari per un ulteriore processo di accreditamento e di caricamento dei dati, nonché di consentire maggiore flessibilità per eventuali modifiche o aggiornamenti del sistema.

Con la stessa delibera 86/2015/E/com, l'Autorità ha pubblicato il Manuale di funzionamento e uso del Registro REMIT, che riporta gli obblighi e le tempistiche per la registrazione e descrive le modalità di accesso e utilizzo del Registro, e con la successiva determina 4 agosto 2015, 2/2015 - DOVC, lo ha aggiornato, per uniformarlo ad alcune modifiche introdotte dall'ACER. Con la determina 25 giugno 2015, 12/2015 - DMEG, l'Autorità ha fornito chiarimenti e *Linee guida* in merito all'assolvimento dell'obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate previsto all'art. 4 del regolamento REMIT.

Nel corso del 2015 l'Autorità ha attivamente partecipato ai gruppi di lavoro dell'ACER impegnati a favorire un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT, consentendo:

- la predisposizione di *Linee guida* e chiarimenti relativi alla nozione di *Persons professionally arranging transactions* (PPATs), di cui all'art. 15 del regolamento REMIT (ACER *Guidance note* 1/2015), nonché l'analisi preliminare di modelli di *governance* dei mercati organizzati, idonei a consentire l'efficace attuazione degli obblighi in capo ai PPATs;
 - l'elaborazione di chiarimenti (Q&A) e di *Linee guida* per favorire la corretta e uniforme applicazione delle definizioni e delle disposizioni del REMIT, anche tenuto conto delle principali istanze e problematiche nazionali (quali, per esempio, le modalità di trattamento nel Registro REMIT delle stazioni di rifornimento del metano autotrazione, dei casi di incorporazione di società e delle imprese di trasporto regionale del gas). Nell'ambito dei gruppi internazionali, l'Autorità ha inoltre collaborato intensamente alla definizione delle posizioni in ambito CEER rispetto all'evoluzione della normativa finanziaria, che ha visto, a seguito del processo di riforma promosso dalla Commissione europea, una significativa estensione del proprio perimetro applicativo ai mercati delle *commodity*, inclusi quelli dell'energia. Ciò al fine di evitare che gli sviluppi in atto, per esempio, in relazione alla definizione di strumenti finanziari o alla qualificazione di un'impresa quale società di investimento in esito all'applicazione di test quantitativi relativi all'attività di *trading* di tipo speculativo svolta dalla medesima, possano tradursi in un aumento dei costi di transazione per le imprese che operano, con finalità commerciali e di *hedging*, nei mercati all'ingrosso dell'elettricità e del gas naturale, con inevitabili ripercussioni sui costi di acquisto dell'energia per i clienti finali.
- Sempre nel 2015, l'Autorità ha continuato a prestare assistenza agli operatori di mercato mediante seminari informativi, incontri e risposte ai messaggi di posta elettronica all'indirizzo di posta elettronica appositamente creato: remit@autorita.energia.it. Con la delibera 16 luglio 2015, 347/2015/E/eel, l'Autorità ha, inoltre, avviato un programma di ispezioni, al fine di verificare il rispetto del regolamento REMIT. Alla data del 31 marzo 2016, gli esiti sono in corso di valutazione.
- la revisione del *Memorandum* di collaborazione fra l'ACER e i regolatori nazionali, nonché la definizione di protocolli condivisi per la gestione in sicurezza delle informazioni scambiate per la sorveglianza dei mercati energetici all'ingrosso;
 - l'aggiornamento del *Market monitoring handbook*, manuale a uso interno dell'ACER e dei regolatori volto a promuovere la cooperazione e il coordinamento nella gestione dei casi REMIT;

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

Nel corso del 2015 l'attività riconducibile al potere sanzionatorio di tipo tradizionale, con l'accertamento dell'infrazione e l'eventuale irrogazione della sanzione amministrativa pecuniaria, ha continuato a rivestire un ruolo rilevante a garanzia dell'attuazione della regolazione, registrando, da un lato, un numero di avvii di procedimento in linea con gli anni precedenti (43 nel 2015, 40 nel 2014 e 39 nel 2013) e, dall'altro, un significativo aumento dei provvedimenti sanzionatori adottati (54 contro i 28 del 2014).

L'anno 2015, peraltro, ha visto procedere l'Autorità pure sul versante degli impegni presentati nell'ambito dei procedimenti sanzionatori (previsti dall'art. 45 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, e dagli artt. 16 e segg. della delibera 14 giugno 2012, 243/2012/E/com, con la quale l'Autorità ha approvato il *Nuovo regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni*). In particolare, l'Autorità ha adottato sei delibere, con le quali si è valutata l'ammissibilità delle relative proposte; solo il 50% delle medesime ha superato il predetto vaglio, che si conferma, pertanto, severo in ragione delle rigorose e ambiziose finalità sottese all'istituto.

Nel complesso, e sotto diversi profili, si registra una notevole crescita della procedura semplificata di irrogazione delle sanzioni pecuniarie di competenza dell'Autorità, prevista dal summenzionato art. 45 e dall'art. 5 del citato regolamento. In particolare, l'applicazione dell'istituto ha evidenziato che, laddove il Collegio ha impiegato tale strumento, la percentuale di adesione da parte degli interessati si è attestata oltre l'86%.

Dinanzi a tale dato percentuale occorre sottolineare che la semplificazione dell'accertamento e, in definitiva del procedimento, è sempre subordinata alla cessazione delle condotte, laddove ancora in essere, al momento della contestazione.

Pertanto, il ricorso alla procedura semplificata si dimostra, per un verso, oltremodo efficace nel garantire una maggiore efficienza dell'azione dell'Autorità, che viene esercitata con grande risparmio di tempo e risorse nel rispetto dei diritti di partecipazione e contraddittorio degli interessati. Infatti, i procedimenti avviati con la procedura semplificata nel 2015 si sono conclusi, in media,

entro circa 30 giorni dalla comunicazione di avvio degli stessi agli operatori.

Per altro verso, poi, appare evidente come la semplificazione – cui si associa il beneficio per l'impresa della riduzione dell'importo da corrispondere – si dimostri quanto mai efficace per indurre gli operatori a porre fine agli illeciti contestati e, in definitiva, al rispetto della regolazione di settore.

Nel 2015 sono stati gestiti 141 procedimenti di cui 43 atti di avvio, 34 comunicazioni delle risultanze istruttorie, tre dichiarazioni di inammissibilità degli impegni e altrettante dichiarazioni di ammissibilità degli impegni e 58 provvedimenti conclusivi.

Per 30 dei procedimenti avviati è stata utilizzata la procedura semplificata; essi hanno riguardato le seguenti materie: cinque violazioni della regolazione del settore idrico, 21 violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche e quattro violazioni della regolazione dei mercati energetici. Di questi procedimenti, ben 26 si sono conclusi con il pagamento della sanzione pecuniaria in misura ridotta da parte degli operatori (con una adesione, quindi, di oltre l'86%).

Fra i 58 procedimenti conclusi, 54 si sono risolti con l'accertamento delle responsabilità e la conseguente irrogazione di sanzioni per un importo complessivo di circa 5.287.000 €; per quattro procedimenti, invece, è stata accertata la non sussistenza delle violazioni inizialmente contestate.

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di rilevare che, nell'ambito dei procedimenti sanzionatori avviati in materia di violazione della regolazione relativa alle infrastrutture energetiche (pari a 25), 11 riguardano violazioni delle esigenze di sicurezza del sistema, otto si riferiscono a violazioni della disciplina tariffaria e, infine, sei scaturiscono da violazioni di obblighi informativi.

In merito ai procedimenti avviati per violazioni della regolazione dei mercati energetici (pari a nove), tre procedimenti riguardano l'acquisto di certificati verdi, quattro procedimenti derivano dalla violazione di obblighi posti a tutela della qualità commerciale e dei clienti finali e due procedimenti scaturiscono dalle violazioni di obblighi informativi.

Inoltre, a dimostrazione di un maggiore presidio posto a garanzia del rispetto della regolazione nel settore dei servizi idrici, merita d'essere sottolineato l'esponentiale incremento dei procedimenti sanzionatori avviati in materia, che si attesta sul dato di nove delibere di avvio contro le tre adottate l'anno precedente.

Anche nel 2015 i dati sintetici evidenziano una prevalenza di procedimenti avviati per illeciti in materia di infrastrutture energetiche (nel complesso pari a circa il 58%) rispetto a quelli avviati per violazioni della regolazione dei mercati energetici e del settore idrico (i quali si attestano entrambi intorno al 21%).

Violazioni della regolazione del settore idrico

Con riferimento alla gestione del servizio idrico, nel 2015 l'Autorità ha avviato nove procedimenti sanzionatori. Le violazioni riguardano, in parte, la regolazione tariffaria del servizio idrico integrato nelle sue molteplici declinazioni; si tratta dell'inadempimento delle prescrizioni dettate per la formulazione della proposta tariffaria che, in mancanza di dati forniti dai gestori, avevano determinato d'ufficio le tariffe applicabili da questi ultimi, nonché della mancata applicazione della componente tariffaria istituita a copertura degli oneri derivanti dalle agevolazioni per le popolazioni colpite da eventi sismici.

Ad alcuni operatori sono state contestate anche violazioni inerenti alla mancata adozione della Carta dei servizi, nonché alle modalità di determinazione del deposito cauzionale.

Di questi procedimenti ben quattro si sono conclusi per effetto dell'adesione delle società interessate alla procedura semplificata e al conseguente pagamento della sanzione irrogata in misura ridotta, per un totale di circa 74.200 €.

Violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche

Sicurezza del sistema

Nel 2015 l'Autorità ha avviato 11 procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante società, per violazioni in materia di sicurezza del sistema. I procedimenti, in parte, sono volti ad accertare violazioni in materia di pronto intervento del servizio di distribuzione del gas e, in particolare, dell'obbligo posto in capo al distributore di disporre di adeguate risorse umane, materiali e tecnologiche per far fronte, con tempestività, alle richieste di pronto intervento.

Le contestazioni hanno riguardato, altresì, gli obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità dei dati relativi alla sicurezza e

alla continuità del servizio di trasporto del gas e della distribuzione dell'energia elettrica.

Dei procedimenti predetti, ben otto si sono conclusi nel corso del medesimo anno, in conseguenza della cessazione delle condotte contestate e dell'adesione, da parte delle società interessate, alla procedura semplificata. Tale adesione ha comportato il pagamento di 37.500 €.

L'Autorità ha, altresì, irrogato due sanzioni per violazione degli obblighi di misurazione del grado di odorizzazione del gas, oltreché per la violazione degli obblighi di registrazione e comunicazione dei dati di sicurezza e di continuità del servizio di distribuzione del gas e del servizio di pronto intervento. Complessivamente, pertanto, per aver accertato le violazioni di tali obblighi, l'Autorità ha irrogato sanzioni per un totale di 38.800 €.

Infine, le proposte di impegni presentate da due società nell'ambito di procedimenti avviati rispettivamente nel 2014 e nel 2015 per violazioni in materia di pronto intervento gas, sono state dichiarate inammissibili in quanto le condotte contestate non risultavano cessate e gli impegni proposti non risultavano utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme che si assumevano violate; mentre una proposta presentata da un operatore in riferimento a un procedimento avviato nel 2013 è stata dichiarata parzialmente ammissibile.

Accesso ed erogazione dei servizi di rete e misura

Nel 2015 l'Autorità ha irrogato dieci sanzioni, per complessivi 462.000 € circa, nei confronti di altrettanti distributori, per l'inadempimento agli obblighi di installazione dei misuratori di energia elettrica e gas, e una sanzione di 55.000 € nei confronti di un distributore del gas, per violazione degli obblighi di trasmissione dei dati di misura agli esercenti la vendita.

L'Autorità, inoltre, ha chiuso due procedimenti con l'archiviazione delle contestazioni formulate a due trasportatori di gas, per il mancato adempimento degli obblighi di installazione di gruppi di misura sulla rete servita.

Infine, la proposta di impegni presentata da un operatore nell'ambito di un procedimento avviato per violazioni in materia di misura del gas naturale è stata dichiarata inammissibile, in quanto la condotta contestata non risultava cessata e gli impegni proposti non sono stati ritenuti utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme che si assumono violate.

Disciplina tariffaria

Con riferimento alla regolazione tariffaria, nel 2015 l'Autorità ha avviato, con procedura semplificata, sei procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettanti esercenti, per aver trasmesso informazioni non corrette in sede di determinazione delle tariffe per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Tutti i procedimenti si sono conclusi a seguito dell'adesione degli operatori alla procedura semplificata, avendo gli stessi pagato le sanzioni ridotte per un importo totale di circa 176.000 € e provato la cessazione delle condotte contestate.

L'Autorità ha, altresì, contestato a un operatore la violazione della regolazione relativa alla determinazione dei costi riconoscibili nell'ambito del sistema di riconoscimento degli oneri nucleari e ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di un distributore per la violazione della regolazione tariffaria del servizio di distribuzione gas verso alcuni esercenti la vendita. Anche il primo procedimento si è concluso con l'irrogazione di una sanzione in misura ridotta di 19.200 €, avendo l'operatore aderito alla procedura semplificata.

L'Autorità ha, infine, irrogato a un operatore una sanzione di 3.267.000 €, in seguito all'accertamento di violazioni della regolazione dell'*unbundling* funzionale e contabile, oltreché della regolazione tariffaria dell'attività di stoccaggio del gas.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

Nel 2015, inoltre, sono stati avviati sei procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante imprese regolate, per la violazione degli obblighi di comunicazione all'Autorità di una serie di dati sulla qualità e sulla performance del servizio di misura, nonché in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas. La metà dei procedimenti avviati si è conclusa nello stesso anno per effetto dell'adesione degli operatori interessati, previa cessazione delle condotte contestate, alla procedura semplificata. A seguito di tali adesioni, sono state pagate sanzioni per un totale di 11.500 €.

Infine, l'Autorità ha chiuso, con l'archiviazione, due ulteriori procedimenti sanzionatori avviati per la mancata installazione dei misuratori elettronici.

Violazioni della regolazione dei mercati energetici

Certificati verdi

Nel 2015 sono stati avviati tre procedimenti sanzionatori, nei confronti di altrettante imprese, per il mancato acquisto dei certificati verdi, di

cui due relativi all'energia elettrica prodotta nell'anno 2013 e uno relativo all'energia elettrica importata nel medesimo anno.

L'Autorità, inoltre, ha chiuso quattro procedimenti con l'irrogazione di sanzioni, di cui tre, pari complessivamente a oltre 300.000 €, nei confronti del medesimo esercente, per il mancato acquisto di certificati verdi negli anni di produzione 2009, 2010 e 2011; ha irrogato una sanzione, pari a 16.500 €, a un'altra impresa per il mancato acquisto di certificati verdi per l'anno di importazione 2009.

Mercati all'ingrosso

L'Autorità ha dichiarato ammissibili gli impegni presentati nell'ambito di un procedimento sanzionatorio avviato nei confronti di un'impresa distributrice per accertare le violazioni in materia di aggregazione delle misure ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica.

Titoli di efficienza energetica

In materia di Titoli di efficienza energetica (TEE), l'Autorità ha chiuso un procedimento sanzionatorio con l'irrogazione di due sanzioni, per complessivi 443.000 €, nei confronti di un'impresa distributrice per il mancato conseguimento dell'obiettivo di risparmio di energia primaria per l'anno 2010 e per la mancata compensazione dell'obiettivo di risparmio di energia primaria per l'anno 2009.

Mercati retail e tutela dei clienti finali

Nel corso del 2015 è stato avviato un procedimento sanzionatorio in forma semplificata nei confronti di un esercente la vendita di gas naturale, per violazione delle disposizioni volte ad assicurare il corretto trattamento delle autoletture trasmesse dal cliente finale, che si è concluso con l'adesione dell'esercente alla predetta procedura mediante il pagamento della sanzione in misura ridotta, pari a 19.250 €.

È stato inoltre avviato, e si è concluso con l'adesione da parte dell'esercente alla procedura semplificata mediante pagamento della sanzione in misura ridotta pari a 82.000 €, un procedimento sanzionatorio in materia di sistema indennitario per l'esercente la vendita uscente in caso di morosità del cliente finale.

Per omessa o tardiva erogazione degli indennizzi automatici previsti per il mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale della vendita di energia elettrica, sono stati avviati due procedimenti sanzionatori, nel corso dei quali le società hanno presentato impegni, dichiarati poi ammissibili dall'Autorità.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

Durante il 2015 sono stati avviati due procedimenti sanzionatori in forma semplificata per inosservanza degli obblighi informativi in materia di fatturazione del servizio di fornitura di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni, che si sono conclusi con l'adesione, da parte degli esercenti, alla procedura semplificata mediante il pagamento della sanzione in misura ridotta, pari rispettivamente a 4.000 € e a 8.000 €.

L'Autorità, nell'ambito dell'attività di vigilanza sul divieto di traslazione della maggiorazione di imposta fissato dall'art. 81, comma 18, del decreto legge n. 112/08 (c.d. *Robin Hood Tax*), ha concluso, con l'irrogazione di sanzioni per complessivi 273.000 €, nove procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettanti operatori che non hanno trasmesso le informazioni e i documenti richiesti dall'Autorità.

Contenzioso

L'analisi dei dati relativi alle sentenze pubblicate nell'anno 2015 (fino al 31 dicembre) consente di valutare gli effetti del sindacato giurisdizionale sugli atti di regolazione dell'Autorità.

Per i dati relativi al numero e agli esiti dei procedimenti giurisdizionali dinanzi ai TAR e al Consiglio di Stato nel periodo compreso tra il 1997 e il 2015, si rinvia alle tavole 6.18 e 6.19, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 6.20, dalla quale si può evincere, in termini statistici, l'indicazione sulla resistenza dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio del sindacato giurisdizionale.

Su un totale di 7.566 delibere approvate dall'Autorità sin dall'avvio della sua operatività (aprile 1997 – 31 dicembre 2015), ne sono state impugnate 723, pari al 9,6%, e ne sono state annullate (con sentenza passata in giudicato) in tutto o in parte, 104, pari al 14,4% del totale delle delibere impugnate e all'1,4% di quelle adottate. In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale continua ad attestarsi attorno al 98,6%.

Nell'anno 2015 si è continuata a registrare una flessione del contenzioso rispetto agli anni precedenti, in termini di numero di ricorsi: 125 ricorsi nel 2015 rispetto ai 169 del 2014 e ai 206 del 2013. A ciò si aggiunge un decremento del numero delle delibere impugnate con ricorso principale e motivi aggiunti, pari a 62 nell'anno 2015 (79 le delibere impugnate nell'anno 2014 o nell'anno successivo). Per quanto riguarda, in particolare, il contenzioso relativo al settore idrico, il numero complessivo di ricorsi nel 2015 è pari a 31.

La delibera oggetto del maggior numero di ricorsi è riferita, ancora, al settore idrico ed è la delibera 2 luglio 2015, 324/2015/R/idr (13 ricorsi), relativa alla determinazione d'ufficio delle tariffe per gli anni 2012, 2013, 2014 e 2015. A questa segue la delibera 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel, di approvazione del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto di energia elettrica, impugnata con cinque ricorsi.

Nel corso dell'anno 2015 il giudice amministrativo, cui sono devolute, in sede di giurisdizione esclusiva, le controversie sugli atti e sui provvedimenti dell'Autorità, si è pronunciato su alcune questioni di rilevante interesse per la regolazione tariffaria e dei mercati.

Per quanto concerne la regolazione dei mercati all'ingrosso, le sentenze del TAR Lombardia nn. 2030/2015, 2039/2015, 2040/2015 e 2041/2015 hanno riconosciuto la legittimità e la ragionevolezza del meccanismo di promozione della negoziazione dei contratti di importazione a lungo termine del gas naturale (c.d. "meccanismo APR"), di cui alla delibera 10 ottobre 2013, 447/2013/R/gas. Il meccanismo APR è stato definito come un meccanismo con causa aleatoria che ha una duplice finalità: promuovere la rinegoziazione dei contratti *long term* e attenuare le conseguenze economiche negative che le imprese di vendita e i clienti finali potrebbero subire a causa del passaggio al nuovo sistema tariffario delle condizioni economiche di fornitura del gas, introdotto in attuazione dell'art. 13 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito nella legge 24 marzo 2012, n. 27.

TAV. 6.18

Esiti del contenzioso dal
1997 al 2015

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
su istanza di sospensiva	412	213	55
- di merito	921	274	268
Decisioni del Consiglio di Stato			
su appelli dell'Autorità	185	152	37
su appelli della controparte	171	31	41

Fonte: AEEGSI.

TAV. 6.19

Riepilogo del contenzioso per
anno dal 1997 al 2015

Anno	N° Ricorsi ^(A)	SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
		Accolti	Accolti in parte	Respinti	Accolti	Accolti in parte	Respinti	Accolti	Accolti in parte	Respinti	Accolti	Accolti in parte	Respinti
1997	13	0	2	7	0	1	6	3	0	1	0	0	5
1998	25	0	4	11	3	4	9	0	0	1	2	0	1
1999	66	0	0	24	0	4	25	0	0	0	0	0	10
2000	51	2	0	23	16	0	18	10	3	1	1	0	8
2001	81	2	0	16	30	3	32	5	1	17	4	5	5
2002	87	13	5	6	31	10	37	2	0	9	3	2	3
2003	49	5	1	24	2	6	38	2	0	1	0	0	2
2004	144	11	2	45	27	58	48	15	6	40	4	1	9
2005	172	3	31	24	45	7	93	5	2	12	3	0	9
2006	255	48	0	88	5	4	10	20	0	3	0	0	2
2007	140	2	0	18	2	17	28	20	0	36	0	0	0
2008	131	2	0	5	11	17	74	21	0	7	2	0	17
2009	116	1	6	3	18	58	128	2	18	12	2	18	10
2010	204	3	0	3	13	17	48	10	1	6	0	4	13
2011	127	85	4	11	10	16	56	12	1	8	3	2	23
2012	176	10	0	53	23	18	81	13	4	24	5	4	24
2013	206	7	0	9	21	5	45	5	0	1	1	2	8
2014	169	5	0	15	14	18	70	5	1	2	0	0	15
2015	125	14	0	27	3	5	75	2	0	4	1	3	7
Totale	2.337	213	55	412	274	268	921	152	37	185	31	41	171

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi incardinati nell'anno considerato, anche se eventualmente relativi a provvedimenti adottati l'anno precedente.

Fonte: AEEGSI.

In riferimento al servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, con riguardo particolare al tema degli sbilanciamenti volontari da parte degli utenti non abilitati del servizio di dispacciamento, si segnala la sentenza del Consiglio di Stato n. 1532/2015, con cui

è stato confermato l'annullamento della delibera 2 agosto 2012, 342/2012/R/eel, già disposto dal TAR Lombardia con sentenza n. 1648/2014, rilevandosi il difetto dell'urgenza posta a presupposto dell'intervento regolatorio adottato dall'Autorità per contenere gli

TAV. 6.20

Effetti del contenzioso
sull'azione amministrativa dal
1997 al 2015^(A)

ANNO	N. DELIBERE EMESSE	N. DELIBERE IMPUGNATE ^(B)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE ^(C)	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE DELLE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. RICORSI ^(D)
1997	152	6	3,9	1	16,7	0,7	13
1998	168	11	6,5	2	18,2	1,2	25
1999	209	15	7,2	2	13,3	1,0	66
2000	250	16	6,4	5	31,3	2,0	51
2001	334	21	6,3	4	19,0	1,2	81
2002	234	27	11,5	14	51,9	6,0	87
2003	169	17	10,1	3	17,6	1,8	49
2004	254	34	13,4	9	26,5	3,5	144
2005	301	36	12,0	11	30,6	3,7	172
2006	332	40	12,0	12	30,0	3,6	255
2007	353	32	9,1	4	12,5	1,1	140
2008	482	56	11,6	12	21,4	2,5	131
2009	587	44	7,5	7	15,9	1,2	116
2010	656	53	8,1	2	3,8	0,0	204
2011	505	28	5,5	3	10,7	0,0	127
2012	589	64	10,9	5	7,8	0,0	176
2013	646	82	12,7	8	9,8	1,2	206
2014	677	79	11,7	0	0,0	0,0	169
2015	668	62	9,3	0	0,0	0,0	125
Totale	7566	723	9,6	104	14,4	1,4	2337

(A) Dati disponibili al 31 dicembre 2015.

(B) Si intende il numero di delibere emesse in quell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo con ricorso e motivi aggiunti.

(C) Si intendono le delibere annullate in tutto o in parte.

(D) Si intende il numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi anche quelli plurimi.

Fonte: AEEGSI.

oneri degli sbilanciamenti in Sardegna. In particolare, il Consiglio di Stato ha ritenuto che, nel caso di specie, non ricorressero ragioni tali da giustificare l'adozione di un atto di regolazione straordinario e derogatorio del generale principio di partecipazione procedimentale; con ciò, però, non negandosi la possibilità per l'Autorità di adottare un atto generale di regolazione della materia degli sbilanciamenti, così come degli oneri di dispacciamento, in specie laddove, come nel caso concreto, sussistano indizi di condotte opportunistiche da parte degli utenti del dispacciamento in prelievo in sede di rivendita dell'eccedenza energetica a sbilanciamento.

Sempre in tema di sbilanciamenti volontari, il TAR Lombardia, con le sentenze nn. 1660/2015 e 1895/2015, ha respinto i ricorsi proposti

da due operatori avverso la modifica dell'art. 14.6 della delibera 9 giugno 2006, n. 111, riguardo all'obbligo di attenersi ai criteri di diligenza, di previdenza e di perizia nella programmazione dei prelievi di energia elettrica anche per gli utenti delle fonti programmabili (e non solo per i titolari di fonti non programmabili, come già previsto). Secondo tali sentenze, gli sbilanciamenti volontari vanno considerati alla stregua di condotte opportunistiche contrarie ai canoni fondamentali di correttezza e buona fede in senso oggettivo, da osservarsi anche nell'esecuzione del contratto di dispacciamento, in quanto l'obbligo di programmare i prelievi secondo le migliori stime è sempre stato intrinseco al sistema, cui corrisponde, specularmente, un generale divieto di sbilanciamento volontario.

Riguardo all'ambito di intervento relativo al mercato *retail*, meritano di essere segnalate due sentenze con cui il TAR Lombardia è stato chiamato a decidere della legittimità della disciplina di dettaglio del c.d. "servizio di *default*" di cui alla delibera 6 giugno 2013, 241/2013/R/gas, servizio di ultima istanza del gas naturale cui è tenuto il distributore. Il riferimento è alle sentenze nn. 593/2015 e 594/2015, dove è stato affermato che l'obbligo di disalimentazione fisica del punto di riconsegna del cliente moroso ha sempre costituito un obbligo proprio dell'impresa di distribuzione e non ha carattere innovativo. Per quanto riguarda, poi, il versamento alla CSEA di una quota dei ricavi della tariffa di distribuzione in caso di mancata disalimentazione, il TAR ritiene che: «[...] a fronte di una prestazione non corrisposta da parte del cliente finale, della impossibilità oggettiva di addivenire alla disalimentazione (non imputabile ad atti di autorità pubbliche), e, dunque, di un servizio il cui onere grava integralmente sulla collettività, non può ritenersi illogico prevedere che l'impresa di distribuzione abbia un minor ricavo, con riferimento a quel punto di riconsegna e sia quindi chiamata a restituire una minima parte (il 5%) dei propri ricavi. Come condivisibilmente affermato dalla difesa dell'Autorità, in considerazione della natura di corrispettivo della tariffa, in astratto il distributore non avrebbe titolo per trattenere i ricavi corrispondenti al punto di riconsegna che non ha disalimentato, neppure nel caso di impossibilità di effettuare l'interruzione».

In tema di quantificazione delle garanzie del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, si segnala la sentenza n. 854/2015, con cui il TAR Lombardia ha reputato legittima la delibera 19 dicembre 2013, 612/2013/R/eel, che pone a carico dei *trader*, utenti del servizio di distribuzione, l'obbligo di versare garanzie inclusive degli oneri generali di sistema per usufruire del servizio. Secondo il TAR, l'obbligo giuridico di corresponsione degli oneri generali di sistema è posto a carico di coloro che usufruiscono dei servizi di rete, ossia dei venditori, e non dei clienti finali. Afferma la sentenza n. 854/2015 che il fatto che gli oneri generali di sistema gravino, alla fine, sul cliente finale, costituisce il risultato di un'operazione di traslazione effettuata dalle imprese venditrici, le quali scaricano i costi da esse sostenuti sui loro clienti. Pertanto, è legittima la decisione dell'Autorità di obbligarli a depositare idonee garanzie per assicurare l'esatto adempimento di questa obbligazione, in favore dell'impresa che svolge nei loro confronti il servizio di distribuzione.

Con riferimento alla regolazione tariffaria, particolare rilievo assumono le sentenze del TAR Lombardia nn. 1396/2015, 2221/2015, 2381/2015, 2732/2015, 2733/2015, 2735/2015, 2736/2015,

2737/2015, 2740/2015 e 2741/2015, in quanto confermano la validità della regolazione asimmetrica introdotta dalla delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas, per quanto concerne il riconoscimento della differenza fra VIR (Valore industriale residuo) e RAB, ossia il delta VIR-RAB, al gestore subentrante, vincitore della prima gara pubblica di affidamento del servizio di distribuzione del gas. Il TAR ha ritenuto legittima la previsione dell'art. 21 della delibera 367/2014/R/eel, che esclude il gestore entrante, se già precedente affidatario del servizio (*incumbent*), dal riconoscimento tariffario del delta VIR-RAB, che potrebbe porre l'*incumbent* in una posizione di indebito vantaggio sui concorrenti, potendo questi contare, al momento di formazione dell'offerta, su una componente tariffaria non corrispondente a esborsi monetari concretamente sostenuti. Infatti, se è vero che l'art. 14 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, attribuisce al gestore originario un diritto di credito pari al valore dei beni da questi trasferiti in proprietà al gestore entrante, è anche vero che se non vi è trasferimento della proprietà dei beni, perché il gestore entrante e il gestore uscente coincidono, questo diritto non può sorgere.

Con la sentenza n. 1243/2015, il TAR Lombardia ha chiarito i limiti temporali applicabili alla rettifica dei dati inviati dalle società all'Autorità ai fini della determinazione delle tariffe per il servizio di distribuzione del gas. In particolare, il TAR ha ritenuto che limitare la rettifica all'anno anteriore a quello della richiesta di determinazione tariffaria sia ragionevole, non potendosi ammettere che l'Autorità di regolazione, a fronte di errori imputabili soltanto all'operatore (tenuto al rispetto dell'obbligo di diligenza specifica di cui all'art. 1176, secondo comma, del Codice civile), disponga rettifiche tariffarie in danno dei consumatori per un ampio intervallo di tempo, addirittura pari all'intero periodo di regolazione, con oneri finanziari imprevedibili, e talora rilevanti, a carico dei consumatori medesimi. Con la sentenza n. 2605/2015, in relazione ad analoga fattispecie, il TAR ha anche precisato che la disciplina legislativa non impone la massimizzazione dell'interesse del distributore alla redditività della tariffa in ogni tempo e in ogni circostanza, ma demanda proprio all'Autorità il compito di stabilire l'equo contemperamento tra tale interesse e la certezza della tariffa.

In materia di tariffe di trasporto del gas, si segnala la sentenza del Consiglio di Stato n. 3735/2015, che ha confermato l'annullamento della delibera 514/2013/R/gas, relativa al periodo di regolazione 2014-2017, nella parte in cui si pone in contrasto con l'art. 38, comma 2-*bis*, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, che prevede un adeguamento del sistema di tariffe di trasporto del gas secondo criteri che rendano più flessibile ed economico il servizio di trasporto

a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas. Secondo tale sentenza, la struttura tariffaria approvata dall'Autorità è illegittima, in quanto non prevede misure a vantaggio dei maggiori clienti finali, come annunciato dal suddetto articolo di legge, ma premia piuttosto gli utenti della rete, gli *shipper*, che, a parità di capacità impegnata, presentino un maggiore coefficiente di utilizzo della rete stessa, ossia i grossisti che utilizzino in misura maggiore la capacità prenotata e, quindi, in ultima analisi, gli *shipper* in grado di mantenere costante la quantità di gas immesso.

Riguardo alla regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione, la sentenza n. 1360/2015 del TAR Lombardia segna un radicale superamento del precedente sfavorevole dello stesso TAR, in tema di riconoscimento del fattore di garanzia o fattore di copertura dei ricavi nel caso di terminale di rigassificazione esente dall'obbligo di accesso dei terzi, di cui alle delibere 25 giugno 2013, 272/2013/R/gas, 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, e 30 gennaio 2014, 19/2014/R/gas. Con la sentenza n. 1360/2015, si è infatti precisato che l'impresa di rigassificazione non può vantare alcun affidamento qualificato a percepire la copertura dei ricavi attraverso il fattore di garanzia previsto dalla delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08, neppure quando ha manifestato l'intenzione di rinunciare all'essenziale, poiché non è credibile che il "fattore di garanzia" possa rappresentare, per un operatore accorto e prudente, un elemento determinante nella scelta di costruire un terminale di rigassificazione connotato da elevato livello di rischio.

In merito alla nozione di impresa a forte consumo di energia, si segnala l'ordinanza n. 1930/2015 del Consiglio di Stato, con cui è stata rimessa alla Corte di giustizia dell'Unione europea la questione pregiudiziale se sia effettivamente riconducibile al campo di applicazione della direttiva 2003/96/CE una normativa nazionale la quale, per un verso, reca una definizione di "imprese a forte consumo di energia" compatibile con quella di tale direttiva e che, per un altro verso, riserva a tale tipologia di imprese incentivi in tema di corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema elettrico (e non incentivi relativi alla tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità in quanto tale). Nel caso in cui la Corte di giustizia fornisca risposta positiva a tale quesito, il Consiglio di Stato sottopone all'esame della Corte stessa un secondo quesito, con cui si chiede se l'ordinamento comunitario e, segnatamente, gli artt. 11 e 17 della direttiva 2003/96/CEE ostino a una disciplina normativa e amministrativa (quale quella vigente nell'ordinamento italiano) che, da un lato, opta per l'introduzione di un sistema di agevolazioni sul

consumo di prodotti energetici (elettricità) da parte delle imprese "a forte consumo di energia" ai sensi del richiamato art. 17 e, dall'altro, limita la possibilità di fruire di tali agevolazioni in favore delle sole imprese "energivore" che operano nel settore manifatturiero, escludendola nei confronti delle imprese che operano in diversi settori produttivi.

In materia di qualità commerciale del servizio di vendita, viene in rilievo la sentenza n. 210/2015 del TAR Lombardia, che si è occupata del mancato rispetto dei criteri e delle modalità per l'erogazione dei benefici economici per le procedure conciliative dei reclami da parte di un'associazione dei consumatori, oggetto della nota dell'Autorità del 25 febbraio 2014. In particolare, il TAR ha precisato che l'avviso pubblico per l'attribuzione dei benefici economici, a fronte dello svolgimento di procedure conciliative, costituisce *lex specialis* di una procedura finalizzata alla scelta dell'operatore beneficiario del contributo pubblico, da osservarsi rigorosamente da parte dell'amministrazione erogante il contributo stesso.

In tema di verifiche ispettive, si segnala la sentenza del TAR Lombardia n. 1245/2015, relativa alla delibera 27 marzo 2014, 127/2014/E/efr, avente ad oggetto seguiti amministrativi in esito a una verifica ispettiva su di un impianto alimentato a biogas da discarica. Con tale sentenza, è stato ribadito che l'attività ispettiva non costituisce un'attività amministrativa di autotutela incidente su provvedimenti amministrativi, bensì un'attività materiale (l'ispezione), per il doveroso accertamento in capo all'operatore delle condizioni per ottenere i benefici di legge. Di conseguenza, neppure può essere lamentata la violazione di un supposto affidamento dell'operatore, posto che – in mancanza dei presupposti per il godimento di un beneficio di legge – l'operatore economico non può vantare alcun affidamento al mantenimento di una situazione *contra legem*.

Su materia simile, con specifico riguardo alle delibere 27 ottobre 2011, VIS 87/11, e 19 aprile 2012, 154/2012/E/eel, relative al recupero delle somme indebitamente percepite come incentivo ex CIP6, le sentenze nn. 5432/2015 e 5433/2015 del Consiglio di Stato, riprendendo la giurisprudenza precedente, hanno precisato che le convenzioni stipulate tra il GSE e gli operatori, volte a regolare la cessione dell'energia prodotta mediante fonti rinnovabili o assimilate, vincolano (ai sensi dell'art. 1372 del Codice civile) solo le parti e non i terzi, sicché, in mancanza di diversa previsione normativa, esse non sono opponibili all'Autorità.

In materia sanzionatoria, con le sentenze nn. 4487/2015 e 5421/2015, il Consiglio di Stato ha deciso l'annullamento parziale

di due sanzioni irrogate dall'Autorità con le delibere 10 gennaio 2011, VIS 1/11 e VIS 2/11, per mancato acquisto dei certificati verdi per le importazioni dell'energia elettrica del 2005. Nel corso del processo, in seguito alla remissione della questione alla Corte di giustizia dell'Unione europea, è intervenuta la sentenza della Corte stessa 26 novembre 2014, C-66/13, che ha dichiarato non compatibili con il diritto comunitario le disposizioni nazionali, in quanto la Comunità europea vanta una competenza esterna esclusiva in materia di promozione delle fonti rinnovabili e non sono ammissibili accordi bilaterali, come quello Italia-Svizzera, in tale materia. Con le sopra citate sentenze, quindi, il Consiglio di Stato ha dichiarato legittime le sanzioni irrogate dall'Autorità nei limiti del valore dell'obbligo dei certificati verdi inadempito, dichiarando invece illegittima la maggiorazione sanzionatoria "afflittiva" rispetto a tale valore, in quanto ha riconosciuto il legittimo affidamento della società, nel momento della commissione dell'illecito, al riconoscimento dell'esenzione dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi per le importazioni dalla Svizzera, e ciò in ragione dell'incertezza e della confusione esistenti circa la normativa in quel momento concretamente applicabile.

Con la sentenza n. 2654/2015, poi, il TAR Lombardia ha rideterminato la sanzione irrogata con la delibera 14 novembre 2013, 512/2013/S/eel, per violazione in materia di registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, in quanto ha ritenuto non rispettati i criteri di quantificazione delle sanzioni, indicati nelle

Linee guida di cui alla delibera 2 ottobre 2008, ARG/com 144/08. In particolare, il TAR ha confermato il proprio orientamento in merito all'illegittimità dell'indicazione del solo importo finale della sanzione, senza alcun riferimento alla dettagliata scansione procedimentale prevista della delibera ARG/com 144/08.

Per quanto riguarda il settore idrico, nell'ambito dei ricorsi in appello aventi a oggetto il metodo tariffario transitorio, di cui alla delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr, il Consiglio di Stato, con ordinanza n. 4745/2015, ha disposto una consulenza tecnica di ufficio (CTU) in merito alla attendibilità e alla ragionevolezza tecnica della voce tariffaria relativa alla copertura degli oneri finanziari, per valutarne la conformità al vigente assetto normativo quale scaturito dall'esito referendario (del 12 e 13 giugno 2011), non potendo più tale componente tariffaria essere improntata al criterio dell'adeguatezza della remunerazione del capitale investito, bensì al criterio, diverso e più restrittivo, della copertura integrale dei costi.

In materia, merita di essere segnalata anche la sentenza della Corte costituzionale n. 142/2015 che, nel riconoscere alla Regione Valle d'Aosta una competenza primaria in materia di organizzazione del servizio idrico integrato, afferma comunque che l'organo regionale è tenuto a conformarsi alle direttrici della metodologia tariffaria statale, con la conseguenza che, per tale via, risultano salvaguardati l'interesse statale a una regolazione stabile e idonea a garantire gli investimenti necessari, un servizio efficiente e di qualità, nonché la tutela degli utenti finali.

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

Dall'entrata in vigore della *Disciplina per la trattazione dei reclami presentati dagli operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione*, approvata con la delibera dell'Autorità 18 maggio 2012, 188/2012/E/com, sono stati presentati 208 reclami. Di questi:

- 70 sono stati archiviati: per irricevibilità (11), per mancata regolarizzazione del reclamo entro i termini prescritti (6), per inammissibilità (27), per intervenuta transazione tra le parti nel corso del procedimento (4), ovvero per improcedibilità per sopravvenuta carenza di interesse (6) o avendo il gestore

di rete soddisfatto, nel corso del procedimento, l'istanza del reclamante (16);

- 33 sono in corso di trattazione;
- 105 sono stati oggetto di decisione.

La durata media delle procedure giurisdizionali ex delibera 188/2012/E/com, gestite dall'Autorità e, quindi, il tempo medio necessario per la risoluzione delle controversie tra operatori economici è di 5 mesi e 17 giorni; la percentuale di rispetto delle decisioni assunte dall'Autorità è del 100%. In particolare, l'85% delle decisioni è stato immediatamente ottemperato dalle parti, mentre nel restante 15% l'ottemperanza è avvenuta a seguito dell'intervento dell'Unità arbitrali e controversie.

Le decisioni adottate dall'Autorità nel corso dell'ultimo anno hanno riguardato le tematiche descritte nel seguito.

Rete elettrica di Rete Ferroviaria Italiana

Con tre decisioni adottate nell'aprile 2015 (delibere 2 aprile 2015, 141/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Rete Ferroviaria Italiana nei confronti di Selnat*, e 142/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Rete Ferroviaria Italiana nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 16 aprile 2015, 165/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Rete Ferroviaria Italiana nei confronti di Enel Distribuzione*), l'Autorità ha risolto le controversie insorte con riferimento alla rete elettrica nella titolarità di Rete Ferroviaria Italiana. In particolare, con la prima delibera l'Autorità ha accolto il reclamo con cui si contestava l'operato del gestore di rete in relazione, per un verso, alla corresponsione del corrispettivo previsto dal contratto di cospo per l'utilizzo della rete elettrica di proprietà del reclamante, e, per l'altro, all'ingiustificato recesso dal contratto medesimo. L'Autorità ha accertato il *quantum* del corrispettivo effettivamente dovuto dal gestore per il cospo della rete del reclamante, rigettando, invece, il secondo motivo di reclamo, in quanto l'assenza di punti di connessione tra le reti del reclamante e del gestore ha determinato il venir meno dell'oggetto posto alla base del contratto di cospo, giustificando così il recesso del gestore dal contratto medesimo. Con la seconda delle sopracitate delibere, l'Autorità ha invece accolto il reclamo con cui si contestava la corresponsione, da parte del gestore di rete, di un corrispettivo di importo inferiore rispetto a quello previsto dal contratto di cospo per l'utilizzo della rete elettrica di proprietà del reclamante, determinando il *quantum* del corrispettivo effettivamente dovuto dal gestore. Infine,

con la terza decisione l'Autorità ha accolto il reclamo con cui si contestava la mancata corresponsione dei canoni contrattualmente previsti per gli allacciamenti di linee elettriche ad alta tensione per sei cabine primarie del gestore sulla rete in alta tensione di proprietà del reclamante, prescrivendo al gestore il pagamento, a favore del reclamante, dei canoni pattuiti nelle convenzioni per l'esercizio delle sei cabine primarie.

Mancata accettazione della garanzia finanziaria a copertura delle obbligazioni derivanti dal servizio di distribuzione del gas naturale

Con due distinte decisioni (delibera 23 aprile 2015, 180/2015/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla società CH4 nei confronti di Società Italiana per il Gas*, e delibera 12 giugno 2015, 277/2015/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla società CH4 Energia nei confronti di Toscana Energia*), l'Autorità si è pronunciata in merito alla garanzia finanziaria che l'impresa di distribuzione può richiedere all'utente, a copertura delle obbligazioni derivanti dal servizio di distribuzione. Nel primo caso si trattava di una garanzia rilasciata da una società di intermediazione finanziaria regolarmente iscritta nel Registro degli intermediari finanziari tenuto dalla Banca d'Italia. Nel secondo caso, invece, si trattava di garanzie rilasciate, rispettivamente, da: i) una società di intermediazione finanziaria con sede estera, regolarmente iscritta nel Registro degli intermediari finanziari tenuto dalla Banca d'Italia; ii) una società di intermediazione finanziaria con sede in Italia, regolarmente iscritta nel Registro degli intermediari finanziari tenuto dalla Banca d'Italia; iii) una società assicurativa con sede estera. L'Autorità ha accolto i reclami, accertando, in entrambi i casi, la violazione del Capitolo 7, par. 1, del Codice di rete del gestore (approvato con la delibera 7 giugno 2007, n. 131), nel quale si fa riferimento, ma a titolo meramente esemplificativo e non tassativo, a due forme di garanzia finanziaria, bancaria e assicurativa, che l'impresa di distribuzione può richiedere all'utente, a copertura delle obbligazioni derivanti dal servizio di distribuzione. L'Autorità, pertanto, in ambo i casi ha prescritto ai gestori di rete di effettuare una analitica valutazione della garanzia finanziaria presentata dal reclamante, tenuto conto della tipologia di garanzia offerta, del suo importo e dell'affidabilità del soggetto emittente, alla luce dei parametri economici e finanziari idonei a qualificarne la solvibilità, nonché di trasmettere all'Autorità gli esiti di tale valutazione.

Servizio di misura (applicazione della delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 – TIME)

In due occasioni l'Autorità ha risolto liti relative all'applicazione del *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica* – TIME (delibera 16 luglio 2015, 345/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Repower Italia Vendita nei confronti di AMET*; delibera 24 settembre 2015, 444/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società consortile per azioni Romagna Energia nei confronti di Enel Distribuzione*). In un caso, con riferimento alla mancata-ritardata trasmissione, da parte del gestore, dei dati di misura relativi ad alcuni punti di prelievo (POD), trattati su base oraria e non oraria; in un altro caso, focalizzandosi, invece, sull'operato del gestore nell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prelevata. In particolare, nella prima controversia l'Autorità ha accertato la violazione dell'art. 18 del TIME, in quanto il gestore di rete ha fornito una motivazione (inadeguatezza del software in dotazione) non idonea a giustificare la mancata o ritardata trasmissione dei dati di misura, tanto più in considerazione della qualificazione professionale del gestore di rete, esercente un'attività di rilievo pubblicitario come quella di trasporto, nonché alla luce del fatto che la omessa o ritardata trasmissione dei dati si sia protratta ben oltre un periodo ragionevole per la risoluzione di problematiche legate al ripristino di un adeguato sistema di software. Nella seconda controversia, invece, l'Autorità ha accertato la violazione dell'art. 4 del TIME, non avendo il gestore correttamente adempiuto al suo obbligo di validazione, di registrazione e di messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica.

Connessione alle reti di distribuzione

L'Autorità ha adottato numerose pronunce in relazione alle problematiche insorte per l'accesso alle reti di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale. Particolarmente frequenti sono state le pronunce in tema di connessione alla rete di distribuzione elettrica di impianti di produzione da fonte rinnovabile, mentre in un solo caso l'Autorità ha deciso con riferimento al mancato/ritardato allacciamento alla rete di distribuzione del gas.

Iter di connessione

Con riferimento al settore elettrico, con la delibera 25 giugno 2015, 298/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dal sig. Francesco*

D'Andrea nei confronti di Enel Distribuzione, l'Autorità ha respinto i reclami con i quali si contestava l'annullamento delle pratiche di connessione alla rete di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in quanto il reclamante non ha presentato al gestore di rete, entro i termini previsti dall'art. 9, comma 9, dell'Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 e s.m.i. (TICA), i progetti relativi alla realizzazione delle opere di connessione alla rete, al fine di consentirne la necessaria validazione. Con la delibera 24 luglio 2015, 366/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Albatros Energia nei confronti di Enel Distribuzione*, l'Autorità ha rigettato il reclamo con il quale si contestava l'annullamento del preventivo di connessione alla rete di distribuzione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, in assenza di un provvedimento espresso da parte del gestore. L'Autorità ha concluso che l'assenza di una qualsivoglia comunicazione, da parte del gestore, di decadenza del preventivo non può essere considerata un motivo sufficiente a disapplicare norme cogenti del TICA, come l'art. 31, comma 3, che dispone la decadenza del preventivo di connessione in caso di mancato rispetto, da parte del richiedente, dell'obbligo ivi previsto di inviare al gestore la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà entro il termine perentorio di 30 giorni lavorativi.

Con la delibera 30 luglio 2015, 387/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla società Margherita nei confronti di Terna Rete Italia*, l'Autorità ha accolto il reclamo con cui veniva contestata la condotta del gestore di rete, il quale ha ritenuto essenziale, ai fini del proseguimento dell'iter di connessione alla rete di due impianti eolici, la conclusione di un accordo di condivisione dello stallo per la connessione tra il reclamante e una società terza alla quale, però, era stata nel frattempo negata, dalle competenti amministrazioni, l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dei propri impianti di produzione. L'Autorità ha così prescritto al gestore di rete di consentire al reclamante di proseguire il proprio iter di connessione, anche in assenza dell'accordo di condivisione delle opere di rete.

Con la delibera 6 agosto 2015, 410/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Amarossi Energia di Amarossi Marco nei confronti di Enel Distribuzione*, è stato accolto, per accertata violazione dell'art. 10, comma 11, del TICA, il reclamo presentato da un produttore fotovoltaico che contestava la condotta del gestore di rete il quale, pur essendo a conoscenza dell'esistenza di un contratto di fornitura già in essere per i consumi dei servizi ausiliari dell'impianto fotovoltaico del reclamante, ha comunque inserito il punto

di connessione del medesimo impianto nel contratto di dispacciamento dell'esercente la maggior tutela, con ciò provocando l'attivazione di un contratto di fornitura non richiesto sullo stesso punto di connessione dell'impianto fotovoltaico.

Con la delibera 10 settembre 2015, 431/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Alternative nei confronti di Enel Distribuzione*, l'Autorità ha accolto il reclamo con cui si contestava l'operato del gestore di rete in relazione alla gestione delle procedure per la connessione alla rete di due impianti fotovoltaici, limitatamente alla richiesta di restituzione del corrispettivo di connessione versato al gestore in occasione dell'accettazione del preventivo di connessione maggiorato del tasso legale di interesse (art. 6, comma 6, del TICA 2010). L'Autorità non ha, invece, ravvisato alcuna violazione dell'art. 3, comma 4, del TICA 2010, non avendo il reclamante indicato, nelle proprie richieste di connessione, un punto esistente della rete con obbligo di connessione di terzi, come previsto dalla regolazione vigente al tempo dei fatti oggetto di reclamo.

Con la delibera 7 ottobre 2015, 466/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Alternative nei confronti di Enel Distribuzione*, l'Autorità ha altresì accolto il reclamo con il quale si contestava l'operato del gestore di rete in relazione alla gestione delle procedure per la connessione alla rete di due impianti fotovoltaici, accertando che la mancata connessione alla rete dei due impianti di produzione costituiva una diretta conseguenza della condotta tenuta dal gestore di rete. L'Autorità ha, inoltre, prescritto al gestore di avviare i lavori di realizzazione dell'impianto di rete comune alle due pratiche di connessione e di corrispondere al reclamante l'indennizzo automatico di cui all'art. 14, comma 2, del TICA, per il ritardo nella messa a disposizione del preventivo di connessione.

Con la delibera 22 ottobre 2015, 491/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Alternative nei confronti di Enel Distribuzione*, l'Autorità ha accolto il reclamo avente a oggetto la contestazione della condotta del gestore di rete, il quale, non avendo effettuato le prestazioni relative alla verifica della tensione di fornitura e al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura entro i tempi standard previsti dalla regolazione (tabella 15 dell'Allegato A alla delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11 e s.m.i., *Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 - TIQE*), ha generato un disservizio tale da impedire la completa immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti di produzione del

reclamante e, quindi, la percezione dell'incentivo previsto *ex lege* per la produzione da fonti rinnovabili.

Con la delibera 11 dicembre 2015, 601/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione*, l'Autorità ha respinto il reclamo concernente l'annullamento della pratica per la connessione alla rete di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile, limitatamente alla richiesta di ripristino della pratica di connessione. L'Autorità ha, infatti, accertato come la mancata connessione dell'impianto eolico del reclamante fosse diretta conseguenza non della condotta del gestore, ma dell'assetto e della capacità di trasporto della rete elettrica (saturazione).

È stato invece rigettato, con la delibera 21 dicembre 2015, 636/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Eurogreen nei confronti di Enel Distribuzione*, il reclamo con il quale si contestava il ritardo del gestore di rete nella messa a disposizione del preventivo di connessione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, richiedendo l'ottenimento dell'indennizzo automatico previsto dall'art. 14, comma 1, del TICA. L'Autorità ha, infatti, accertato che il gestore di rete aveva effettuato le comunicazioni relative all'emissione del preventivo di connessione, nel rispetto dei termini stabiliti nel TICA.

La delibera 21 gennaio 2016, 16/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Oleificio-Molino di Capponi Nicola Mario nei confronti di Enel Distribuzione*, ha avuto a oggetto il reclamo di un *prosumer* (ossia un soggetto che è al contempo produttore e cliente finale di energia elettrica), il quale contestava l'operato del gestore di rete in relazione, per un verso, al ricalcolo dell'energia elettrica immessa in rete da un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile, a seguito di un malfunzionamento del misuratore installato sul punto di connessione con la rete (POD), per l'altro, al mancato adeguamento, nei tempi previsti dal TIQE, del livello di potenza impegnata sul POD. L'Autorità ha accolto il reclamo, limitatamente al motivo di reclamo riguardante il ritardo nel riconoscimento dell'aumento della potenza in prelievo impegnata, accertando, quindi, la violazione dell'art. 81, comma 5, del TIQE; ciò in quanto il gestore di rete, a seguito dello *switching*, ha omesso di informare il venditore entrante della richiesta di aumento di potenza inoltrata dal venditore uscente e non ancora evasa alla data dello *switching*.

Riguardo al settore del gas naturale, la delibera 21 dicembre 2015, 634/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società*

Sima Energia nei confronti di Toscana Energia, ha accolto il reclamo concernente la mancata o ritardata esecuzione di 11 allacciamenti alla rete di distribuzione del gas naturale da parte del gestore di rete, limitatamente a sette preventivi di allacciamento, e ha, per l'effetto prescritto, con riferimento a due dei suddetti preventivi, indicato di corrispondere l'indennizzo automatico di cui al combinato disposto dell'art. 59, tabella L, e dell'art. 59, comma 2, lett. c), dell'Allegato A alla delibera 574/2013/R/gas. Con riferimento ai restanti cinque allacciamenti, l'Autorità ha, invece, prescritto al gestore di rete di concludere, quanto più celermente possibile, i relativi lavori di allacciamento, trasmettendo all'Autorità una relazione dettagliata sulle attività svolte.

Con la delibera 4 marzo 2016, 80/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Estra Energie nei confronti di Basengas*, l'Autorità ha accolto il reclamo presentato contro un gestore della rete di distribuzione del gas naturale, accertando la non conformità del suo operato alla delibera 29 luglio 2004, n. 138, che, nella gestione delle procedure di accesso per sostituzione nella fornitura ai punti di riconsegna, non attribuisce alcuna discrezionalità, potendo il gestore soltanto verificare la sussistenza di eventuali errori materiali nell'istanza di accesso per sostituzione nella fornitura avanzata dall'utente subentrante.

Corrispettivo per la cessione di impianti della rete elettrica

Con cinque delibere (14 maggio 2015, 217/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società San Vito nei confronti di Enel Distribuzione*; 16 luglio 2016, 343/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalle società Blue Box Ventures e Diamond Iguana nei confronti di Enel Distribuzione*; 16 luglio 2016, 344/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalle società Blue Box Ventures e Bronze Gecko nei confronti di Enel Distribuzione*; 24 luglio 2015, 365/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalle società Blue Box Ventures e Amber Turtle nei confronti di Enel Distribuzione*; 10 marzo 2016, 90/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Euroline 3 nei confronti di Enel Distribuzione*) l'Autorità ha accolto i reclami con i quali si contestava l'entità del corrispettivo quantificato dal gestore per la cessione dell'impianto di rete per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, e ha, per l'effetto, prescritto al gestore di rete di riconoscere ai reclamanti il corrispettivo di cui all'art. 13, comma 5, dell'Allegato A alla delibera 19 dicembre 2005, n. 281, *Condizioni*

per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi, facendo riferimento ai costi di realizzazione individuati nella soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD).

Modifica dei preventivi per la connessione alla rete elettrica

Con una serie di decisioni (delibere 14 maggio 2015, 215/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dal sig. Guarini Erminio nei confronti di Enel Distribuzione*, 216/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla ditta individuale Mele Claudio nei confronti di Enel Distribuzione* e 218/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla società Effeuno nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 21 maggio 2015, 233/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla ditta individuale Gioia Angelo nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 11 dicembre 2015, 602/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 24 marzo 2016, 123/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Gioia Angelo nei confronti di Enel Distribuzione relativo alla pratica di connessione 78949132*) l'Autorità ha respinto i reclami con i quali si contestava il rifiuto del gestore di rete di modificare, al fine di individuare soluzioni tecniche di connessione meno onerose, i preventivi di connessione alla rete di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, ritenendo ragionevole la motivazione del diniego opposta dal gestore.

Con un'altra serie di decisioni (delibera 2 aprile 2015, 140/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 30 luglio 2015, 386/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Eurogreen nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 9 luglio 2015, 331/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società A.C.I. Service nei confronti di Enel Distribuzione*; delibere 5 novembre 2015, 520/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione* e 521/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 20 novembre 2015, 547/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla società Eurogreen nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 11 dicembre 2015, 603/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 21 dicembre 2015, 635/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta*

individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione; delibera 29 ottobre 2015, 502/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 24 marzo 2016, 124/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione*) l'Autorità ha accolto i reclami con i quali si contestava il rifiuto del gestore di rete di modificare i preventivi di connessione alla rete di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. In particolare, l'Autorità non ha giudicato adeguata la motivazione data dal gestore per giustificare il proprio rifiuto di modificare i preventivi di connessione e ha prescritto, pertanto, al gestore stesso di elaborarne di nuovi, tenendo conto delle richieste di modifica presentate dai produttori ovvero, in alternativa, di fornire adeguate motivazioni delle ragioni ostative alla emissione dei nuovi preventivi.

Soluzione tecnica di connessione alla rete elettrica

Con due distinte delibere (30 aprile 2015, 192/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla Confederazione Liberi Agricoltori Regionale Molise nei confronti di Enel Distribuzione*; 4 giugno 2015, 263/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione*) l'Autorità si è pronunciata sull'operato del gestore di rete in relazione alla elaborazione di soluzioni tecniche di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.

Nella prima decisione l'Autorità ha accertato che il gestore di rete avrebbe potuto annullare le pratiche di connessione viziate da irregolarità nell'adempimento del TICA. La situazione di saturazione virtuale della rete sarebbe, così, venuta meno in data anteriore rispetto a quella di elaborazione dei preventivi di connessione e, di conseguenza, il gestore avrebbe potuto elaborare soluzioni minime di connessione più semplici, in linea con la definizione di soluzione tecnica minima contenuta nell'art. 1, comma 1, lett. jj), del TICA. Con la seconda delibera, invece, l'Autorità ha accertato la violazione, da parte del gestore, sia dell'art. 1, comma 1, lettera jj), del

TICA – avendo il gestore assegnato la capacità di rete senza seguire l'ordine cronologico di ricezione delle richieste di connessione e avendo pertanto elaborato, in relazione alla pratica di connessione del reclamante, una soluzione di connessione non al minimo tecnico – sia dell'art. 7, comma 1, del TICA stesso, non avendo, nei termini previsti, comunicato al produttore l'aumento di 15 giorni lavorativi del "tempo di messa a disposizione del preventivo".

Registrazione su GAUDI

La delibera 4 febbraio 2016, 34/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società CIC Sicilia Energy nei confronti di Enel Distribuzione*, ha accolto il reclamo con cui si contestava l'operato del gestore il quale, dopo aver certificato l'attivazione e l'entrata in esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile, non aveva registrato, nel sistema di Gestione anagrafica unica degli impianti di produzione (GAUDI), la data di entrata in esercizio dell'impianto medesimo, lamentandone una presunta incompletezza.

L'Autorità ha, pertanto, prescritto al gestore di confermare su GAUDI la data di entrata in esercizio dell'impianto del reclamante.

Servizio alternativo di fornitura del gas naturale

Con la delibera 17 marzo 2016, 109/2016/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla società Cosvim Energia nei confronti di Snam Rete Gas*, l'Autorità ha accolto il reclamo con cui un utente del servizio di distribuzione contestava l'imputazione dei costi del servizio sostitutivo di alimentazione della rete di distribuzione tramite carro bombolaio, qualificando l'evento verificatosi sulla rete di Snam Rete Gas, che ha portato all'interruzione del servizio di trasporto del gas, come "emergenza di servizio", e ponendo a carico dell'utente della rete di trasporto (Eni) i costi del servizio sostitutivo stesso, in applicazione del Capitolo 14, par. 3.4., del Codice di rete di Snam Rete Gas.

7.

Tutela dei consumatori
ed efficienza energetica
negli usi finali

Intersettoriale

Tutela dei consumatori

Gli interventi relativi all'attività di vendita al dettaglio dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale non solo devono essere inquadrati nel contesto di evoluzione in atto legato al percorso di riforma dei meccanismi di tutela di prezzo per le forniture di energia elettrica e gas naturale, ma devono anche tenere conto dell'esigenza di migliorare l'efficienza e l'efficacia dei processi che coinvolgono i clienti e i venditori, dei flussi informativi inerenti ai dati di misura e della fatturazione, nonché dei rapporti tra venditori e distributori. Con specifico riguardo al percorso di riforma dei meccanismi di tutela di prezzo, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha iniziato un processo di definizione di interventi tesi a promuovere un percorso di uscita volontaria dei clienti finali dalle attuali tutele di prezzo, con particolare riferimento al settore elettrico. Parallelamente, l'Autorità ha portato avanti la disciplina dei regimi di tutela, provvedendo all'approvazione degli aggiornamenti periodici e dei livelli dei corrispettivi relativi alla commercializzazione al dettaglio.

Nello specifico, per quanto riguarda il settore del gas naturale, sono state definite le modalità di determinazione delle componenti relative ai costi di approvvigionamento della materia prima: $C_{MEM,IT}$, a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso, e CCR, relativa ai costi delle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso e alla copertura di alcuni rischi a esse relativi. Al contempo, per quanto riguarda i servizi di ultima istanza, l'Autorità ha chiuso l'Istruttoria conoscitiva avviata nel 2014, in merito ai meccanismi di reintegrazione degli oneri della morosità di tali servizi nell'anno termico 2012-2013. Si è successivamente provveduto a riconoscere ai fornitori di ultima istanza, individuati per gli anni termici 2012-2013 e 2013-2014, le condizioni economiche per l'erogazione del servizio, in base alla regolazione vigente.

Inoltre, l'Autorità ha posto in consultazione alcuni possibili interventi relativi alla disciplina del servizio di *default* trasporto (SdDT),

in virtù dell'approssimarsi del nuovo periodo di erogazione a partire dall'1 ottobre 2015, e, successivamente, a talune specifiche modifiche volte a favorire la partecipazione alle procedure di selezione dei fornitori di tale servizio.

Per quanto concerne gli altri interventi comuni a entrambi i settori, sono stati finalizzati i provvedimenti relativi alla riforma della trasparenza dei documenti di fatturazione (Bolletta 2.0) ed è stata modificata e integrata la disciplina sulla morosità. Sono stati, inoltre, effettuati interventi puntuali sul Codice di condotta commerciale e sulle procedure di *switching*, al fine di tenere conto del diritto di ripensamento del cliente finale domestico, e sono stati delineati i primi orientamenti in tema di fatturazione, in coerenza con l'obiettivo di rivedere il quadro regolatorio per incentivare la fatturazione basata sui consumi effettivi o sulle autoletture.

Infine, sono stati realizzati specifici interventi legati al verificarsi di particolari eventi, quali il riconoscimento degli eventuali oneri relativi alla morosità per la sospensione dei pagamenti e la successiva rateizzazione, nel caso del terremoto che ha colpito alcune zone dell'Emilia Romagna o inerenti a specifiche situazioni di singoli operatori.

Nel corso del 2014, con la delibera 7 agosto 2014, 410/2014/E/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la riforma e la razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali in materia di trattazione dei reclami e di risoluzione extragiudiziale delle controversie nei confronti degli operatori dei settori regolati, approvando contestualmente apposite *Linee guida* per un primo confronto con gli *stakeholders*. Il procedimento ha la finalità di pervenire, tramite un percorso graduale, a una migliore e più efficiente gestione delle istanze dei clienti finali in caso di disservizi percepiti, perseguendo altresì gli obiettivi di ridurre i costi generali del contenzioso, accrescere la consapevolezza dei clienti finali riguardo alla scelta dello strumento di risoluzione più adatto, migliorare la gestione dei reclami

da parte delle imprese riducendo il ricorso a strumenti di secondo livello, promuovere una più puntuale assistenza ai clienti finali anche avvalendosi delle associazioni dei consumatori. Attualmente, il predetto sistema di tutele si compone di un primo livello, in cui il cliente si interfaccia direttamente con il suo fornitore, e di un secondo livello, in cui il medesimo cliente, qualora non abbia ricevuto risposta o abbia ricevuto una risposta insoddisfacente, possa rivolgersi allo Sportello per il consumatore di energia (Sportello) o, in alternativa, al Servizio conciliazione clienti energia (Servizio

conciliazione) dell'Autorità (istituito con la delibera 21 giugno 2012, 260/2012/E/com, e s.m.i.) o ad altra procedura conciliativa.

Nel corso del 2015, l'Autorità ha dato seguito al procedimento di cui sopra ponendo in consultazione nuovi orientamenti, tenuto conto delle osservazioni e dei suggerimenti già raccolti con riferimento alle predette *Linee guida*, a seguito dell'evoluzione normativa in materia di *Alternative Dispute Resolution* (ADR) e degli efficientamenti attuati sullo Sportello e sul Servizio conciliazione.

Nel corso del 2016 sono previsti ulteriori approfondimenti.

Regolazione del mercato elettrico

Mercato elettrico: percorso di riforma

L'art. 3, paragrafo 3, della direttiva 2009/72/CE, prevede che «*gli Stati membri provvedono affinché tutti i clienti civili e, se gli Stati membri lo ritengono necessario, le piccole imprese (con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro) usufruiscano nel rispettivo territorio del servizio universale, vale a dire del diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori*».

Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, ha confermato l'assetto introdotto dal decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, prevedendo, a far data dall'1 luglio 2007, l'istituzione del servizio di maggior tutela – cui hanno diritto i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro che non scelgono un fornitore sul mercato libero – e del servizio di salvaguardia, destinato ai clienti diversi da quelli aventi diritto alla maggior tutela, nel caso in cui essi si trovino senza un esercente la vendita nel mercato libero o non abbiano proceduto a sceglierne uno.

Per quanto riguarda le condizioni di erogazione del servizio di maggior tutela, le modalità di definizione da parte dell'Autorità dei prezzi relativi alle fasi liberalizzate della filiera elettrica (a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione) fanno

riferimento a condizioni di mercato. I prezzi relativi all'approvvigionamento sono, infatti, attualmente determinati sulla base dei prezzi registrati nel mercato all'ingrosso, attraverso operazioni di mero calcolo, senza discrezionalità. Per quanto riguarda, invece, la parte relativa ai costi di commercializzazione, non esistendo un valore di mercato cui fare riferimento, ai fini della sua determinazione viene seguito un criterio di aderenza ai costi di un ipotetico operatore nuovo entrante nel segmento della vendita di energia elettrica ai clienti di piccole dimensioni.

Per quanto concerne, invece, le condizioni di erogazione del servizio di salvaguardia, esse sono definite sulla base degli esiti delle procedure concorsuali di selezione degli esercenti la salvaguardia.

Relativamente agli attuali meccanismi di tutela sopra sintetizzati, con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com, è stato avviato un procedimento per la definizione del percorso di riforma (c.d. *Roadmap*), teso alla revisione degli attuali meccanismi di mercato per la tutela di prezzo, ovvero il servizio di maggior tutela dei clienti domestici e delle piccole imprese nei settori dell'energia elettrica e il servizio di tutela dei clienti del gas naturale. Nello specifico, il suddetto percorso è diretto a definire un graduale assorbimento dei meccanismi di tutela di prezzo, al fine di consentire la maturazione di un mercato *retail* di massa e, quindi, l'uscita volontaria e consapevole dei clienti finali dagli attuali servizi di tutela verso il mercato libero. Per l'Autorità, infatti, l'abolizione delle tutele di prezzo richiede l'identificazione preventiva di un

percorso di riforma graduale delle stesse, in cui siano chiaramente individuati gli interventi che si considera opportuno attuare e le relative tempistiche di implementazione, valutando l'impatto che ciascuno di essi può avere anche in termini di capacitazione dei clienti di piccole dimensioni.

Con il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 421/2015/R/eel, l'Autorità ha illustrato dettagliatamente gli orientamenti in merito alla definizione del processo di riforma, individuando, altresì, percorsi differenziati per tipologia di cliente finale e per settori. In particolare, è stato ravvisato, come possibile ambito di prima attuazione del suddetto processo di riforma, quello della fornitura di energia elettrica alle piccole imprese, ossia ai clienti in bassa tensione altri usi, con l'eventuale esclusione di quelli di piccolissima taglia con potenza impegnata fino a 1,5 kW. Le soluzioni adottate per tali clienti, nelle intenzioni dell'Autorità, avrebbero dovuto essere poi valutate alla luce dei risultati della prima attuazione, al fine di verificarne la rispondenza anche alle esigenze specifiche dei clienti domestici (compresi i condomini per uso domestico del settore del gas naturale), per poterne ripetere l'applicazione.

Nel dettaglio degli orientamenti, il citato documento prospetta una nuova fase in cui, da un lato, si assisterebbe a una evoluzione del servizio di maggior tutela e, dall'altro, verrebbero indicati dei percorsi di adesione volontaria dei clienti, finalizzati a favorire il graduale assorbimento degli esistenti contratti di fornitura nell'ambito degli attuali sistemi di tutela di prezzo. L'adeguamento della regolazione del servizio di maggior tutela persegue l'obiettivo di rendere tale servizio più coerente con il ruolo di "ultima istanza" (servizio universale), che esso è destinato ad assumere. In tale prospettiva, ci si attende che restino forniti nel servizio di ultima istanza i clienti che non sono in grado di trovare un fornitore nel mercato libero, oltre a quelli che si ritrovano senza un venditore per cause indipendenti dalla loro volontà, per esempio, a causa del fallimento di quest'ultimo.

Rispetto alla prospettazione dei percorsi di adesione volontaria, invece, verrebbe prevista l'introduzione del nuovo regime della c.d. *tutela simile* (in altri termini, una tutela simile a una, tra le tante, fornitura del mercato libero di energia elettrica), nell'ambito del quale i clienti finali scelgono volontariamente di avere accesso a una fornitura di energia elettrica offerta da fornitori del mercato libero con struttura di prezzo (ma non livelli) e condizioni contrattuali vigilate dall'Autorità.

Riguardo al quadro delineato, il c.d. "DDL concorrenza" contiene disposizioni che stabiliscono, qualora fossero verificati i requisiti definiti nelle medesime disposizioni, che il servizio di maggior tutela cessi, a far data dall'1 gennaio 2018, anche per i clienti domestici. Ciò determina, come evidenziato dall'Autorità nella memoria del 20 novembre 2015, 545/2015/l/com, l'esigenza di accelerare il percorso graduale che l'Autorità intende definire, con la conseguente necessità di considerare sin da subito possibili soluzioni anche per i clienti domestici, in analogia con quanto impostato nell'ambito della *tutela simile* per i clienti non domestici in bassa tensione.

A tale fine, con il documento per la consultazione 25 febbraio 2016, 75/2016/R/eel, sono stati definiti gli ulteriori orientamenti, in relazione al solo settore dell'energia elettrica, per i clienti domestici e per le piccole imprese, affinché alla data dell'1 gennaio 2018 il superamento dell'attuale servizio di maggior tutela consista esclusivamente nella cessazione della tutela di prezzo e non nella cancellazione del diritto dei clienti di vedersi assicurata la continuità del servizio.

Il citato provvedimento, in coerenza con gli obiettivi già indicati nel documento per la consultazione 421/2015/R/eel, ha evidenziato gli orientamenti in tema di servizio di maggior tutela riformato e di introduzione della *tutela simile*, che l'Autorità intende configurare secondo il modello di adesione volontaria (dei clienti e dei venditori) e di gestione centralizzata dell'accesso.

Per quanto riguarda il servizio di maggior tutela riformato, l'Autorità è orientata ad adeguare la regolazione per l'anno 2017, prevedendo sia la modifica delle condizioni contrattuali, relativamente alla disciplina del deposito cauzionale, delle rateizzazioni e del recesso, sia la revisione delle condizioni economiche, mantenendo una definizione *ex ante* delle medesime condizioni, ma statuendo che le componenti di approvvigionamento dell'energia elettrica siano determinate con esclusivo riferimento al prezzo che si forma nel Mercato del giorno prima della Borsa elettrica e con modalità di calcolo che permettano di trasmettere ai clienti un migliore segnale di prezzo.

Relativamente all'introduzione della *tutela simile*, l'Autorità intende fornire ai clienti di minori dimensioni l'opportunità di accedere al mercato libero dell'energia elettrica in condizioni di elevata trasparenza e semplicità, in un contesto di fornitura vigilata dall'Autorità.

La prospettata *tutela simile* risulterebbe caratterizzata:

- dal possesso, da parte dei venditori, di specifici requisiti verificati inizialmente e monitorati trimestralmente, di solidità economica, finanziaria, di onorabilità e operativi, coerenti con il numero massimo di clienti che è disposto a fornire;
- dall'accesso consentito ai soli clienti ricompresi nel servizio di maggior tutela riformato, attraverso uno specifico sito internet (gestito dall'Acquirente unico, quale amministratore del servizio stesso), per mezzo del quale i clienti manifesteranno il proprio interesse nei confronti di un determinato fornitore, per ricevere la relativa documentazione informativa e contrattuale. La conclusione del contratto dovrebbe avvenire, secondo le modalità previste dalla legge e nel rispetto del Codice di condotta commerciale, in un tempo complessivamente predefinito (massimo 45 giorni);
- dalla definizione di condizioni contrattuali standard applicate a tutti i clienti della *tutela simile*, a prescindere dal fornitore, avendo la *tutela simile* ad oggetto esclusivamente la fornitura di energia elettrica senza l'offerta di ulteriori servizi aggiuntivi. Tra le suddette condizioni è inclusa la durata del contratto, non superiore ad un anno, a far data dallo *switching* del punto di prelievo, e non più rinnovabile;
- dalla definizione delle condizioni economiche. Il prezzo applicato al cliente dovrà essere pari a quello applicato nel servizio di maggior tutela riformato, al netto del corrispettivo PPE (Prezzo perequazione energia), oltre ad uno sconto definito dal fornitore stesso per ciascuna tipologia di cliente;
- dalla possibilità, per i clienti, di accedere alla *tutela simile*, mediante l'intermediazione di aggregatori; in questi casi i fornitori potranno offrire uno sconto incrementale e individuare come aggregatori ammessi le associazioni dei consumatori e le associazioni di categoria;
- dall'indicazione di un numero massimo di clienti da servire in *tutela simile* dal singolo gruppo societario.

Servizio di maggior tutela: aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche

Sulla base di quanto previsto dall'art. 10 del *Testo integrato della vendita* (TIV), come modificato e integrato con la delibera 19 luglio 2012, 301/2012/R/eel, l'Autorità ha provveduto, come di consueto, ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per il servizio di maggior tutela:

- per il trimestre aprile-giugno 2015, con la delibera 26 marzo 2015, 130/2015/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2015, con la delibera 25 giugno 2015, 303/2015/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2015, con la delibera 28 settembre 2015, 454/2015/R/eel;
- per il trimestre gennaio-marzo 2016, con la delibera 28 dicembre 2015, 660/2015/R/eel.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 2 del Volume I.

Servizio di maggior tutela: modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 28 dicembre 2015, 659/2015/R/eel, l'Autorità ha aggiornato, a partire dall'1 gennaio 2016, i livelli di tutte le componenti di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela. In particolare, sono stati aggiornati i valori:

- del corrispettivo PCV a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di vendita di un operatore efficiente del mercato libero;
- della componente RCV per la remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela;
- della componente $DISP^{BT}$, a restituzione del differenziale tra quanto complessivamente pagato dai clienti finali in maggior tutela a titolo di corrispettivo PCV e quanto riconosciuto agli esercenti mediante la componente RCV.

Tale aggiornamento segue il documento per la consultazione 29 ottobre 2015, 514/2015/R/eel, con il quale l'Autorità aveva sia espresso i propri orientamenti relativi alle modalità di revisione delle singole componenti inerenti alla commercializzazione, sia reso noti i dati raccolti e le analisi effettuate su un campione rappresentativo di venditori del mercato libero e di esercenti la maggior tutela che operano in regime di separazione societaria. Le analisi intendevano porre in risalto i principali elementi di costo e di remunerazione nell'ambito dell'attività di commercializzazione, differenziando tra i costi relativi alla morosità, gli altri costi operativi e la remunerazione del capitale investito netto. Sulla base delle suddette evidenze, nel documento per la consultazione 514/2015/R/eel sono stati illustrati:

- i criteri per la definizione del corrispettivo PCV e delle componenti RCV e RCV_i, descrivendo le modalità di riconoscimento dei costi operativi relativi alla morosità e quelle degli altri costi operativi, nonché le modalità di quantificazione del capitale investito netto e della sua remunerazione;
- le modalità di quantificazione del corrispettivo PCV e delle componenti RCV ed RCV_i, nonché i criteri per il loro aggiornamento;
- la definizione di specifici meccanismi, ulteriori rispetto all'applicazione delle componenti RCV ed RCV_i, per la remunerazione degli esercenti la maggior tutela.

In ragione degli orientamenti illustrati nel suddetto documento per la consultazione e delle osservazioni pervenute, l'Autorità, con l'anzidetta delibera 659/2015/R/eel, ha definito la quantificazione dei corrispettivi.

Più specificamente, in relazione al corrispettivo PCV, è stata prevista la definizione di un valore unico nazionale del corrispettivo, ma con una differenziazione tra le diverse tipologie di clientela. I livelli fissati a decorrere dall'1 gennaio 2016 sono stati definiti considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio* riconosciuto (vale a dire del tasso di mancato pagamento delle fatture da parte dei clienti finali all'interno di un periodo temporale di 24 mesi) e rilevato dai venditori sul mercato libero, considerando il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e del credito. Tale tasso è risultato complessivamente pari al 2,7191%, differenziato per tipologie di clienti (2,2465% per i clienti domestici e 2,9115% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi);
- per gli altri costi operativi, i valori dell'anno 2014, desumibili dai conti annuali separati inviati dagli operatori ai sensi della normativa in materia di *unbundling* e aggiustati in considerazione del peso delle rettifiche, comunicate nell'ambito della richiesta dati. Più precisamente, tali valori comprendono anche i costi connessi alle politiche di marketing e di acquisizione della clientela;
- per il riconoscimento della quantificazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa, cui un venditore deve far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione

media in 53 giorni. In tale contesto è stato, altresì, previsto che la remunerazione sia definita, come già avviene, mediante la metodologia del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), utilizzando il tasso di interesse nominale e non considerando ai fini del calcolo gli oneri connessi all'Irap, per la quale è previsto un riconoscimento separato. Nello specifico tale tasso è risultato complessivamente fissato all'8%.

Per quanto riguarda la remunerazione degli esercenti la maggior tutela, la citata delibera 659/2015/R/eel ha introdotto una ulteriore differenziazione delle componenti, tale da rispecchiare le distinzioni del costo unitario sostenuto dai diversi esercenti, ascrivibili alla potenziale presenza di economie di scala presumibilmente connesse all'ottimizzazione sia dei costi fissi sia della gestione dei processi (indicato come effetto dimensione).

In particolare, sono state considerate tre distinte componenti: la componente RCV da riconoscere agli esercenti societariamente separati che servono un numero rilevante di clienti finali (superiore a 10 milioni), la componente RCV_{sm} per gli altri esercenti societariamente separati e la RCV_i per gli esercenti non societariamente separati. Ciascuna di queste componenti risulta differenziata per tipologie di clienti finali e per zone territoriali (Centro-Nord e Centro-Sud).

La quantificazione dei livelli delle singole componenti è stata eseguita con criteri analoghi alla metodologia di riconoscimento dei costi della componente PCV.

Per gli oneri della morosità, si è riconosciuto il livello di *unpaid ratio*, che tiene conto di una gestione efficiente del credito da parte dei singoli esercenti; per i costi operativi, sono stati presi a riferimento i valori di costo 2014 escludendo, in questo caso, tutti i costi relativi al marketing e all'acquisizione; per la remunerazione del capitale investito netto, si è compiuta la quantificazione parametrica del CCN e il WACC è stato in questo caso fissato al 7,8%.

Inoltre, sempre relativamente alla remunerazione degli esercenti la maggior tutela, la stessa delibera ha previsto ulteriori specifici meccanismi di riconoscimento, finalizzati, da un lato, al riconoscimento dei costi sostenuti da alcuni esercenti la maggior tutela in ragione dell'effetto dimensione, e, dall'altro, a tenere conto, per tutti gli esercenti il servizio, dell'evoluzione del servizio di maggior tutela.

Infine, il provvedimento ha determinato l'aggiornamento annuale del corrispettivo PCV e delle componenti RCV, RCV_{sm} ed RCV_i.

Revisione dei fattori percentuali convenzionali e del meccanismo di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione

Con la delibera 23 luglio 2015, 377/2015/R/eel, che ha fatto seguito al documento per la consultazione 30 aprile 2015, 202/2015/R/eel, l'Autorità ha completato la disciplina delle perdite sulle reti di distribuzione, rivedendo i fattori percentuali convenzionali di perdita dall'1 gennaio 2016 e innovando il meccanismo di perequazione delle perdite da applicare alle imprese di distribuzione, con riferimento alle perdite di competenza a partire dal 2015.

La nuova disciplina considera la diversificazione territoriale delle perdite effettive sulle reti di distribuzione e mantiene gli incentivi in capo alle imprese distributrici per la minimizzazione delle perdite stesse, prevedendo al contempo il trasferimento a tutti i clienti finali (sia sul mercato tutelato sia sul mercato libero) di parte dei benefici strutturali o derivanti dai guadagni di efficienza conseguiti dalle imprese di distribuzione.

In particolare, il richiamato documento:

- aggiorna, a valere dall'1 gennaio 2016, prevedendone l'invarianza per un triennio, ai fini del *settlement* (ossia della regolazione delle partite relative alle immissioni e ai prelievi dalla rete da parte dei diversi soggetti), i fattori di perdita standard da applicare ai prelievi, alle immissioni e alle interconnessioni tra reti, confermando la definizione di coefficienti uniformi a livello nazionale e riducendo, in particolare, il fattore relativo ai prelievi in media tensione dal 4,0% al 3,8%, con un beneficio immediato a favore dei clienti finali;
- innova, introducendo semplificazioni, il meccanismo di perequazione delle perdite (basato sulla differenza tra perdite effettive e perdite standard di rete), da applicare alle imprese di distribuzione a partire dal 2016 con riferimento alle perdite di competenza dell'anno 2015; avvia la differenziazione su base territoriale dei fattori da applicare alle perdite di natura commerciale (che non dipendono dalle caratteristiche delle reti, come i furti fraudolenti di energia elettrica, gli errori di misurazione e gestione dei dati), nonché la facoltà di optare per l'applicazione, per le perdite di natura tecnica, di fattori differenziati per ambito di concentrazione (con riferimento a contesti abitativi caratterizzati da alta, media e bassa concentrazione). Inoltre, inserisce, nel calcolo corrispondente

alla differenza tra le perdite effettive e le perdite standard, un elemento di parametrizzazione specifico aziendale, volto ad assicurare che l'incentivo riconosciuto alle imprese di distribuzione, anche in ragione delle azioni intraprese al contenimento delle perdite di energia elettrica, preservi la coerenza con le condizioni effettive di esercizio delle reti, evitando il rischio di riconoscere alle medesime extra profitti altrimenti non giustificati;

- dettaglia il meccanismo di contenimento delle perdite commerciali, prevedendo una modalità di attenuazione del percorso temporale di efficientamento richiesto alle imprese di distribuzione, in considerazione degli interventi che le medesime, su base triennale, possono realisticamente mettere in atto per contrastare, in particolare, i prelievi fraudolenti di energia elettrica.

Disciplina del sistema indennitario

La disciplina del sistema indennitario, introdotta con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, e integrata con la delibera 22 marzo 2012, 99/2012/R/eel, persegue la finalità di garantire all'esercente la vendita uscente un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi tre mesi precedenti la data di *switching* del cliente finale moroso (per maggiori dettagli si rinvia alla *Relazione Annuale* 2015).

Relativamente al primo periodo di implementazione del sistema indennitario, dall'entrata in operatività nel luglio 2011 al consuntivo di gennaio 2016, emerge che gli esercenti la vendita uscenti hanno emesso più di 578.000 richieste di indennizzo, la cui correttezza è stata accertata dal gestore, per corrispettivi C^{MOR} totali di 173,1 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di 281,4 milioni di euro. In media, dunque, gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi per 4,8 milioni di euro al mese. Nonostante il lungo periodo intercorso tra la data di *switching* e l'applicazione del corrispettivo C^{MOR} da parte dell'esercente la vendita entrante al cliente finale inadempiente (periodo compreso tra i 12 e i 18 mesi, durante il quale gli esercenti la vendita uscenti avrebbero dovuto incassare i propri crediti dai clienti finali tramite i canali standard di riscossione), gli esercenti la vendita sono riusciti a ridurre del 62% gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo. Le attività di monitoraggio del gestore hanno anche avuto ad oggetto il comportamento dei clienti che utilizzano

ripetutamente lo *switching*, per non pagare le fatture relative agli ultimi mesi della fornitura. I risultati di tali analisi sono evidenziati nella tavola e nel grafico seguenti.

La figura 7.1 evidenzia come il sistema indennitario permetta di individuare i casi in cui tale comportamento viene attuato¹, limitandone gli impatti in termini di rischio creditizio per gli esercenti la vendita.

INCIDENZA	LUG.-DIC. 2011 ^(B)	GEN.-DIC. 2012 ^(B)	GEN.-DIC. 2013 ^{(B),(C)}	GEN. 2014-FEB. 2015 ^(B)	MAR.-DIC. 2015
Nel periodo analizzato	0,3%	5,8%	18,7% ^(A)	22,2%	30,8%
Cumulate	0,3%	4,9%	11,0%	15,6%	19,2%

Note:

(A) Dati nel periodo marzo-dicembre 2013 al netto delle richieste di indennizzo relative a punti di prelievo il cui titolare ha effettuato una volta in seguito alla prima richiesta di indennizzo in modo da non essere più rintracciato. Fenomeno invece incluso negli altri trimestri. Tale differenza, tuttavia, non incide l'andamento della serie storica in quanto ha un peso poco rilevante rispetto al totale delle richieste di indennizzo del trimestre (la cui media dei mesi precedenti è pari allo 0,1%).

(B) Dati al lordo delle richieste di indennizzo annullate per errore in seguito, a febbraio 2015. Tale fenomeno tuttavia, non incide l'andamento della serie storica in quanto del tutto trascurabile rispetto al totale delle richieste di indennizzo.

(C) Sistema non operativo nel periodo marzo-luglio 2013.

Fonte: Elaborazione su dati dell'Acquirente unico.

TAV. 7.1

Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti *switching* hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo

Clienti per cui più esercenti consecutivamente hanno richiesto l'indennizzo

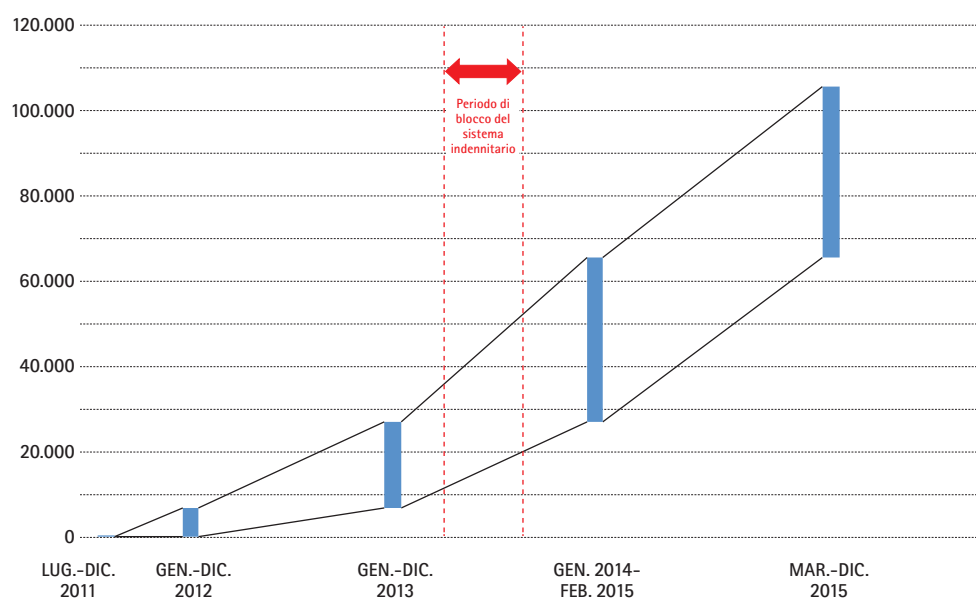


FIG. 7.1

Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario

Numero di clienti con almeno due C^{MOR} consecutivi

Fonte: Elaborazione dati forniti dall'Acquirente unico.

¹ Nell'ambito della presente analisi sono stati considerati, in via conservativa, i soli clienti finali che per la stessa fornitura hanno ricevuto almeno due richieste di indennizzo consecutive. Sono stati, dunque, esclusi i clienti interessati da una sola richiesta di indennizzo e coloro che in seguito alla prima richiesta di indennizzo hanno effettuato una volta impendendo di essere rintracciati.

Durante il periodo di operatività del sistema indennitario, il 19,2% del totale degli indennizzi afferisce ai clienti finali che per la stessa fornitura hanno ricevuto almeno due richieste di indennizzo consecutive, per un totale di più di 105.000 casi individuati fino a dicembre 2015. L'analisi degli indennizzi riconosciuti mostra ancora un trend crescente dell'incidenza delle richieste dei clienti finali che già ne avevano ricevuti, rispetto ai nuovi indennizzi riconosciuti nello stesso

periodo, tale da raggiungere il 30,8% tra marzo e dicembre 2015. Il gestore del sistema indennitario, su richiesta e in coordinamento con l'Autorità, ha inoltre realizzato attività periodiche di verifica e controllo, a tappeto e a campione, volte a monitorare costantemente il corretto funzionamento del sistema, a verificare la corretta applicazione della relativa disciplina e a individuare aree di miglioramento del suo funzionamento.

Regolazione del mercato del gas

Mercato del gas: percorso di riforma

Nel settore del gas naturale le forme di tutela previste per i clienti finali si sostanziano, per i clienti domestici e i condomini uso domestico, in condizioni economiche definite dall'Autorità che tutti i venditori hanno l'obbligo di offrire loro (c.d. "servizio di tutela del gas naturale").

Le condizioni economiche del servizio di tutela sono determinate dall'Autorità secondo una logica analoga a quella su cui è basata la determinazione dei prezzi del servizio di maggior tutela nel settore elettrico, vale a dire in modo da riflettere le condizioni di costo di un operatore efficiente del mercato.

In particolare, per quanto concerne la componente del prezzo relativa all'approvvigionamento all'ingrosso del gas naturale, sono prese a riferimento le condizioni di prezzo prevalenti sul mercato *spot*.

Nel settore del gas naturale operano due servizi di ultima istanza: il servizio di fornitura di ultima istanza (servizio FUI) e il servizio di *default*.

Il servizio FUI è orientato unicamente a garantire la continuità della fornitura ed è destinato ai clienti domestici, ai condomini uso domestico e ai clienti altri usi con consumi fino a 50.000 S(m³)/anno, che si trovano senza un venditore per cause indipendenti dalla loro volontà; pertanto, sono esclusi quei clienti che, pur appartenendo a una delle menzionate tipologie, risultano morosi. Il servizio FUI è altresì destinato alle attività di pubblico servizio, per i clienti non disalimentabili.

Il servizio di *default*, invece, ha la finalità di garantire unicamente il bilanciamento della rete ed è, pertanto, destinato ai clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché rientrano nelle citate tipologie ma sono morosi o appartenenti ad altre tipologie di clientela.

In considerazione del diverso assetto del servizio di vendita e della diversa forma di tutela di prezzo rispetto a quanto vigente nel settore elettrico, nonché in considerazione dell'esistenza dei servizi di ultima istanza, l'Autorità ritiene che non sia necessario introdurre specifiche misure di accompagnamento verso il mercato libero analoghe a quelle in via di definizione per il servizio di maggior tutela nel settore elettrico.

Infatti, da una parte, la vigente regolazione pone in capo ai venditori di gas nel mercato *retail* un obbligo di offerta (non un obbligo di fornitura) delle condizioni stabilite dall'Autorità, dall'altra, a partire dall'ottobre 2013, per la determinazione della componente C_{MEM} (relativa ai costi di approvvigionamento della materia prima), sono state prese a riferimento le condizioni di prezzo prevalenti sul mercato *spot* e non più i contratti di lungo periodo.

Nel settore del gas naturale non si ravvisa, dunque, la necessità di intervenire con strumenti che agevolino il passaggio al mercato libero, in considerazione del fatto che i clienti domestici sono già esposti alle dinamiche di mercato. L'Autorità si è riservata, al più, di valutare l'opportunità di intervenire con misure per promuovere la scelta più consapevole e attiva da parte dei clienti, in vista del superamento delle tutele di prezzo dall'1 gennaio 2018.

Servizio di tutela: aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche

In conformità al *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane* (TIVG), di cui all'Allegato A della delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, l'Autorità ha aggiornato, con cadenza trimestrale, sia la componente $C_{MEM,t}$ a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso, sia l'elemento QTV_t che indica il corrispettivo a copertura dei costi relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato; con cadenza annuale ha aggiornato anche le altre componenti delle condizioni economiche di fornitura.

Con riferimento agli aggiornamenti trimestrali, l'Autorità è intervenuta ad aggiornare le citate componenti:

- per il trimestre aprile-giugno 2015, con la delibera 26 marzo 2015, 131/2015/R/gas;
- per il trimestre luglio-settembre 2015, con la delibera 25 giugno 2015, 304/2015/R/gas;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2015, con la delibera 28 settembre 2015, 455/2015/R/gas;
- per il trimestre gennaio-marzo 2016, con la delibera 28 dicembre 2015, 661/2015/R/gas.

Con le suddette delibere 304/2015/R/gas, 455/2015/R/gas e 661/2015/R/gas, l'Autorità ha anche aggiornato, rispettivamente a far data dall'1 luglio 2015, dall'1 ottobre 2015 e dall'1 gennaio 2016, il valore della componente C_{PR} a copertura del meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale, al fine di conseguire il gettito necessario alla regolazione delle partite economiche, di cui alla delibera 10 ottobre 2013, 447/2013/R/gas, come aggiornata dalla delibera 20 novembre 2015, 556/2015/R/gas.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 3 del Volume I.

Servizio di tutela: modalità di determinazione della materia prima gas

La delibera dell'Autorità 26 marzo 2015, 133/2015/R/gas, ha confermato, anche per l'anno termico 2015-2016, il riferimento alle

quotazioni del gas sul mercato olandese *Title Transfer Facility* (TTF), per la determinazione della componente relativa all'approvvigionamento all'ingrosso $C_{MEM,t}$.

Riguardo alla componente CCR, che copre i costi delle partite relative all'attività di vendita all'ingrosso comprensive di un'equa remunerazione e di alcuni rischi connessi a tale attività, la suddetta delibera ha confermato, per l'anno termico 2015-2016, la valorizzazione proposta nel documento per la consultazione 5 febbraio 2015, 38/2015/R/gas, per quanto attiene alle partite relative all'attività di vendita all'ingrosso e ai rischi profilo, eventi climatici invernali e *pro die*; mentre ha adeguato sia il valore del rischio bilanciamento, per tenere conto anche del rischio legato all'intervento del responsabile del bilanciamento nella sessione di mercato *locational*, sia il valore del rischio livello. La delibera, da ultimo, ha confermato la modalità di adeguamento del rischio profilo e del rischio eventi climatici invernali, in funzione dell'esito delle aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio.

Il provvedimento ha poi evidenziato l'esigenza di definire le condizioni economiche del servizio di tutela, in coerenza con gli sviluppi normativi e regolatori, indirizzati alla progressiva revisione del perimetro delle tutele di prezzo.

In particolare, con la delibera 271/2015/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione del percorso di riforma dei meccanismi di tutela di prezzo per le forniture di energia elettrica e di gas naturale ai clienti domestici e alle piccole imprese. Parallelamente, il DDL concorrenza ha fissato la data unica dell'1 gennaio 2018 per la cessazione delle tutele di prezzo per tutte le categorie di piccoli consumatori nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale.

In considerazione dei suddetti sviluppi normativi e regolatori e con riferimento alle condizioni economiche del servizio di tutela, nel corso del 2016 l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 18 febbraio 2016, 61/2016/R/gas, al fine di illustrare le modalità di determinazione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso ($C_{MEM,t}$) e dell'aggiornamento della componente relativa alle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso (CCR), per il periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017, estendendo di un trimestre il periodo relativo al normale anno termico per tener conto della data prevista di cessazione del regime di tutela.

Nello specifico, il documento ha previsto la determinazione della componente C_{MEM} , secondo una logica di continuità con

l'assetto esistente, adottando al contempo un approccio più flessibile rispetto allo schema proposto nel citato documento per la consultazione per quanto riguarda la valutazione delle condizioni necessarie per consentire il passaggio dalle quotazioni olandesi alle corrispondenti quotazioni del mercato nazionale e, conseguentemente, la scelta del riferimento di mercato nel periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017. Pur riconoscendo un significativo aumento dei volumi negoziati al Punto di scambio virtuale (PSV) nel corso del 2015, rispetto al 2014, l'Autorità ha prospettato il mantenimento, per il periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017, della vigente formula di aggiornamento della componente C_{MEM} , che ha come mercato di riferimento l'*hub* TTF e come contratto di riferimento il prodotto trimestrale relativo al trimestre oggetto di aggiornamento.

Riguardo alla componente CCR, il cui aggiornamento avviene entro il 31 marzo di ogni anno con riferimento ai valori in vigore nell'anno termico successivo, l'Autorità ha confermato, per il periodo 1 ottobre 2016 – 31 dicembre 2017, le modalità di quantificazione già adottate per la determinazione di tale componente nell'anno termico 2015-2016.

Con la delibera 1 aprile 2016, 166/2016/R/gas, sono state confermate le vigenti modalità di calcolo della componente C_{MEM} , mantenendo il riferimento alle quotazioni del gas naturale sul mercato TTF; per quanto riguarda la componente CCR, invece, sono stati adeguati il valore del rischio livello, in considerazione di un tasso atteso di uscita dal servizio di tutela maggiore di quello rilevato nell'ultimo biennio, nonché il rischio *pro-die*, includendo nella quantificazione il differente valore stagionale della componente tariffaria CRV^{OS} a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore correttivo dei ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio. Il valore associato al rischio profilo e al rischio eventi climatici invernali è stato aggiornato in esito alle aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio.

La delibera ha, infine, esteso di un trimestre l'applicazione della componente GRAD (per la gradualità nell'applicazione delle condizioni economiche del servizio di tutela in esito alla riforma del 2013) prevista per l'anno termico 2016-2017 (ultimo periodo di implementazione), al fine di limitare le possibili oscillazioni di prezzo nel trimestre antecedente la cessazione del servizio di tutela, a parità di ammontare di gettito atteso.

Servizio di tutela: modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 26 novembre 2015, 575/2015/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dall'1 gennaio 2016, i livelli della componente QVD, a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio del servizio di tutela. Il provvedimento fa seguito al documento per la consultazione 24 settembre 2015, 449/2015/R/gas, con il quale l'Autorità aveva illustrato i criteri adottati per la definizione e la quantificazione del costo riconosciuto attraverso la QVD, nonché i propri orientamenti in tema di livelli e di aggiornamento di tale componente.

In ragione delle posizioni espresse nel suddetto documento per la consultazione e delle osservazioni pervenute al medesimo, con la delibera menzionata si è provveduto ad aggiornare i livelli della componente QVD, mantenendola unica sul territorio nazionale. I suddetti livelli sono stati determinati considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio*, riconosciuto e definito sulla base del tasso di mancato incasso delle fatture nei trascorsi 24 mesi dalla loro emissione, come rilevato dai venditori sul mercato libero, tenendo altresì in considerazione il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e di gestione del credito. Tale tasso è risultato complessivamente pari al 2,34%, non differenziato per tipologie di clienti;
- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2013 (a disposizione dell'Autorità in virtù della disciplina *unbundling*) e relativi all'attività di vendita ai clienti finali del gas naturale, comparto di vendita ai clienti di piccole dimensioni, connessi alle reti di distribuzione e con consumi inferiori o pari a 200.000 S(m³)/anno, così come rettificati in base alle informazioni trasmesse dagli operatori nell'ambito della richiesta dati e attribuendo ai clienti domestici e ai condomini con uso domestico circa l'83% dei costi relativi a tale attività. Questi valori comprendono anche i costi connessi alle politiche di marketing e acquisizione della clientela;
- per il riconoscimento della quantificazione del capitale investito netto, una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve far fronte

nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 49 giorni. In tale ambito è stato, altresì, previsto che la remunerazione sia definita – come già avviene – mediante la metodologia del WACC, utilizzando il tasso di interesse nominale e non considerando, ai fini del calcolo, gli oneri connessi all'Irap, per la quale è previsto un riconoscimento separato.

Infine, la medesima delibera ha anche stabilito che i livelli della componente QVD siano rivisti con cadenza annuale e che tale aggiornamento venga riferito all'anno solare, in modo da essere reso compatibile con i dati contabili disponibili e aggiornati, considerate le tempistiche che caratterizzano la messa a disposizione dell'Autorità dei conti annuali separati.

Gas diversi dal gas naturale: aggiornamento della componente a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas, a seguito di specifica consultazione (documento per la consultazione 12 novembre 2015, 540/2015/R/gas), l'Autorità ha aggiornato il valore della componente QVD, a copertura della commercializzazione al dettaglio dei gas diversi, con validità biennale, prevedendo che anche per il GPL, come già per i gas manifatturati, assuma una nuova articolazione in quota fissa, espressa in euro/punto di riconsegna per anno. Il nuovo valore per entrambi i combustibili è pari a 36,00 €/PDR.

Il provvedimento ha introdotto la possibilità, per le imprese di distribuzione e di vendita di gas diversi da quello naturale, di applicare un differente livello per la componente QVD, a fronte della certificazione di eventuali ulteriori costi relativi all'attività di vendita, che non trovino copertura nel livello della suddetta componente. Lo stesso provvedimento ha poi prorogato i valori della QVD, in vigore alla fine del mese di dicembre 2015, fino al 31 marzo 2016, allo scopo di tenere in considerazione l'effetto delle modifiche sui sistemi di fatturazione delle imprese, e ha disposto che i nuovi valori della QVD siano aggiornati con effetto dall'1 aprile 2016.

Servizi di ultima istanza: servizio di default di trasporto, servizio di fornitura di ultima istanza e servizio di default di distribuzione

Nel settore del gas naturale, sin dal 2012 l'Autorità ha disciplinato il servizio di *default* trasporto (SdDT), per quanto riguarda i punti di riconsegna allacciati alla rete di trasporto.

Tale servizio è finalizzato a garantire il bilanciamento della rete di trasporto in relazione ai prelievi di gas che si possono verificare presso punti di riconsegna che restano privi dell'utente di trasporto e di bilanciamento (UdB), al quale imputare i predetti prelievi, a seguito della risoluzione del contratto di trasporto o del mancato conferimento della relativa capacità.

L'Autorità ha, altresì, previsto che l'impresa maggiore di trasporto, al fine di ridurre i casi di attivazione dell'SdDT, possa organizzare e svolgere procedure ad evidenza pubblica per la selezione di uno o più venditori che si impegnino, nelle ipotesi in cui dovrebbe essere attivato l'SdDT, ad assumere la qualifica di fornitori transitori (FT_T) e ha, altresì, definito gli indirizzi applicabili alle procedure a evidenza pubblica per la loro selezione². In vista dell'approssimarsi delle gare per l'individuazione dei nuovi FT_T titolari del servizio, a partire dal mese di ottobre 2015, con il documento per la consultazione 2 luglio 2015, 323/2015/R/gas, l'Autorità ha definito i propri orientamenti, con lo scopo di efficientare la disciplina dell'SdDT e dei FT_T, tenendo conto dell'esperienza maturata, a vario titolo, in questi primi tre anni di esercizio. In particolare, sono stati consultati gli interventi riguardanti le cause di attivazione del servizio, le condizioni di erogazione del servizio, le modalità di determinazione delle condizioni economiche e il meccanismo di copertura degli oneri della morosità.

A tale documento ha fatto seguito la delibera 6 agosto 2015, 417/2015/R/gas, che, in vista delle nuove procedure, ha integrato la disciplina applicabile agli FT_T, a partire dall'1 ottobre, in merito alla tematica sopra evidenziata. Nel mese di settembre 2015, Snam Rete Gas ha comunicato l'intenzione, relativamente all'anno termico 2015-2016, di erogare direttamente l'SdDT e di non voler esercitare, pertanto, la facoltà di individuare, mediante procedura a evidenza pubblica, uno o più FT_T. A seguito di tale comunicazione, l'Autorità è intervenuta con la delibera 17 settembre 2015, 443/2015/R/gas, per

² Snam Rete gas ha svolto due procedure di selezione ad evidenza pubblica nei mesi di settembre del 2012 e del 2013, individuando quali FT_T, Eni e Italtrading, per il periodo 1 ottobre 2012 – 30 settembre 2013, Spigas, Eni ed Edison per il periodo 1 ottobre 2013 – 30 settembre 2015.

garantire alle imprese regionali di trasporto la possibilità di identificare con urgenza un soggetto alternativo, in mancanza degli FT_T, che garantisca l'SdDT con riferimento ai punti di riconsegna allacciati alle loro reti.

Per quanto riguarda, invece, i clienti finali connessi alla rete di distribuzione, sono previsti due specifici servizi di ultima istanza: il servizio FUI e il servizio di *default* di distribuzione (servizio FDD).

Il servizio FUI è orientato unicamente a garantire la continuità della fornitura ai clienti vulnerabili, intesi come clienti domestici, condomini uso domestico, clienti altri usi con consumi fino a 50.000 S(m³)/anno e le utenze relative ad attività di servizio pubblico³.

Il servizio FDD ha, invece, la finalità di garantire unicamente il bilanciamento della rete ed è destinato ai clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché non rientranti nelle tipologie dei clienti sopra richiamate⁴. La disciplina dei suddetti servizi di ultima istanza si è andata delineando e affinando nel corso degli ultimi anni e, in particolare, il servizio di *default* ha avuto pieno avvio con riferimento all'anno termico 2013-2014. Attualmente le condizioni di erogazione dei servizi di ultima istanza sono definite dal TIVG.

In particolare, il TIVG disciplina le modalità e le tempistiche di attivazione e di cessazione del servizio, nonché le procedure di subentro nelle capacità di trasporto e di distribuzione del gas naturale. Inoltre, definisce le condizioni economiche che i soggetti sono tenuti ad applicare ai clienti finali serviti e stabilisce specifici meccanismi di copertura degli oneri relativi alla morosità, inerenti, per il FUI, ai clienti non disalimentabili (corrispondenti ai clienti appartenenti alla tipologia "utenze del servizio pubblico") e, per il servizio FDD, ai clienti morosi.

Infine, con specifico riferimento al servizio FDD, il TIVG dettaglia altresì:

- le responsabilità che rimangono in capo all'impresa di distribuzione, relative, da un lato, alle attività funzionali alla tempestiva disalimentazione fisica del punto di riconsegna, qualora il cliente finale non trovi un nuovo fornitore entro un termine

congruo assegnato dalla normativa e, dall'altro, alle attività funzionali alla corretta imputazione dei prelievi effettuati dal cliente finale, sia presso il relativo punto di riconsegna, sia ai fini dell'allocazione svolta dall'impresa maggiore di trasporto;

- le disposizioni in caso di mancato rispetto degli adempimenti in capo all'impresa di distribuzione, stabilendo tra l'altro l'ammontare che l'impresa di distribuzione è tenuta a versare alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), qualora non sia portata a termine la disalimentazione fisica del punto di riconsegna nei tempi previsti dalla regolazione, e prevedendo che il suddetto ammontare possa essere ridotto o non fissato in via del tutto eccezionale nei casi di comprovata e manifesta impossibilità di effettuare la disalimentazione entro i termini stabiliti o nel caso in cui il mancato rispetto delle tempistiche sia riconducibile ad atti di Autorità pubbliche, limitatamente al periodo di efficacia di tali atti.

Nel corso del 2015 hanno continuato a svolgere le citate attività i fornitori di ultima istanza FUI e i fornitori del servizio FDD, individuati mediante procedure a evidenza pubblica gestite dall'Acquirente unico nel mese di settembre 2014⁵. I soggetti così individuati sono tenuti a svolgere i servizi corrispondenti per la durata di due anni fino al mese di settembre 2016.

Inoltre, con il documento per la consultazione 25 febbraio 2016, 71/2016/R/gas, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti in merito alla definizione dei criteri di valutazione delle istanze depositate dalle imprese di distribuzione ai fini del versamento parziale del pagamento degli importi previsti in caso di mancata disalimentazione di un punto di riconsegna secondo le tempistiche stabilite dalla regolazione. Nel citato documento l'Autorità si pone come obiettivo quello di pervenire ad una organica trattazione dei criteri applicabili alle valutazioni di merito delle suddette istanze, al fine di completare e dettagliare la disciplina, anche evidenziando una serie di possibili casi oggetto delle predette istanze, che presentano elementi ricorrenti e tipici.

³ Tale categoria comprende: gli ospedali, le case di cura e di riposo, le carceri, le scuole, e le altre strutture pubbliche e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza.

⁴ L'attivazione del servizio di *default* è prevista anche per i clienti che hanno diritto al servizio FUI, per i quali l'attivazione di questo servizio risulta impossibile (per esempio, perché il FUI non è stato selezionato).

⁵ Per quanto concerne il servizio FUI, sono state individuate la società Eni per le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria e la società Enel Energia per tutte le altre regioni, a eccezione della Sardegna. In merito invece al servizio FDD, l'Acquirente unico ha individuato la società Enel Energia per le regioni Valle d'Aosta, Liguria, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Abruzzo, Basilicata, Lazio e Sicilia, e la società Hera Comm per le regioni Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna, Toscana e Marche.

Servizi di ultima istanza: Istruttoria conoscitiva in merito ai meccanismi di reintegrazione della morosità

Nel corso del 2015 l'Autorità ha chiuso l'Istruttoria conoscitiva avviata con la delibera 27 novembre 2014, 589/2014/E/gas, in tema di fatturazione dei servizi di ultima istanza da parte di tutti i gestori a tal fine selezionati nell'ambito del settore del gas naturale, per i periodi di erogazione a partire da ottobre 2012. L'Indagine ha inteso valutare, in particolare, la consistenza di eventuali ritardi o omissioni nella fatturazione del singolo servizio, al fine di considerare eventuali criticità nei servizi svolti o nella regolazione vigente.

La mancata o ritardata fatturazione assume rilievo ai fini dell'applicazione dei meccanismi di reintegrazione della morosità, introdotti dall'Autorità nella disciplina dei servizi di ultima istanza per garantire ai rispettivi esercenti una particolare forma di tutela contro il rischio morosità, che normalmente rientra nella fisiologica alea di impresa (i cui costi vengono in parte socializzati). Per tale motivo, nell'avvio dell'Indagine era altresì previsto che, con riferimento alle istanze pendenti relative ai meccanismi di reintegrazione della morosità, il riconoscimento avvenisse a titolo di acconto di un importo pari al 60% delle somme complessivamente spettanti agli esercenti.

L'Autorità è così intervenuta sul tema con la delibera 5 marzo 2015, 91/2015/E/gas, al fine di minimizzare l'impatto finanziario degli esercenti derivante dal posticipo del riconoscimento degli importi relativi al meccanismo di reintegrazione. Successivamente è stato previsto di riconoscere gli importi corrispondenti alle istanze pendenti, per le quali non risultavano necessari ulteriori approfondimenti nell'ambito dell'Indagine.

Con tale delibera, l'Autorità ha poi chiuso l'Istruttoria conoscitiva, evidenziando, per alcuni operatori, casi di mancata e ritardata fatturazione anche di importanti volumi di gas prelevati pure a distanza di tempo dall'erogazione del servizio e, nei confronti di tutti gli operatori, ritardi rispetto alle tempistiche di fatturazione.

In merito ai casi di ritardi rilevanti nella fatturazione dei servizi di ultima istanza, la suddetta delibera ha previsto che l'esercente non avesse diritto a beneficiare integralmente dei meccanismi di reintegrazione della morosità e ha definito alcuni parametri di riduzione degli importi riconosciuti, relativi al termine di fatturazione oltre il quale il ritardo è considerato rilevante, alla misura della riduzione

dell'ammontare dovuto e alla misura della riduzione massima ammissibile. Inoltre, poiché tali parametri non erano stati preventivamente consultati, è stato indicato un termine per la loro conferma, al fine di garantire il necessario coinvolgimento dei soggetti interessati.

Con la delibera 5 novembre 2015, 527/2015/R/gas, l'Autorità ha, da ultimo, confermato i parametri di riduzione applicati ai meccanismi di reintegrazione della morosità.

Servizi di ultima istanza: riconoscimento ai fornitori di ultima istanza delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio

Con la delibera 22 ottobre 2015, 498/2015/R/gas, l'Autorità ha provveduto a riconoscere alla società Eni - Divisione Gas & Power, individuata quale fornitore di ultima istanza per gli anni termici 2012-2013 e 2013-2014, le condizioni economiche per l'erogazione del servizio.

Con il medesimo provvedimento sono state, altresì, definite: la modalità di calcolo degli importi da riconoscere in ciascun anno termico, tenuto conto delle fattispecie regolatorie vigenti in ciascun periodo; le modalità di gestione delle richieste di rimborso da parte della CSEA; le modalità di erogazione previa opportuna verifica degli importi richiesti.

L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio gas

In Italia i clienti finali del servizio gas connessi alle reti di distribuzione locale o a reti di trasporto godono di una copertura assicurativa contro i rischi (infortuni, incendio e responsabilità civile) derivanti dall'uso del gas a valle del punto di consegna, introdotta e disciplinata dall'Autorità dal 2004.

Dalla data di prima attivazione della copertura assicurativa (1 ottobre 2004), sono state ricevute 621 denunce di sinistro, che hanno comportato complessivamente l'apertura di 1.275 pratiche di rimborso/risarcimento, a fronte delle quali risultano effettuati pagamenti da parte delle imprese assicuratrici per circa 39 milioni di euro, con provviste a riserva per oltre 15,5 milioni di euro. Le pratiche ancora aperte con riserva di provvista al 31 dicembre 2015 risultano complessivamente pari a 273.

Per quanto riguarda i primi due anni (1 gennaio 2014 - 31 dicembre 2016) della polizza in vigore per il triennio 2014-2016, sono

state aperte 278 pratiche, per le quali sono stati corrisposti oltre 4,5 milioni di euro e poste a riserva provviste per circa 10 milioni di euro; l'esposizione complessiva risulta generata per il 70% dalla sezione responsabilità civile, per il 18% dalla sezione incendio e per il restante 12% dalla sezione infortuni. Le pratiche ancora aperte al termine del medesimo periodo risultano pari a 211.

In vista della scadenza al 31 dicembre 2016 della polizza attualmente in vigore, con la delibera 10 marzo 2016, 92/2016/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'adozione di provvedimenti relativi alla disciplina dell'assicurazione a partire dal 2017.

Contestualmente all'avvio del procedimento, è stato pubblicato il documento per la consultazione 10 marzo 2016, 93/2016/R/gas, con il quale l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito alle possibili modifiche e integrazioni, rispetto alla disciplina in vigore, che consentano l'introduzione di elementi migliorativi a vantaggio degli assicurati e a beneficio di una maggiore efficienza e trasparenza della gestione. In particolare, i principali orientamenti posti in consultazione per raccogliere osservazioni e suggerimenti da parte dei soggetti interessati riguardano:

- la durata della polizza, che l'Autorità ritiene possa essere utile estesa a un periodo quadriennale, per garantire maggiore stabilità alla copertura assicurativa;
- una ridefinizione del perimetro dei beneficiari della copertura assicurativa, che potrebbe pertanto coincidere con i soli clienti titolari di utenze finali dotate di gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6;
- un aumento dei massimali relativi alle sezioni incendio e infortuni, ritenuto ottenibile contestualmente a una riduzione dei premi, e in ogni caso senza oneri aggiuntivi;
- una razionalizzazione del sistema di copertura dei costi, stabilendo che anche per i clienti del gas naturale, così come già previsto per i clienti di gas diversi, sia addebitato in bolletta l'intero costo unitario dell'assicurazione, attualmente pari a 60 c€/anno, assicurando in tal modo la piena trasparenza della relazione tra la titolarità della tutela garantita dall'assicurazione e il relativo costo;
- un'anticipazione dei tempi di riscossione presso gli operatori delle risorse destinate al pagamento del premio, in coerenza con le tempistiche praticate e accettate dal mercato assicurativo.

Regolazione del mercato elettrico e del gas

Bolletta 2.0

La Bolletta 2.0, approvata con la delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com, si struttura in due distinte parti:

- una parte sintetica, destinata alla grande diffusione, con gli elementi minimi prescritti dall'Autorità;
- una parte di dettaglio, maggiormente analitica e resa disponibile solo su richiesta del cliente finale servito in regime di tutela o, secondo le modalità definite nel contratto, per i clienti del mercato libero.

Riguardo al contenuto della parte sintetica, sono stati dettagliati gli elementi minimi che devono essere contenuti in tutte le bollette:

- le informazioni che identificano il cliente finale (nome e cognome/ragione sociale, codice fiscale/partita IVA, indirizzo di fatturazione ecc.) e quelle relative al documento di fatturazione (data emissione, scadenza e periodo di fatturazione);
- i dati identificativi del punto (indirizzo di fornitura, codice POD/PDR), nonché le caratteristiche tecniche della fornitura (potenza e tipologia di cliente: domestico residente o non, altri usi, condominio a uso domestico ecc.); per il gas naturale, anche la tipologia d'uso, il coefficiente C e il valore di P;
- le informazioni relative a letture, consumi e ricalcoli;
- la sintesi degli importi fatturati;

- il costo medio unitario, dettagliando tra il costo medio unitario della bolletta, comprensivo di imposte⁶, e il costo medio unitario della sola spesa per la materia energia/gas naturale⁷;
- le informazioni sui pagamenti (modalità di pagamento, pagamenti precedenti e presenza di eventuali bollette non pagate con indicazione delle procedure previste in caso di morosità);
- le informazioni sulla possibilità di rateizzare la bolletta, con l'indicazione delle relative modalità e tempistiche (l'informazione è presente solo se gli importi sono tali da permettere la rateizzazione);
- le caratteristiche commerciali della fornitura: mercato (libero o tutela), denominazione dell'offerta (solo mercato libero), recapiti telefonici per reclami e servizio guasti, consumo annuo (di 12 mesi o da inizio fornitura).

Sempre nell'ambito della bolletta sintetica, con riferimento agli importi fatturati e ai clienti serviti nei regimi di tutela⁸, la delibera prevede la seguente aggregazione:

- la spesa per la materia energia/gas naturale, che comprende i corrispettivi di approvvigionamento e di commercializzazione;
- la spesa per il trasporto e la gestione del contatore, che corrisponde ai corrispettivi per i servizi di trasporto, di distribuzione e di misura;
- la spesa per gli oneri di sistema;
- i ricalcoli (voce eventuale), che comprendono la somma di quanto addebitato o accreditato al cliente in virtù dei ricalcoli applicati;
- le altre partite (voce eventuale), che comprendono, per esempio, gli interessi di mora, l'addebito/restituzione del deposito cauzionale, gli indennizzi automatici;
- il bonus sociale (voce eventuale per i clienti che ne hanno diritto);
- il totale delle imposte e dell'IVA che, in coerenza con quanto previsto dalla normativa vigente in materia fiscale, devono essere dettagliate attraverso specifici riquadri;
- l'ammontare complessivo della bolletta.

La parte di dettaglio ricomprende le informazioni analitiche di tutte le voci fatturate al cliente, con l'indicazione dei prezzi unitari e delle quantità alle quali sono applicati, nonché dei singoli scaglioni e dell'ammontare di kWh/S(m³) attribuiti a ciascuno di essi.

Nel corso del 2015 sono stati definiti e finalizzati tutti i passaggi necessari per garantire l'operatività della Bolletta 2.0. In particolare, in linea con le norme di cui alla delibera 501/2014/R/com, sono stati predisposti e pubblicati nel sito internet dell'Autorità:

- il Glossario dei principali termini utilizzati in bolletta;
- un modello di bolletta sintetica per i clienti serviti in regime di tutela, con il dettaglio dei corrispettivi unitari che concorrono alla determinazione del singolo importo.

Il Glossario della bolletta di energia elettrica e gas è stato approvato con la delibera 30 aprile 2015, 200/2015/R/com, che segue il documento per la consultazione 19 febbraio 2015, 61/2015/R/com.

Il provvedimento ha contestualmente definito il livello di aggregazione degli importi fatturati ai clienti finali nelle bollette; ha introdotto, per il settore gas, due ulteriori elementi da riportare nella bolletta sintetica (il Codice REMI, che identifica in modo univoco la cabina di regolazione e misura e la classe del misuratore); ha attuato ulteriori specificazioni in merito sia ai ricalcoli e all'indicazione di alcuni dettagli sia alle informazioni sul costo medio della fornitura. Con lo stesso provvedimento, infine, l'Autorità ha prorogato l'operatività della Bolletta 2.0, stabilendo che la nuova disciplina si applichi alle fatture che contabilizzano i prelievi di energia elettrica o di gas effettuati successivamente all'1 gennaio 2016.

Al fine di facilitare la comprensione della Bolletta 2.0, l'Autorità ha previsto l'attivazione di specifici strumenti informativi.

In primo luogo, ciascun venditore deve pubblicare sul proprio sito internet una Guida alla lettura, che consenta al cliente finale una migliore comprensione della bolletta, con una descrizione chiara, utilizzando i termini indicati nel Glossario, di tutte le voci che

⁶ Rapporto tra il totale della bolletta e i kWh/S(m³) fatturati.

⁷ Rapporto tra la spesa per la materia energia/gas naturale e i kWh/ S(m³) fatturati.

⁸ Per il mercato libero, il dettaglio degli importi è definito dal venditore in coerenza con quanto precisato nella propria guida alla lettura della bolletta, ma deve comunque essere data informazione:

- della spesa per il trasporto e della gestione del contatore, nonché della spesa per gli oneri di sistema (anche accorpati);
- dei ricalcoli;
- delle altre partite e dei bonus;
- delle imposte e dell'IVA.

compongono gli importi fatturati. Per i regimi di tutela è previsto che la Guida alla lettura sia redatta direttamente dall'Autorità e che sia pubblicata, oltre che nel sito internet dell'Autorità, anche in quello degli esercenti il regime di tutela. Per i soli regimi di tutela è, inoltre, previsto che l'Autorità predisponga e pubblichi sul proprio sito internet un modello di bolletta sintetica, finalizzato a consentire la lettura della bolletta anche con modalità interattive.

Per la definizione della Guida alla lettura e del modello relativi ai regimi di tutela, l'Autorità ha, dapprima, esposto i propri orientamenti nel documento per la consultazione 30 aprile 2015, 201/2015/R/com; in esito alla consultazione, con la delibera 9 luglio 2015, 330/2015/R/com, ha quindi approvato la Guida alla lettura della bolletta per i regimi di tutela e i criteri per la definizione del modello di bolletta sintetica, optando per una soluzione che comporti l'integrazione degli strumenti informativi a disposizione dei clienti, in modo da renderli meglio fruibili. A partire dal 12 gennaio 2016, l'Autorità ha, quindi, attivato nel proprio sito internet una nuova sezione "Bolletta 2.0", nella quale sono accessibili, in forma integrata, il modello di bolletta sintetica, la Guida alle voci di spesa, i prezzi unitari di tutte le componenti addebitate in bolletta, raggruppati per voci di spesa, e dal quale è possibile accedere direttamente al Glossario, alle pagine informative sui bonus e alla home page dello Sportello.

Con la delibera 11 dicembre 2015, 610/2015/R/com, l'Autorità è ulteriormente intervenuta per la quantificazione dello sconto per la bolletta elettronica da applicare ai clienti serviti nei regimi di tutela, in considerazione della previsione in base alla quale la modalità principale di emissione della bolletta deve essere quella elettronica per tutti i clienti serviti in regime di tutela, nel caso in cui tali clienti abbiano anche attivato una modalità di addebito automatico degli importi fatturati.

È stato, altresì, previsto che, nelle more dell'implementazione definitiva di tale disposizione, l'esercente la maggior tutela offra, comunque, la possibilità di ottenere lo sconto per la bolletta elettronica da riconoscere, in fase di prima applicazione, ai soli clienti che già ricevono la bolletta in tale formato o lo richiedano esplicitamente dopo l'1 gennaio 2016, purché abbiano attiva una modalità di addebito automatico dell'importo fatturato. Lo stesso provvedimento ha poi effettuato ulteriori modifiche della Bolletta 2.0, al fine sia di tenere conto della riforma della tariffa domestica e della relativa esigenza di mettere a disposizione dei clienti domestici le informazioni relative

al livello massimo di potenza prelevata mensilmente (come previsto dalla delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel), sia di consentire l'addebito del canone Rai contestualmente alle fatture per la fornitura di energia, ex art. 1, commi 153 e 154, della legge 28 dicembre 2015, n. 208. In particolare, è stato previsto che sia inserita nella bolletta sintetica una specifica voce denominata "Canone di abbonamento alla televisione" e che i clienti finali siano informati in merito ai mesi cui si riferiscono le rate addebitate in ciascuna bolletta.

Fatturazione

Con il documento per la consultazione 30 luglio 2015, 405/2015/R/com, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti relativi alla fatturazione dei consumi ai clienti finali del mercato *retail* di energia elettrica e di gas naturale, in particolare in tema di periodicità di fatturazione e di modalità di contabilizzazione dei consumi (distinguendo tra fatture di periodo, relative alle fatture emesse nel corso del rapporto contrattuale tra il venditore e il cliente finale, e fattura di chiusura, che contabilizza i consumi effettuati fino all'ultimo giorno del rapporto contrattuale).

Il documento illustra alcuni orientamenti generali in merito alla fatturazione, indicando in particolare l'ambito di applicazione degli interventi prospettati, e alcuni orientamenti specifici relativi alla misura, che consentono di aumentare la disponibilità dei dati effettivi. Con riferimento all'ambito di applicazione, l'Autorità ha ritenuto che gli interventi prospettati nel citato documento dovessero riguardare:

- per il settore elettrico, i clienti domestici e i clienti non domestici alimentati in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, i clienti domestici e i clienti finali non domestici con consumi complessivi inferiori a 200.000 S(m³)/anno;
- con specifico riferimento i clienti di cui alla al primo alinea, sia quelli serviti nei regimi di tutela, sia quelli con contratto stipulato nel libero mercato, ferma restando la possibilità per i venditori, nel mercato libero, di introdurre ulteriori previsioni rispetto a quelle prospettate, sulla base della propria autonomia contrattuale e in considerazione delle esigenze dei clienti finali.

Relativamente alle modifiche alla disciplina del servizio di misura, l'Autorità ha prospettato specifici interventi per il settore dell'energia elettrica⁹,

⁹ Per il settore del gas naturale, i suddetti interventi sono stati effettuati con la riforma della misura del gas (delibera 19 marzo 2015, 117/2015/R/gas).

in materia di rilevazione dei dati di misura per i punti di prelievo con contatore non telegestito con potenza disponibile inferiore a 16,5 kW, al fine di incrementare la disponibilità dei dati di misura effettivi. Inoltre, nell'ambito della fatturazione al cliente finale, l'Autorità ha indicato una priorità di utilizzo dei dati di misura. Con riferimento alle fatture di periodo, sono stati definiti appositi orientamenti in tema di:

- periodicità di fatturazione, ampliando, a seconda del consumo annuo, la platea di clienti finali del settore del gas naturale con fatturazione bimestrale e stabilendo, per il settore elettrico, che la periodicità di fatturazione sia mensile per i clienti non domestici con potenza contrattualmente impegnata superiore a 16,5 kW;
- vincoli per l'emissione delle fatture, prevedendone l'emissione entro 45 giorni dal termine del periodo di riferimento e che tale periodo di riferimento sia coerente con la periodicità di fatturazione prestabilita. Nei casi di mancato rispetto di tali vincoli da parte del venditore, quest'ultimo è tenuto a corrispondere al cliente un indennizzo automatico;
- interventi per l'incentivazione dell'utilizzo dell'autolettura;
- possibilità di introduzione di soglie massime e minime di variazione del livello di consumo stimato da parte del venditore rispetto ad un consumo giornaliero calcolato sulla base dei dati di consumo storici;
- riduzione dei casi in cui risulta necessario ricorrere alla fatturazione mista.

In merito alla fattura di chiusura, gli orientamenti indicati nel documento per la consultazione sono tesi alla definizione di una disciplina omogenea per tutti i clienti, domestici e non, per garantire certezza al cliente finale in merito alla chiusura, anche contabile, del rapporto con il proprio fornitore, in tutti i casi di cessazione del rapporto contrattuale (tra cui anche lo *switching*, la voltura e la disattivazione del punto). In merito, gli orientamenti prevedono:

- l'emissione della fattura di chiusura al più tardi otto giorni prima dello scadere delle sei settimane dalla chiusura del rapporto contrattuale; tale termine potrebbe tra l'altro essere ridotto, qualora il venditore e il cliente finale abbiano concordato modalità di recapito delle fatture diverse da quelle a mezzo di vettore postale tradizionale;
- un incentivo all'utilizzo dell'autolettura ai fini della fatturazione di chiusura;

- l'introduzione di indennizzi automatici, in caso di fattura di chiusura tardiva, applicati, in entrambi i settori, a favore dei clienti finali domestici e non domestici.

L'Autorità, quindi, con la delibera 10 marzo 2016, 100/2016/R/com, e facendo seguito al documento per la consultazione sopra illustrato, ha adottato la disciplina in merito all'emissione della fattura di chiusura per cessazione della fornitura di energia elettrica o gas naturale. In conclusione, l'ambito di applicazione di tale provvedimento riguarda tutti i clienti connessi in bassa tensione, a esclusione delle forniture destinate all'illuminazione pubblica – per il settore elettrico – e a tutti i clienti con consumi inferiori a 200.000 S(m³)/anno – per il settore del gas naturale – siano essi serviti nei regimi di tutela o nel mercato libero. In particolare, si fa riferimento a tutti i clienti che cessano la fornitura, ossia ai casi in cui viene meno il contratto di fornitura tra il venditore e il cliente finale per qualunque ragione, ivi compreso il cambio di venditore (che implichi anche lo *switching* o solo la modifica della controparte commerciale senza il cambio dell'utente del dispacciamento o della distribuzione), la disattivazione del punto e la voltura.

Fatturazioni anomale

Con la delibera 29 maggio 2015, 258/2015/R/com, l'Autorità, al fine di prevenire, con una completa informazione, la sospensione della fornitura in caso di reclami inerenti alla fatturazione, ha previsto di definire, con successivi provvedimenti, il contenuto minimo delle risposte motivate ai reclami scritti o alle richieste scritte di rettifica, che abbiano ad oggetto la contestazione di importi anomali, ad integrazione delle previsioni già contenute nel *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* – TIQV (delibera 27 novembre 2014, 580/2014/R/com). Pertanto, svoltisi appositi incontri tecnici con le associazioni rappresentative dei clienti finali e degli esercenti, è stato pubblicato il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 411/2015/R/com, nel quale l'Autorità ha definito i propri indirizzi relativi, tra l'altro:

- alla definizione di fatturazione di importi anomali, in presenza dei quali è necessario garantire al cliente l'invio di una risposta motivata in caso di reclamo;
- alla possibile valorizzazione delle *best practices* dei venditori in tema di motivazione della risposta ai reclami;

- all'individuazione degli elementi sempre richiesti in caso di risposta motivata a reclami o a richieste scritte di rettifica di fatture anomale, nonché di quelli specifici in relazione a particolari fattispecie;
- al modulo per la presentazione dei reclami e alle modalità di invio della risposta motivata.

La consultazione si è conclusa con l'adozione della delibera 21 gennaio 2016, 17/2016/R/com, con la quale, in primo luogo, è stata modificata la definizione di fatturazione di importi anomali, al fine di ricomprendervi fattispecie ulteriori rispetto a quelle già definite, che si verificano con una certa frequenza e che sono riconducibili in larga misura ai ricalcoli di cui al provvedimento Bolletta 2.0.

Al fine di evitare che comportamenti opportunistici possano portare a un peggioramento del fenomeno della morosità con ricadute di costi su tutti i clienti finali, è stato, inoltre, previsto che il divieto della sospensione in presenza di reclamo o di richiesta scritta di rettifica di fatturazione, cui il venditore non abbia fornito risposta motivata, operi solo laddove l'importo anomalo sia superiore a 50 € e qualora il reclamo sia stato inviato dal cliente non oltre i dieci giorni successivi al termine fissato per il pagamento dell'importo anomalo, fermi restando, in tutti gli altri casi, gli obblighi di risposta motivata di cui al TIQV. Il provvedimento dispone che le risposte motivate ai reclami e alle richieste scritte di rettifica, relative alla fatturazione di importi anomali, debbano essere redatte utilizzando un linguaggio conforme al Glossario, di cui al provvedimento Bolletta 2.0, e debbano sempre contenere gli elementi minimi individuati dall'Autorità, anche in relazione a fattispecie specifiche.

Al fine, poi, di agevolare la presentazione di reclami completi degli elementi necessari alla loro corretta ed efficace gestione, i venditori devono rendere disponibile, con accessibilità dalla home page del proprio sito internet, un modulo per il reclamo scritto o per la richiesta scritta di rettifica per fatturazioni di importi anomali, contenente, oltre ai campi già obbligatori, un campo per la comunicazione dell'autolettura. Con l'obiettivo di ridurre i tempi di risposta, è stato infine previsto che, qualora il cliente indichi nel reclamo il proprio indirizzo e-mail, questo sia utilizzato quale canale preferenziale per l'invio della risposta motivata.

Codice di condotta commerciale

Il decreto legislativo 21 febbraio 2014, n. 21, ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2011/83/UE in materia di diritti dei

consumatori, che integra e modifica alcune previsioni del Codice del consumo, con riguardo alla fase di conclusione dei contratti tra professionisti e consumatori, nel caso in cui questi contratti siano conclusi a distanza o fuori dai locali commerciali.

Con la delibera 4 giugno 2015, 269/2015/R/com, l'Autorità ha, pertanto, adeguato le disposizioni del Codice di condotta commerciale alle intervenute modifiche del Codice del consumo, riguardanti gli adempimenti di natura pre-contrattuale a carico dei venditori e le modalità di esercizio del diritto di ripensamento da parte del cliente finale domestico.

Nella fattispecie, è stato disposto che i suddetti adeguamenti si applichino ai soli contratti stipulati a distanza o fuori dai locali commerciali e che fossero confermate le previsioni in merito all'indicazione del prezzo al netto delle imposte (fatta salva la possibilità di indicare il prezzo comprensivo delle imposte in ragione della struttura dell'offerta) e ai criteri di comunicazione dei prezzi.

In relazione all'avvio di esecuzione del contratto, è stata prevista l'applicazione del diritto di ripensamento a tutti i casi di sottoscrizione di un nuovo contratto da parte dei clienti domestici, in cui la stipula sia avvenuta mediante tecniche di comunicazione a distanza o fuori dai locali commerciali. Sono stati conseguentemente introdotti obblighi informativi a carico del venditore e a beneficio del cliente finale, nonché previsioni in materia di costi ragionevoli e proporzionali da riconoscere al professionista in caso di esercizio del diritto di ripensamento, qualora fosse stata già richiesta l'esecuzione del contratto da parte del cliente.

Disciplina della morosità

Nel mercato della vendita al dettaglio, una delle principali criticità continua a riguardare il fenomeno della morosità dei clienti finali.

Facendo seguito al documento per la consultazione 2 ottobre 2014, 477/2014/R/com, l'Autorità ha definito, con la delibera 258/2015/R/com, i primi interventi in materia di morosità nei mercati *retail* e ha rivisto le tempistiche dello *switching* nel settore del gas naturale. In particolare, sono state incrementate le tutele offerte ai clienti finali per i contratti di fornitura in essere, in caso di cambio del fornitore e in altri casi specifici.

Per quanto riguarda i contratti di fornitura in essere:

- è stato ridotto il tempo per la costituzione in mora applicabile in caso di morosità reiterata (ossia, quando viene avanzata una

richiesta di sospensione per morosità sul medesimo punto nei 90 giorni successivi a una precedente richiesta in tal senso);

- è stato esteso il termine per la presentazione della richiesta di rateizzazione nei regimi di tutela, che può essere inoltrata nei dieci giorni successivi al termine fissato per il pagamento della bolletta;
- sono stati previsti indennizzi specifici, in merito alle procedure di sospensione della fornitura che non si concludono nei tempi prefissati, nonché la sospensione del pagamento del servizio di trasporto/distribuzione e, in caso di chiusura del punto, il successivo pagamento del 50% degli importi relativi ai medesimi servizi;
- è stata definita una specifica disciplina in caso di risoluzione del contratto di trasporto/distribuzione tra l'utente della rete e la controparte commerciale, dove sia sollevata l'eccezione di inadempimento, al fine di assicurare la continuità della fornitura al cliente. Tale disciplina prevede specifici obblighi di comunicazione in capo alla controparte commerciale nei confronti del cliente finale (all'atto della stipula del contratto, con integrazione delle clausole del contratto di vendita e specifiche comunicazioni qualora si verifichi tale fattispecie) e dispone l'eventuale attivazione dei servizi di ultima istanza, nel caso in cui il cliente finale si trovi, a causa dell'anzidetta fattispecie, senza venditore.

Per quanto riguarda il cambio del venditore (*switching*):

- sono state allineate le tempistiche relative alla presentazione della richiesta di *switching* con riserva a quelle di *switching* ordinario e sono state integrate, in conformità con le disposizioni in merito alle garanzie sul trattamento dei dati personali, le informazioni messe a disposizione del venditore entrante in caso di richiesta di *switching* con riserva;
- sono stati realizzati specifici interventi in tema di cessione del credito, in caso di uscita dai servizi di ultima istanza, finalizzati ad una generale armonizzazione delle discipline nei due settori;
- è stata integrata l'attuale disciplina del sistema indennitario per il settore dell'energia elettrica, con particolare riguardo alla modifica dei tempi di fatturazione del corrispettivo C^{MOR} (il corrispettivo aggiuntivo della tariffa di distribuzione del cliente finale moroso) da parte dell'impresa di distribuzione;
- si sono rinviati ad un successivo provvedimento l'estensione del sistema indennitario al settore del gas naturale e l'efficiamento complessivo della disciplina per il settore dell'energia

elettrica direttamente nel Sistema informativo integrato (SII), al fine di garantire maggiori semplificazione e tempestività del processo.

Con riferimento agli altri casi specifici:

- è stata dettagliata la regolazione dei depositi cauzionali nei regimi di tutela, al fine di prevedere l'incremento del livello del deposito cauzionale per i clienti che non hanno diritto al bonus, nei casi di morosità reiterata;
- in merito ai servizi di ultima istanza nel settore del gas naturale, da un lato, è stato individuato uno specifico obbligo - in capo all'utente che ha richiesto la cessazione amministrativa per morosità del cliente finale - di fornire all'impresa di distribuzione i documenti comprovanti l'inadempimento; dall'altro, è stata dettagliatamente precisata la disciplina di attivazione dei servizi di ultima istanza, al fine di rendere operativo il FUI per il cliente finale servito nell'ambito del servizio di *default*, che abbia regolarizzato la propria posizione con il precedente venditore, nel caso in cui siano comunque soddisfatti i restanti requisiti.

Interventi di riforma dei processi finalizzati alla gestione dei clienti finali nel Sistema informativo integrato

In relazione al settore elettrico, con la delibera 30 luglio 2015, 402/2015/R/eel, è stato dato l'avvio alla sperimentazione prevista nel documento per la consultazione 29 maggio 2015, 259/2015/R/eel, che consiste nella messa a disposizione, nell'ambito del SII, dei flussi contenenti i dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati orari e trasmessi dalle imprese distributrici agli utenti, ai fini della fatturazione del servizio di trasporto e di *settlement*. Il provvedimento rappresenta una ulteriore azione verso la completa attuazione della legge 24 marzo 2012, n. 27, che ha conferito al SII anche la gestione dei dati di consumo dei clienti finali.

La sperimentazione è stata estesa pure ai punti di prelievo non trattati orari e ciò contribuirà allo sviluppo e alla implementazione degli orientamenti previsti dal documento per la consultazione 23 aprile 2015, 186/2015/R/eel, in relazione alla gestione e alla messa a disposizione del cliente finale dei dati storici di consumo, ovvero all'individuazione del c.d. *energy footprint* o impronta energetica del cliente finale, in attuazione delle norme del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.

Con la delibera 6 agosto 2015, 419/2015/R/eel, l'Autorità ha fissato all'1 novembre 2015 la data a decorrere dalla quale, per il settore elettrico, le transazioni e i processi funzionali relativi a una richiesta di voltura siano gestiti nell'ambito del SII. Tale decisione è assunta sulla base dei risultati ottenuti nella fase di sperimentazione, svolta tra aprile e luglio 2015, nell'ambito della quale sono state condotte verifiche di funzionamento, verifiche prestazionali e di efficacia, al fine di accertare l'affidabilità del SII stesso.

Con riferimento alla gestione del processo di voltura nel SII, con la delibera 9 aprile 2015, 161/2015/R/eel, l'Autorità aveva già modificato le disposizioni originariamente previste con riferimento agli obblighi di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura in occasione dell'effettuazione della prestazione, superando il concetto generico di "tentativo di rilevazione" con l'introduzione dell'obbligo, a carico delle imprese distributrici, di reiterazione dei tentativi di raccolta della misura nei giorni immediatamente successivi alla data di esecuzione della prestazione, anche al fine di assicurare l'effettiva disponibilità del dato al venditore alla data di esecuzione della richiesta per la definitiva chiusura del rapporto contrattuale.

Con la delibera 14 ottobre 2015, 487/2015/R/eel, facendo seguito agli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 28 novembre 2013, 547/2013/R/com, e alla delibera 31 luglio 2014, 398/2014/R/eel, è stata definita la nuova disciplina del processo di *switching* nell'ambito del SII, unitamente alla gestione della risoluzione contrattuale e all'attivazione dei servizi di ultima istanza.

Gli aspetti più rilevanti di tale riforma riguardano:

- la radicale modifica di assetto del mercato, che prevede l'attribuzione al SII (e non più all'impresa distributrice) della responsabilità di esecuzione dello *switching*, in caso sia di cambio di fornitore, sia di attivazione dei servizi di ultima istanza;
- la riduzione delle tempistiche necessarie all'esecuzione dello *switching*; in particolare, è precisato che una richiesta con decorrenza dal primo giorno del mese può essere presentata dal venditore entro il giorno 10 del mese precedente, riducendo a tre settimane la procedura necessaria per cambiare il fornitore;
- la definizione di un unico processo, indifferenziato per tempistiche di esecuzione, nei casi in cui l'utente del dispacciamento richiedente manifesti la volontà di avvalersi o meno del c.d. "*switching* con riserva", che consiste nella facoltà di ritirare la richiesta di *switching* una volta note alcune informazioni relative al cliente finale in tema di morosità (presenza di richieste

di sospensione della fornitura) e di propensione al cambio di fornitore (numero di richieste di *switching* presentate).

Rimangono, invece, nella sfera di responsabilità dell'impresa distributrice sia l'attività di rilevazione e di messa a disposizione dei dati di misura e, transitoriamente, anche di quelli funzionali all'avvio della fornitura, sia l'esecuzione dei processi di energizzazione e di disalimentazione di un punto di prelievo, fermo restando l'obbligo di trasmissione al SII di alcuni esiti di tali prestazioni, affinché il SII possa procedere all'aggiornamento del Registro centrale ufficiale (RCU), nel quale sono censiti tutti i punti di prelievo e le informazioni funzionali alla gestione dei processi.

L'entrata in vigore della riforma è stata fissata all'1 maggio 2016, con riferimento ai clienti finali non domestici, inclusi quelli sottoposti alle procedure che saranno definite in esito al procedimento di cui alla delibera 271/2015/R/com (c.d. "tutela 2.0"). L'entrata in esercizio definitiva del nuovo processo nel SII è fissata all'1 giugno 2016. Inoltre, con la delibera 25 febbraio 2015, 73/2016/R/eel, l'Autorità, a complemento dell'implementazione delle disposizioni introdotte con l'anzidetta delibera 487/2015/R/eel, ha adottato alcune disposizioni che consentano la conclusione dell'intero processo di *switching* in tre settimane. In particolare, il provvedimento ha apportato modifiche e integrazioni alla regolazione previgente, funzionali alla sottoscrizione e alla risoluzione dei contratti di dispacciamento e di trasporto, e ha introdotto anche norme in materia di *switching* per i clienti finali aventi diritto al servizio di salvaguardia.

Con l'obiettivo di completare la riforma dello *switching*, con la delibera 17 dicembre 2015, 628/2015/R/eel, l'Autorità ha ampliato il contenuto informativo dell'RCU, il quale sarà corredato da un insieme di informazioni che potranno essere inserite nelle seguenti categorie:

- dati relativi al punto di prelievo e alla sua localizzazione;
- dati relativi al cliente finale associato al punto di prelievo;
- dati di rilevanza commerciale e statistica;
- dati utili ai fini della gestione del *settlement*;
- dati utili ai fini dell'erogazione del bonus sociale;
- dati identificativi degli operatori associati al punto di prelievo;
- dati tecnici relativi al misuratore installato.

I nuovi dati censiti nell'RCU sono stati individuati al fine di semplificare la gestione del processo di *switching* nel SII, in particolare

in caso di risoluzione contrattuale e di attivazione dei servizi di maggior tutela e di salvaguardia, nonché al fine di pervenire a una complessiva riorganizzazione delle modalità di messa a disposizione dei dati di misura funzionali alla fatturazione del servizio di trasporto e del *settlement*, in maniera coerente rispetto alla sperimentazione avviata con le delibere 18 dicembre 2014, 640/2014/R/eel, e 402/2015/R/eel.

Con riferimento al settore del gas naturale, l'Autorità, con la delibera 6 agosto 2015, 418/2015/R/com, ha approvato le disposizioni relative alle prime implementazioni nell'ambito del SII, in particolare in tema di accreditamento delle controparti commerciali, di estensione del servizio di *pre-check* e di gestione, nell'ambito del SII, delle anagrafiche mensile e annuale. Con lo stesso provvedimento, inoltre, sono state introdotte modifiche alla procedura di accreditamento del venditore commerciale vigente per il settore elettrico.

Nello specifico, i principali interventi riguardano:

- la conferma dell'obbligo di accreditamento al SII dei venditori - iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità e abilitati alla vendita di gas naturale ai clienti finali - in qualità di controparte commerciale del cliente finale, prevedendo che l'utente della distribuzione sia tenuto ad aggiornare la lista degli abbonamenti a seguito di *switching* o di attivazione di punti di riconsegna, qualora diverso dalla controparte commerciale del cliente finale;
- il riconoscimento, al richiedente, della facoltà di formulare una nuova richiesta di consultazione, qualora tale richiesta riguardi un punto per il quale manchino nell'RCU i dati relativi al codice fiscale o alla partita IVA del cliente finale;
- la messa a disposizione, tramite il SII, dei dati della c.d. "anagrafica mensile", relativi ai punti di prelievo, trasmessi agli utenti del servizio di distribuzione, ai sensi del *Testo Integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale* (TISG), allegato alla delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas; in più, è stata prevista la messa a disposizione, a tutti gli utenti della distribuzione, di una funzionalità di interrogazione con la possibilità di accesso all'insieme dei dati rilevanti per i punti di riconsegna nella propria titolarità, con un dettaglio basato sullo stato del punto;
- la conferma dell'obbligo, per l'impresa di distribuzione, di comunicare al SII, a partire dall'1 febbraio 2016, gli esiti delle

procedure di *switching*, entro la fine del secondo giorno lavorativo antecedente il sestultimo del mese e, in caso di mancato rispetto di tale termine, l'obbligo di corrispondere all'utente un indennizzo automatico, decrescente con il ritardo, fino ad un importo massimo pari a 150 €.

Sempre con riferimento ai processi commerciali da implementare nell'ambito del SII, con il documento per la consultazione 20 novembre 2015, 559/2015/R/gas, l'Autorità ha illustrato le proprie proposte in merito alla regolazione del processo di voltura per il settore del gas naturale, in analogia a quanto disposto per il settore elettrico con la delibera 398/2014/R/eel.

Con la delibera 10 marzo 2016, 102/2016/R/com, facendo seguito al documento per la consultazione 559/2015/R/gas sopra detto, l'Autorità ha approvato la disciplina della voltura per il settore del gas confermando:

- il principio in base al quale il nuovo cliente finale, che intende acquisire la titolarità di un punto di prelievo attivo, deve richiedere la voltura alla preesistente controparte commerciale. Sia nel caso di accettazione della voltura sia nel caso di non accettazione, vengono individuate le modalità di esecuzione del processo, le verifiche che il SII deve effettuare, i contenuti dei flussi informativi, nonché le tempistiche di trasmissione delle comunicazioni da e verso tutte le parti interessate;
- l'obbligo sia per la preesistente controparte commerciale sia per l'eventuale nuova controparte di assolvere agli obblighi fissati in materia di verifica del titolo che attesti la proprietà, il regolare possesso o la regolare detenzione dell'unità immobiliare relativamente alla quale il nuovo cliente finale richiede la voltura (ai sensi dell'art. 5 del decreto legge 28 marzo 2014, n. 47, convertito, con modificazioni, dalla legge 23 maggio 2014, n. 80).

Inoltre, anche con riferimento al settore elettrico, è stata riformulata la definizione di voltura basata non più sul concetto di variazione dell'intestazione di un contratto esistente, ma di variazione della titolarità di un punto in capo a un cliente finale controparte di un contratto di fornitura.

Per quanto concerne la rilevazione e la successiva messa a disposizione, agli utenti della distribuzione interessati, dei dati di misura raccolti in occasione della voltura, in coerenza con le disposizioni approvate in tema di fatturazione di chiusura e con riferimento ai

punti non letti mensilmente con dettaglio giornaliero, la delibera prevede che:

- l'impresa di distribuzione è tenuta ad effettuare la rilevazione del dato di misura alla data di attivazione contrattuale; in tutti i casi di indisponibilità della misura, il dato messo a disposizione deve essere stimato e validato;
- in caso di autolettura del cliente finale richiedente, comunicata già in fase di richiesta, la controparte commerciale deve trasmettere il dato di misura direttamente al SII nell'ambito della comunicazione funzionale all'attivazione della fornitura, insieme con le altre informazioni previste; in caso contrario, la controparte commerciale è tenuta a rendere disponibile l'autolettura del cliente finale all'impresa di distribuzione, per il tramite del proprio utente della distribuzione, entro un giorno lavorativo dal ricevimento o, se acquisita prima della comunicazione di attivazione contrattuale, entro il giorno lavorativo successivo alla data di attivazione indicata nella medesima comunicazione, utilizzando i flussi informativi standardizzati previsti dalla regolazione in materia;
- l'impresa di distribuzione è tenuta a procedere alla validazione dell'autolettura ed a comunicarne l'esito, utilizzando i flussi informativi standardizzati previsti dalla regolazione in materia, al più tardi entro il termine di messa a disposizione del dato di misura, fissato pari a cinque giorni lavorativi dalla data di attivazione contrattuale.

Con il documento per la consultazione 4 febbraio 2016, 40/2016/R/com, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per la modifica dell'attuale regolazione in materia di modalità e tempistiche di recesso dei clienti finali di piccole dimensioni di energia elettrica e gas, al fine di allineare in entrambi i settori le tempistiche di recesso in caso di cambio fornitore con le nuove tempistiche di *switching* sopra richiamate. In particolare nel documento, che si riferisce al recesso dei clienti finali domestici, dei clienti finali in bassa tensione e/o con consumi di gas naturale non superiori ai 200.000 S(m³)/anno, sono prospettati interventi relativamente:

- al termine di preavviso per l'esercizio del diritto di recesso, prospettando che il preavviso debba giungere al venditore uscente entro il giorno in cui viene avviata la procedura di

switching; ciò comporta che il venditore consideri valido il recesso inviato con un preavviso di circa tre settimane;

- alle modalità per l'esercizio del diritto di recesso, al fine di valutare modalità alternative alla forma scritta e di prevedere che, anche con riferimento ai clienti non domestici, sia il venditore entrante ad effettuare la comunicazione del recesso del cliente all'esercente uscente. Al riguardo, nel documento si evidenzia l'intenzione di integrare, per entrambi i settori, la disciplina relativa al servizio di *pre-check*, stabilendo che il venditore, dopo la conclusione del contratto, possa verificare l'identità del venditore uscente cui inviare il recesso;
- ad ulteriori modifiche della disciplina del recesso per il settore elettrico, principalmente finalizzate a tenere conto dell'evoluzione dei regimi di tutela.

Interventi specifici del mercato al dettaglio – Terremoto in Emilia Romagna

Con la delibera 17 dicembre 2015, 627/2015/R/com, sono stati definiti i meccanismi di riconoscimento degli oneri della morosità relativi alla fornitura di energia elettrica, di gas e del servizio idrico integrato alle popolazioni colpite dagli eventi del 20 e 29 maggio 2012 in alcune province dell'Emilia Romagna, della Lombardia e del Veneto. Tale delibera segue il documento per la consultazione 18 dicembre 2014, 645/2014/R/com, in cui l'Autorità aveva formulato le proprie proposte per la definizione dei criteri di funzionamento e dei relativi aspetti procedurali del meccanismo di copertura per il riconoscimento dei crediti non riscossi oggetto di sospensione dei termini di pagamento, alla luce dei criteri già fissati dalla delibera 16 gennaio 2013, 6/2013/R/com, come modificata dalla delibera 15 marzo 2013, 105/2013/R/com.

Nello specifico, relativamente al settore dell'energia elettrica e del gas, la menzionata delibera 627/2015/R/com ha individuato i criteri di ammissibilità degli oneri al meccanismo e ha stabilito le modalità di presentazione dell'istanza di partecipazione e le tempistiche di funzionamento.

Per quanto riguarda i criteri di ammissibilità, è stato previsto che l'esercente la vendita, per accedere al meccanismo di reintegrazione della morosità, debba documentare il rispetto delle condizioni di ammissibilità poste a garanzia dell'efficienza della gestione del credito e debba, altresì, dimostrare di avere rispettato gli obblighi in materia di fatturazione, di rateizzazione e di informativa al cliente.

Inoltre, è stato stabilito che siano ammessi al meccanismo gli oneri della morosità relativi ai crediti oggetto della sospensione, decorsi 24 mesi dalla scadenza dei termini di pagamento delle relative fatture, o delle singole rate, qualora il cliente finale non abbia rinunciato alla rateizzazione, comprendendo anche i crediti oggetto di rateizzazioni superiori ai 24 mesi previsti. Il provvedimento ha incluso, tra gli oneri oggetto di riconoscimento, anche gli eventuali oneri di cessione del credito, eventuali oneri relativi ad accordi transattivi o di ristrutturazione del debito col cliente finale e una quota degli oneri legali sostenuti in fase di recupero del credito. Sono state, altresì, definite

specifiche modalità di riconoscimento dei suddetti oneri di cessione, in coerenza con gli altri meccanismi di riconoscimento degli oneri della morosità previsti per i servizi di ultima istanza.

In merito alle modalità di presentazione dell'istanza di partecipazione e alle tempistiche di funzionamento, è stato fissato il termine massimo per la presentazione dell'istanza, che deve essere corredata sia di autocertificazioni inerenti alla veridicità e alla correttezza degli importi dichiarati, sia della relazione della società di revisione legale. Si rimanda al Capitolo 5 di questo Volume per gli interventi in materia relativi al settore idrico.

Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori

Strumenti di confronto dei prezzi per i servizi elettrico e gas

A partire dalla data di prima pubblicazione sul sito internet dell'Autorità del Trova offerte (aprile 2009), il sistema di ricerca delle offerte commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas rivolto ai clienti finali (per una illustrazione esaustiva di detto sistema si rimanda alla *Relazione Annuale* 2012), si è rilevata una media di oltre 1.100 accessi/giorno alla pagina iniziale del percorso di ricerca, con numerosi picchi giornalieri superiori ai 5.000 accessi. In particolare, nel 2015 gli accessi complessivi alla pagina iniziale sono stati circa 330.000, mentre i calcoli effettuati (visualizzazione della pagina dei risultati) sono stati circa 500.000.

Per le ricerche compiute nel mese di marzo 2016, utilizzando il profilo di consumo medio del cliente domestico tipo¹⁰, nelle maggiori città italiane sono state visualizzate per il servizio elettrico oltre 45 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con l'offerta più economica che offre potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte e per abitazioni in Roma, di circa 40 €/anno (-8,5%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di circa 130

€/anno (-22%) rispetto all'offerta meno economica. Osservando la situazione a marzo 2015, la spesa annua associata all'offerta più economica risulta oggi inferiore per circa 10 €/anno. Sempre considerando l'offerta più economica, il potenziale risparmio rispetto alla fornitura a condizioni regolate risulta oggi superiore in confronto a quella di un anno fa (-29 €/anno a marzo 2015) e il potenziale risparmio rispetto all'offerta meno economica risulta anch'esso superiore in confronto a quello riferibile al mese di marzo 2015 (-110 €/anno). Per il servizio gas, sono state visualizzate circa 30 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con l'offerta più economica che determina potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte e per abitazioni in Roma, di circa 106 €/anno (-8,6%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di circa 190 €/anno (-14%) rispetto all'offerta meno economica. In confronto alla situazione osservata a marzo 2015, la spesa annua associata all'offerta più economica risulta oggi inferiore di circa 46 €. Sempre considerando l'offerta più economica, a marzo 2015 il potenziale risparmio risultava superiore rispetto alla fornitura a condizioni regolate (-132 €/anno), ma inferiore rispetto all'offerta meno economica (-175 €/anno).

¹⁰ Servizio elettrico: abitazione di residenza anagrafica con potenza impegnata pari a 3 kW e consumo pari a 2.700 kWh/anno, ripartito per il 33,4% nella fascia F1 e per il 66,6% nella fascia F23; servizio gas: consumo pari a 1.400 S(m³)/anno.

La ricerca per offerte congiunte visualizza fino a sei/sette risultati; la spesa annua associata all'offerta congiunta più economica risulta lievemente superiore, di circa 12 €/anno, a quella ottenuta sommando la spesa associata alle offerte più economiche per la fornitura singola di energia elettrica e di gas naturale disponibili nella medesima località (questo divario era quasi nullo nel mese di marzo 2015), ma comunque inferiore di circa 135 €/anno (-7,8%) rispetto alla somma della spesa associata ai prezzi tutelati (a marzo 2015, il risparmio risultava pari a 163 €/anno).

Per entrambi i servizi, elettrico e gas, si conferma anche per il 2015 che le offerte più economiche, in base alla lista dei risultati di ricerca, sono quelle che prevedono un prezzo bloccato, la stipulazione del contratto tramite internet, la domiciliazione dei pagamenti e l'invio di bollette in formato elettronico.

Sportello per il consumatore di energia: l'informazione ai clienti finali tramite il call center

L'Autorità ha attivato, sin dal luglio 2007, un servizio telefonico di informazione ai clienti finali dei settori elettrico e gas, relativamente ai loro diritti, alla normativa in vigore e alle modalità di risoluzione delle controversie, presso lo Sportello, la cui gestione è affidata in avvalimento all'Acquirente unico, in base all'art. 27, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99, e all'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11. Attualmente lo Sportello opera sulla base della delibera 26 luglio 2012, 323/2012/E/com, e dei relativi progetti operativi. In particolare, il progetto per l'anno 2016 è stato approvato dall'Autorità con la delibera 11 dicembre 2015, 600/2015/E/com.

Con tale provvedimento, l'Autorità ha ritenuto necessario continuare ad assicurare, attraverso lo Sportello, la disponibilità ai clienti finali di energia elettrica e gas e ai *prosumers* (soggetti che sono al contempo produttori e clienti finali di energia elettrica) di uno sportello unico, come previsto dall'art. 7, comma 6, del decreto legislativo n. 93/11, oltre al trattamento efficace dei reclami di cui all'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11.

Le importanti novità normative e regolatorie, con entrata in vigore nel 2016, comportano, infatti, una conferma e un rafforzamento del ruolo informativo dello Sportello, in particolare tramite il *call center* e tramite la risposta ai quesiti scritti dei clienti finali.

Per quel che riguarda l'attività svolta dal *call center* dello Sportello, dall'1 gennaio 2014 al 31 dicembre 2015, si fa riferimento alle tavole 7.2 e 7.3. Confrontando i dati relativi all'anno 2015 con quelli

dell'anno 2014, si registra una diminuzione del numero di chiamate pervenute in orario di servizio, che sono passate da 446.456 a 416.056 (con una diminuzione di circa il 7%), e di quelle effettuate al di fuori dell'orario di servizio, nonché un rialzo di quelle abbandonate senza la risposta dell'operatore. L'aumento di volume per tale canale è stato sin dall'inizio notevole e si è intensificato nel corso del 2015 (46% rispetto al 40% del 2014 sul volume totale delle chiamate). Il costo sostenuto dallo Sportello per questo servizio, seppure a fronte di una diminuzione (-6,9%) dei contatti complessivi in ingresso rispetto al 2014, registra, sempre rispetto al 2014, un aumento del 34,1% dei costi totali sostenuti, sia a causa dell'incremento delle chiamate da rete mobile (+6%), sia a causa della durata complessiva dei minuti di conversazione (+12,2%). Tale ultimo aumento è imputabile anche alla maggior complessità degli argomenti delle chiamate, in particolare relativamente al canale "mercati" e ai quesiti più frequenti presentati dai consumatori anche in tema di contratti e morosità, che hanno comportato tempi medi di conversazione più estesi.

I primi mesi del 2016 evidenziano un trend coerente, anche se in lieve riduzione, con l'ultimo trimestre del 2015.

I temi trattati nelle telefonate pervenute allo Sportello hanno riguardato, in particolar modo, il bonus gas (30%) ed elettrico (25%) e il mercato dell'energia (23%). Le telefonate con cui i clienti hanno richiesto notizie in merito ai propri reclami aperti presso lo Sportello sono state il 13%. Per quanto riguarda i nuovi canali informativi (*prosumers* e conciliazioni) avviati dal 2013, si segnala che nel 2015 la scelta del canale "conciliazioni", ossia le richieste su come risolvere una controversia in via extragiudiziale, ha registrato una prima lieve diminuzione dopo un trend di crescita lento ma costante.

La significativa diminuzione del canale "reclami" è stata accompagnata dall'aumento dei contatti sui canali "mercati" e "bonus gas".

Le variazioni registrate per il canale "bonus", in particolare nell'ultimo trimestre del 2015, sono dovute principalmente alla campagna di comunicazione promossa a novembre dal Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche (SGAte), in collaborazione con Poste italiane, che ha previsto l'invio di circa 288.000 lettere, con le quali si è segnalato ai destinatari il mancato rinnovo delle domande di agevolazione tariffaria (bonus elettrico e gas) di cui avevano usufruito nel corso dell'anno precedente.

Si segnala, infine, che il decremento di chiamate registrato nel 2015 rispetto all'anno precedente è da ricollegare anche alla riduzione delle campagne di comunicazione tramite spot sui canali Rai.

TAV. 7.2

Chiamate pervenute al call center dello Sportello

	PERVENUTE (ORE 8-18)	CHIAMATE FUORI ORARIO	TOTALE PERVENUTE	CHIAMATE GESTITE			ABBANDONATE SENZA RISPOSTA OPERATORE	ATTESA MEDIA (secondi)	MEDIA CONVERSATA (secondi)
				TOTALI	DI CUI CON OPERATORE	DI CUI CON RISPONDITORI AUTOMATICI			
I Trim. 2014	135.206	24.767	159.973	136.243	128.531	7.712	6.675	131	179
II Trim. 2014	107.814	21.355	129.169	104.664	99.189	5.475	8.625	121	185
III Trim. 2014	88.323	13.680	102.003	85.742	81.257	4.485	7.066	113	182
IV Trim. 2014	115.113	11.910	127.023	109.196	103.602	5.594	11.511	115	176
TOTALE 2014	446.456	71.712	518.168	435.845	412.579	23.266	33.877	120	181
I Trim. 2015	115.822	21.418	137.240	110.026	104.587	5.439	11.235	138	186
II Trim. 2015	98.510	21.773	120.283	94.010	88.856	5.154	9.654	156	180
III Trim. 2015	86.040	13.140	99.180	81.450	78.468	2.982	7.572	146	190
IV Trim. 2015	115.684	14.230	129.914	110.435	104.578	5.857	11.106	153	240
TOTALE 2015	416.056	70.561	486.617	395.921	376.489	19.432	39.567	148	199
I Trim. 2016	112.775	19.203	131.978	107.318	101.723	5.595	11.052	151	190
TOTALE	975.287	161.476	1.136.763	939.084	890.791	48.293	84.496	136	190

Fonte: Sportello.

TAV. 7.3

Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dal call center dello Sportello

	BONUS GAS	BONUS ELETTRICO	PREZZI BIORARI	ASSICURAZIONE GAS	MERCATI	RECLAMI	PROSUMERS	CONCILIAZIONE
I Trim. 2014	30.970	27.625	4.864	-	19.813	37.572	2.429	5.258
II Trim. 2014	24.933	22.421	3.177	-	14.926	27.802	1.831	4.099
III Trim. 2014	20.399	20.460	2.361	-	12.396	20.915	1.349	3.377
IV Trim. 2014	26.821	26.116	3.043	-	17.261	24.547	1.648	4.166
TOTALE 2014	103.123	96.623	13.445	-	64.396	110.836	7.256	16.900
I Trim. 2015	29.969	27.319	3.461	-	24.112	13.834	1.628	4.264
II Trim. 2015	26.370	21.888	2.875	-	20.354	12.232	1.430	3.708
III Trim. 2015	22.123	19.880	2.264	-	18.918	10.577	1.299	3.406
IV Trim. 2015	34.178	25.897	2.958	-	24.087	11.644	1.604	4.210
TOTALE 2015	112.640	94.984	11.558	-	87.471	48.288	5.960	15.588
I Trim. 2016	30.304	24.613	3.533	-	24.705	12.318	1.666	4.585
TOTALE	246.066	216.219	28.536	-	176.572	171.442	14.882	37.073

Fonte: Sportello.

I primi mesi del 2016 confermano in sostanza tutti gli andamenti sopra illustrati. Riguardo all'attività svolta, il *call center* ha rispettato, anche nel corso del 2015, gli standard di qualità previsti per i *call center* dei venditori di energia elettrica e gas

dal *Testo Integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* - TIQV (in parte ulteriormente innalzati dal gennaio 2015), ottenendo i seguenti risultati:

TAV. 7.4

Livelli di servizio per il call center dello Sportello

	2014					2015					2016	Standard TIQV - dal 2015
	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.	
Accessibilità al servizio (AS) %	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	>95%
Tempo medio di Attesa (TMA) sec.	131	121	113	115	120	143	156	146	153	150	151	<200 sec
Livello di servizio (LS) %	91%	92%	92%	90%	91%	90%	90%	91%	90%	90%	90%	>80%

Fonte: Sportello.

TAV. 7.5

Risultati della rilevazione "Mettiamoci la faccia" per il call center dello Sportello

	2014					2015					2016
	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.
Buono	83%	84%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	82%	83%	80%
Sufficiente	13%	12%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	14%
Negativo	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	4%	6%
% Chiamate conversate sottoposte a valutazione ^(A)	40,0%	42,7%	41,2%	42,6%	41,6%	47,7%	48,0%	49,6%	50,0%	49,0%	49,0%
% Utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione ^(A)	89,7%	89,0%	88,5%	90,0%	89,3%	91,0%	88,0%	88,6%	90,2%	89,5%	88,0%

(A) Percentuale calcolata sul totale delle chiamate in orario di servizio.

Fonte: Elaborazione Sportello su dati Genesys – Rilevazioni "Mettiamoci la Faccia".

- accessibilità del servizio: 100% (standard minimo richiesto: > 95%);
- tempo medio di attesa: 150 secondi (standard minimo richiesto: < 200 secondi);
- livello di servizio: 90% (standard minimo richiesto: > 80%).

Rispetto all'anno precedente, risulta confermato il livello dell'accessibilità al servizio, mentre si registra un decremento dell'1% del livello di servizio, a causa del maggior tasso di abbandono delle chiamate da parte degli utenti che contattano lo Sportello da rete mobile.

L'aumento dei tempi medi di attesa, verificatosi all'inizio dell'anno e poi mantenutosi costante, è dovuto anche al fatto che, a seguito dell'avvio in esercizio del nuovo sito web dello Sportello, sono stati modificati due messaggi automatici dell'*Interactive Voice Response* (IVR): in particolare, un messaggio è stato cambiato per comunicare l'informativa inerente al trattamento dei dati personali (ex decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196); quello in chiusura del contatto è stato modificato al fine

di notificare all'utente la possibilità di consultare i contenuti del nuovo sito internet e di utilizzare i nuovi servizi offerti dal Portale clienti dello Sportello.

Per quel che riguarda la *customer satisfaction*, legata all'iniziativa intitolata "Mettiamoci la faccia", promossa dal Dipartimento della Funzione pubblica per il periodo 1 gennaio 2015 - 31 dicembre 2015, i clienti che si sono rivolti al *call center* dello Sportello hanno valutato il servizio buono nell'83% dei casi, sufficiente nel 13% dei casi e non soddisfacente nel 4% dei casi (valutazione espressa dal 49% di utenti che hanno chiamato in orario di servizio).

I livelli di soddisfazione rimangono pertanto elevati, così come resta elevato e in aumento il tasso di adesione dei chiamanti all'iniziativa, superiore al tasso medio delle altre amministrazioni partecipanti alla stessa, relativamente ai servizi telefonici (12%).

I dati inerenti ai livelli di servizio del *call center* dello Sportello e all'iniziativa "Mettiamoci la faccia" del 2015 sono in pratica confermati anche per il primo trimestre 2016, salvo un lieve incremento delle valutazioni negative (Tav. 7.4).

Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici

Protocolli di intesa stipulati dall'Autorità

I rapporti tra l'Autorità e le associazioni dei clienti finali domestici (consumatori) e non domestici si svolgono nel quadro di appositi Protocolli di intesa, che formalizzano gli obiettivi di interesse comune e gli strumenti per il loro perseguimento.

Per quanto riguarda i consumatori, i rapporti tra l'Autorità e le associazioni del Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) si svolgono nell'ambito del Protocollo di intesa sottoscritto il 13 maggio 2009, che conferma e aggiorna gli impegni di consultazione, di informazione e di approfondimento sulle tematiche di interesse comune.

La realizzazione di specifiche attività, tese a perseguire gli obiettivi indicati nel Protocollo di intesa, è stata sviluppata nel quadro dei progetti a vantaggio dei consumatori, finanziati, come previsto dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 (legge finanziaria per il 2008), mediante le risorse rivenienti dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità, che confluiscono nel Fondo sanzioni. Le associazioni dei consumatori sono state, inoltre, ripetutamente coinvolte nelle attività di consultazione, anche attraverso la partecipazione a seminari di presentazione dei principali provvedimenti di interesse, audizioni e gruppi tecnici.

L'Autorità è, inoltre, parte di un Protocollo di intesa con le organizzazioni nazionali di rappresentanza delle piccole imprese, finalizzato a rafforzare la capacità di tali imprese di cogliere le opportunità della liberalizzazione dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale (per i dettagli si veda la *Relazione Annuale* 2014).

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2015 è proseguita la realizzazione di attività a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas finanziate mediante le risorse del Fondo sanzioni, alimentato con i proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità; la disponibilità di nuove risorse acquisite in corso d'anno al Fondo ha, inoltre, consentito all'Autorità di formulare

nuove proposte relative ad attività da realizzare a partire dal 2016. Per quanto riguarda i progetti realizzati nel corso del 2015, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità e già approvate dal Ministro dello sviluppo economico, le attività hanno riguardato:

- l'accesso al Servizio conciliazione (progetto PAC). Il progetto, del valore massimo di 185.000 €, è finalizzato a promuovere l'accesso alle procedure gestite dal Servizio conciliazione da parte dei consumatori che si avvalgono dell'assistenza prestata dalle associazioni di consumatori, ed è stato avviato contestualmente all'attivazione del Servizio medesimo (aprile 2013), con durata fino a tutto il 2016. Il progetto comporta l'erogazione di contributi forfetari a copertura dei costi sostenuti dalle associazioni di consumatori per l'attività di orientamento e assistenza al consumatore, fino alla compilazione della richiesta di attivazione di una procedura di conciliazione che risulti ammessa dal Servizio, e per l'attività di mediazione con rappresentanza del consumatore nello svolgimento di procedure concluse positivamente. A partire dall'avvio del progetto e fino al 31 marzo 2016, sono stati complessivamente riconosciuti contributi per oltre 60.000 €, in relazione a 1.058 procedure conciliative concluse positivamente;
- il sostegno alle procedure di conciliazione c.d. "paritetica", previste da appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese di vendita (progetto PCS). Il progetto, del valore massimo di 100.000 €, è finalizzato a garantire la copertura dei costi sostenuti dalle associazioni medesime mediante l'erogazione di contributi forfetari per le conciliazioni concluse positivamente. Per l'anno 2015 sono state rendicontate 977 procedure conciliative concluse positivamente, con l'erogazione complessiva di contributi per oltre 41.000 €;
- la qualificazione degli sportelli delle associazioni dei consumatori (progetto PQS – "Energia: diritti a viva voce"). Il progetto ha lo scopo di promuovere una rete di punti di contatto (sportelli

territoriali) delle associazioni di consumatori in grado di fornire a questi informazione e assistenza qualificata sui servizi elettrico e gas, e comporta la copertura dei costi operativi del servizio fornito. Il progetto, avviato nel 2012, è stato riformulato per l'anno 2015, impegnando risorse per un importo massimo complessivo pari a 390.000 €. Rispetto agli anni precedenti, per il 2015 è stata prevista l'attivazione di 22 sportelli territoriali, con una migliore specificazione del loro ruolo sia come rete interconnessa sia come riferimento per altri punti di contatto delle associazioni e per lo sviluppo di soluzioni informatiche, al fine di rendere sempre più accurate la registrazione e la rendicontazione delle attività svolte;

- la formazione del personale delle associazioni di consumatori (progetto PFA), del valore massimo di 140.000 €. Il progetto copre gli anni 2015 e 2016 e comprende tutte le attività volte a soddisfare le esigenze di formazione e aggiornamento del personale delle associazioni di consumatori impegnato in attività di informazione e assistenza ai consumatori dei servizi elettrico e gas, svolte nell'ambito degli altri progetti finanziati o da finanziare mediante il Fondo sanzioni (operatori degli sportelli qualificati, personale che opera nell'ambito delle procedure conciliative), nonché la formazione e l'aggiornamento di esperti. Il progetto comporta la realizzazione di almeno dieci corsi della durata minima di 14 ore, da svolgersi in modalità residenziale, e-learning o mista; di questi, tre corsi sono stati completati nel terzo trimestre del 2015 e i rimanenti sette sono distribuiti nel primo semestre del 2016;
- la promozione dell'accesso al bonus elettrico e gas da parte degli aventi diritto (progetto PAB – "Bonus a sapersi"). Il progetto, del valore massimo complessivo di 180.000 €, prevede la realizzazione sull'intero territorio nazionale, nel biennio 2015-2016, di almeno 60 incontri pubblici, rivolti agli operatori di istituzioni, enti e organizzazioni senza fini di lucro, che operano con finalità assistenziali a livello locale, dedicati all'informazione sul regime dei bonus e all'illustrazione delle modalità operative e procedurali per richiederne l'attivazione o la conferma.

Nel corso del 2015, l'Autorità ha formulato al Ministro dello sviluppo economico nuove proposte relative a ulteriori attività da realizzare a partire dal 2016. Le nuove proposte sono state formulate in coerenza con quanto disposto dall'art. 30-*quater* del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto

2014, n. 116, il quale ha esteso le finalità del Fondo sanzioni, prevedendo che le relative risorse siano destinate anche al finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori del servizio idrico integrato. In particolare, con i decreti 22 dicembre 2015 il Ministro dello sviluppo economico ha approvato le proposte formulate dall'Autorità, rispettivamente, con le delibere 3 luglio 2015, 314/2015/E/com, e 11 dicembre 2015, 599/2015/E/com, relative:

- alla riorganizzazione e all'integrazione, sulla base di un programma di durata triennale (2016-2018), delle attività di formazione del personale delle associazioni di consumatori rappresentative a livello nazionale in merito ai servizi regolati dall'Autorità (progetto PFR), prevedendo l'avvio, a partire dal primo anno, di nuove attività di formazione specificamente dedicate al servizio idrico integrato e, a partire dal 2017, di ulteriori attività di formazione in materia di servizi elettrico e gas, in continuità con le attività del progetto PFA;
- alla riformulazione, per l'anno 2016, delle attività di sostegno alle conciliazioni paritetiche (progetto PCS), estese alle procedure relative al servizio idrico integrato. La riformulazione dei contenuti del progetto è stata operata alla luce delle modifiche al decreto legislativo 6 settembre 2006, n. 205 (Codice del consumo), introdotte con il decreto legislativo 6 agosto 2015, n. 130 (ADR per i consumatori), e limita l'erogazione del contributo alle procedure con esito positivo, che soddisfano i requisiti previsti dalla nuova normativa;
- al rafforzamento, per il 2016, della rete di punti di contatto territoriali qualificati delle associazioni di consumatori (progetto PQS). Il progetto comporta, in particolare, l'incremento del numero di sportelli territoriali qualificati, dai 22 operativi nel 2015 ai 26 finanziati per il 2016. È prevista l'estensione dell'attività al servizio idrico integrato, in seguito al completamento dei relativi corsi di formazione da parte del personale delle associazioni, operativo nei punti di contatto;
- alla realizzazione, nel corso del 2016, di una campagna informativa finalizzata a promuovere l'accesso ai bonus elettrico e gas da parte dei consumatori in condizioni di disagio economico, che comporta l'invio di apposite comunicazioni individuali ai soggetti che, pur avendo diritto ai bonus, non ne fruiscono. L'invio delle comunicazioni sarà ripartito in due distinte fasi, in modo da intercettare con la seconda anche i consumatori che non abbiano rinnovato la relativa domanda in corso d'anno.

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas

Semplificazione della disciplina della qualità dei servizi telefonici

Dall'1 gennaio 2015 sono entrate in vigore le modifiche alla disciplina della qualità dei servizi telefonici, approvate con la delibera 580/2014/R/com. Tali modifiche riguardano: gli obblighi di servizio e gli standard generali che devono essere rispettati da tutte le imprese con almeno 10.000 clienti, nonché il meccanismo di punteggi in base alle caratteristiche dei *call center* e delle performance che terminavano con la graduatoria della qualità dei servizi telefonici.

Gli standard generali e gli obblighi del servizio sono stati rivisti e aggiornati, al fine di tenere conto sia dell'evoluzione dei mercati, sia dei miglioramenti conseguiti, oltre che per garantire la tutela dei clienti. Il monitoraggio della qualità percepita del servizio, da parte dei clienti che utilizzano effettivamente i servizi telefonici, tramite l'Indagine demoscopica semestrale sui *call center* effettuata dall'Autorità presso le aziende di vendita con più di 50.000 clienti, è stato confermato, riservando però la partecipazione alle aziende con almeno 400 chiamate/giorno. Il monitoraggio garantisce la verifica costante della qualità dei servizi telefonici e mira a evitare possibili fenomeni di peggioramento del servizio, continuando a comprendere, fra le imprese sottoposte alle Indagini, anche i venditori con elevate percentuali di clienti serviti in regimi di tutela.

La graduatoria dei *call center*, pubblicata fino al secondo semestre del 2014, ha offerto, sin dal 2008, una valutazione comparativa ma sintetica dei servizi dalle singole aziende di vendita e ha rappresentato uno stimolo al miglioramento basato sulle performance

effettive registrate dalle maggiori aziende di vendita, ma non risultava più adatta a rappresentare la varietà degli strumenti di contatto messi a disposizione dei clienti. La graduatoria, che era incentrata tipicamente sulle performance dei *call center*, è stata dunque sostituita da un rapporto annuale caratterizzato da un perimetro più ampio rispetto ai soli servizi telefonici, ricomprendendo anche altri strumenti di contatto e *customer care*, messi a disposizione della clientela, che i venditori hanno sviluppato con l'evolversi del mercato e delle tecnologie di comunicazione.

Il rapporto annuale, rispetto ai punteggi sintetici della graduatoria dei *call center*, comprende una serie di informazioni più articolate e complete. Oltre a dar conto del rispetto degli obblighi e degli standard generali, fornisce informazioni individuali sul rispetto degli obblighi di servizio e degli standard minimi comunicati da ciascun venditore con più di 50.000 clienti finali alimentati in bassa tensione e/o in bassa pressione e i risultati nel complesso delle due Indagini semestrali svolte nel 2015. Mette, inoltre, in evidenza sia la disponibilità di servizi tipicamente legati al *call center* (facilità di navigazione e gestione delle code di chiamate in attesa del colloquio con l'operatore nei momenti di intenso traffico) sia l'ampia gamma di altri strumenti di contatto offerti.

Stato dei servizi

La tavola 7.6 riporta gli indicatori e gli standard generali che devono essere rispettati dalle aziende di vendita.

Le figure 7.2 e 7.3 riportano i livelli di servizio e i tempi medi di attesa registrati dalle principali aziende di vendita di energia elettrica e gas nel primo e nel secondo semestre 2015.

TAV. 7.6

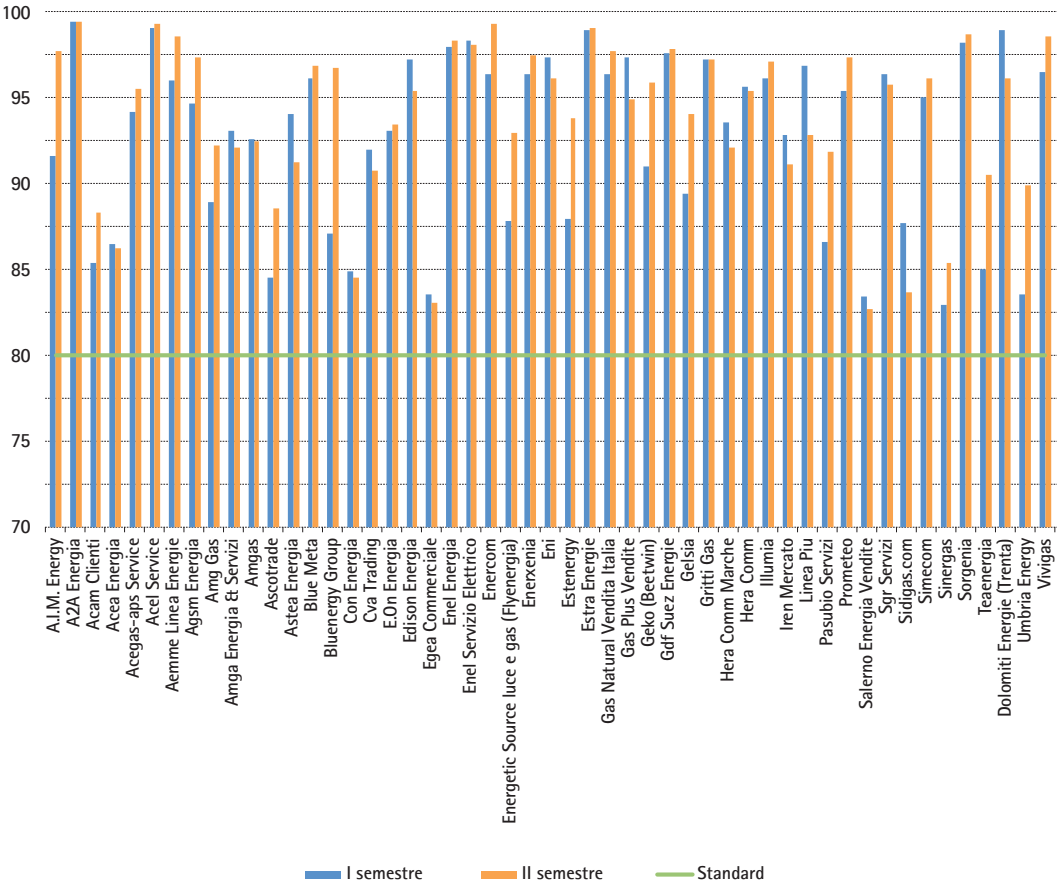
Standard generali di qualità dei call center

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD (DALL'1 GENNAIO 2015)
Accessibilità al servizio (AS)	Rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del <i>call center</i> con presenza di operatori.	≥ 95%
Tempo medio di attesa (TMA)	Tempo, espresso in secondi, intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata attraverso l'ausilio di un risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore o di conclusione della chiamata in caso di rinuncia prima dell'inizio della conversazione con l'operatore.	≤ 200 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine sul numero di chiamate che arrivano ai <i>call center</i> chiedendo di parlare con un operatore.	≥ 80%

Fonte: TIQV.

FIG. 7.2

Livello di servizio - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2015)
Livello di servizio (minimo 80%)



Fonte: Dati dichiarati dalle imprese di vendita.

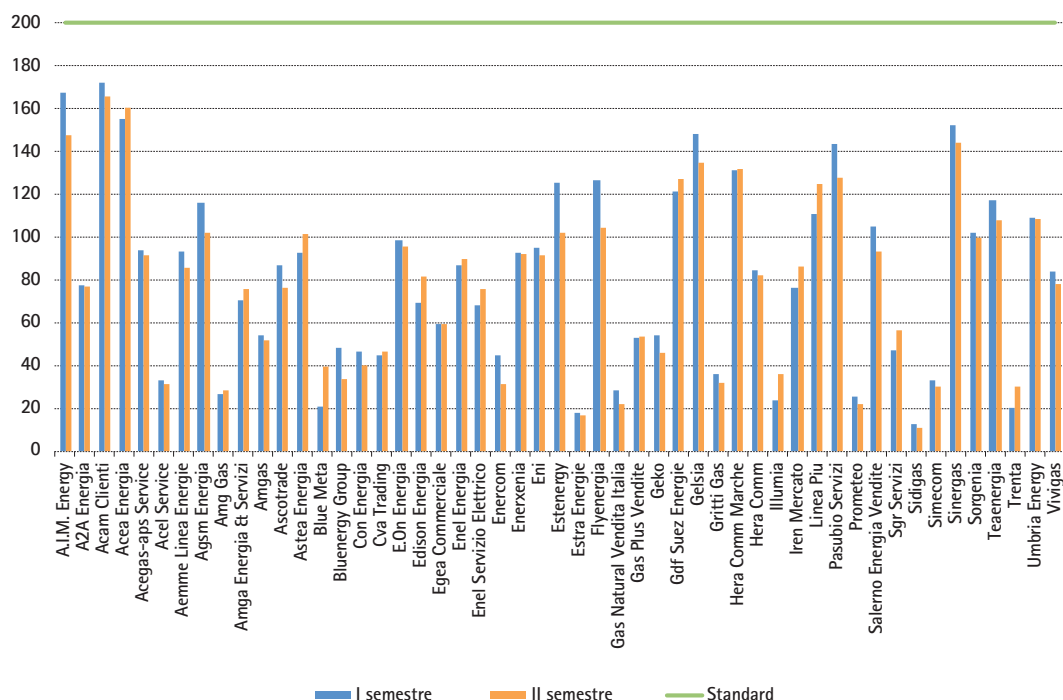


FIG. 7.3

Tempo medio di attesa - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center (I e II semestre 2015)

Tempo media di attesa

Fonte: Dati dichiarati dalle imprese di vendita.

Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute

Nel corso del 2015, complessivamente, i bonus erogati sono stati pari a 1,1 milioni, comprendendo sia i bonus elettrici (per disagio economico e per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita) sia i bonus gas.

I bonus corrisposti ai clienti di energia elettrica e gas in stato di disagio economico sono cumulabili tra loro, come è cumulabile l'agevolazione riconosciuta ai malati in gravi condizioni di salute e, a conferma di quanto già evidenziato negli anni precedenti, circa il 68% delle famiglie che hanno usufruito del bonus elettrico ha richiesto anche il bonus gas.

Per l'anno 2015 va sottolineato che, come effetto dell'introduzione delle nuove modalità di calcolo dell'Indicatore della situazione

economica equivalente (ISEE), si è registrata una riduzione consistente nel numero di domande di bonus presentate (Tav. 7.7).

Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 5 dicembre 2013, n. 159, ha istituito, infatti, una nuova modalità di calcolo dell'ISEE, volta a rendere più corretta la misurazione della condizione economica delle famiglie e a migliorare l'equità nell'accesso alle prestazioni sociali, rafforzando la lotta contro gli abusi, che in passato hanno comportato indebite fruizioni di prestazioni e agevolazioni.

È stato, inoltre, sancito il principio secondo cui la certificazione ISEE scade sempre il 15 gennaio: pertanto, le prestazioni sociali richieste dall'inizio del mese di gennaio devono essere corredate da una nuova dichiarazione ISEE, valida per l'anno per il quale si richiede l'agevolazione.

TAV. 7.7

Clienti titolari di bonus elettrico nel 2014 e nel 2015

	BONUS PER DISAGIO ECONOMICO	BONUS PER DISAGIO FISICO	TOTALE ELETTRICO	BONUS PER DISAGIO ECONOMICO GAS
2015	622.151	28.267	650.418	448.496
2014	933.273	26.134	959.407	624.233
Flessione %	-33,3	+8,1	-32	-28

Fonte: SGAtc.

TAV. 7.8

Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus nel 2015 per area geografica^(A)

	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
ELETTRICO	145.509	104.614	105.899	206.531	87.765
%	22,3	16	16,2	32	13,5
GAS	125.818	90.789	84.659	120.852	26.378
%	28	20	19	27	6
GAS/ELT %	86	87	80	59	30

(A) Il Nord-Ovest comprende: Liguria, Lombardia, Piemonte e Valle d'Aosta; il Nord-Est: Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Trentino Alto Adige, Veneto; il Centro: Lazio, Marche, Toscana e Umbria; il Sud: Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia; le Isole: Sardegna e Sicilia.

Fonte: SGAtc.

Poiché la presentazione delle nuove domande di bonus o di quelle di rinnovo avviene in maniera continuativa per tutto l'anno, l'Autorità è intervenuta con tre successive determinazioni¹¹, al fine di superare le criticità causate dal combinato disposto delle norme introdotte dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri n. 159/13, e di quelle del *Testo integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti disagiati per la fornitura di energia elettrica e gas* (TIBEG), approvato con la delibera 26 settembre 2013, 402/2013/R/com, in ordine ai limiti temporali associati alla presentazione delle domande di rinnovo. Le determinazioni citate sono intervenute sui termini per la presentazione delle domande di rinnovo, prorogandoli con l'obiettivo di mantenere la continuità nell'erogazione della prestazione agevolata anche nel nuovo contesto.

La riduzione del numero delle domande non è, pertanto, dovuta a criticità nel corretto funzionamento della procedura relativa ai

bonus, ma a un più generale effetto di riduzione della presentazione delle dichiarazioni sostitutive uniche (DSU), attestato anche dai dati resi disponibili dal Ministero del lavoro e delle politiche sociali¹².

In termini di allocazione geografica, nel 2015 i clienti con un'agevolazione in corso sono ripartiti secondo quanto indicato nella tavola 7.8.

Nelle aree Sud e Isole, i beneficiari del bonus elettrico, che usufruiscono anche del bonus gas, sono meno numerosi di quelli nelle aree Nord. Nell'area Sud e Isole, meno della metà delle famiglie ha richiesto il bonus elettrico e quello gas; tale rapporto sale all'87% nell'area Nord-Est e all'86% nell'area Nord-Ovest.

Va anche rilevato che, rispetto ai dati del 2014, le macroaree Sud e Isole riducono la propria incidenza per entrambi i settori, passando la macroarea Sud, nel caso dell'elettrico, dal 36,1% al 32% e, nel caso del gas, dal 31,4 al 27%, mentre le Isole passano dal 16,5% al 13%, nel caso dell'elettrico, e dall'8,2% al 6%, nel caso del gas.

¹¹ Determina 22 gennaio 2015, 1/2015 - DCCA, recante *Misure transitorie per la richiesta di rinnovo del bonus sociale per la fornitura di energia elettrica e di gas naturale*; determina 20 marzo 2015, 4/2015 - DCCA, recante *Proroga delle misure transitorie per le richieste di rinnovo del bonus sociale di cui alla determina 1/DCCA - 2015*; determina 28 ottobre 2015, 9/2015 - DCCA, recante *Misure transitorie per la presentazione delle domande di rinnovo del bonus sociale per le forniture di energia elettrica e di gas naturale nei mesi di gennaio e febbraio 2016*.

¹² Ministero del lavoro e delle politiche sociali, *Quaderni della ricerca sociale flash*, nn. 33, e 35 del 2015 e 36 del 2016.

TAV. 7.9

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
2015	100	42,2	39,8	18,0

Fonte: SGAt.

TAV. 7.10

Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico
€/anno per punto di prelievo

DESCRIZIONE	2012	2013	2014	2015	2016
Numerosità familiare 1-2 componenti	63	71	72	71	80
Numerosità familiare 3-4 componenti	81	91	92	90	93
Numerosità familiare oltre 4 componenti	139	155	156	153	153

Fonte: AEEGSI.

Bonus elettrico

Dall'iniziale disponibilità dell'agevolazione nel 2008 fino al 31 dicembre 2015, il numero di famiglie che ha ottenuto per almeno un anno il bonus elettrico risulta essere di circa 2,4 milioni, per oltre il 50% localizzate nelle macroaree Sud e Isole.

Le famiglie che hanno ottenuto il bonus elettrico nel corso del 2015 rappresentano il 2,47% nel Centro e il 4,12% nel Sud, rispetto al totale delle famiglie censite dall'Istat nella relativa area geografica.

Per quanto concerne il numero dei componenti familiari, si evidenzia: i) per le famiglie con 1-2 componenti un incremento dell'1,5% rispetto al 2014; ii) per le famiglie con 3-4 componenti una presenza stabile rispetto all'anno precedente; iii) per le famiglie numerose¹³, ossia quelle con almeno quattro figli fiscalmente a carico, un incremento dello 0,7% rispetto al 2014.

Queste ultime, nel corso del medesimo anno, hanno fatto registrare un'incidenza media sul totale delle famiglie agevolate del 3,3%, a fronte di un valore medio registrato negli anni precedenti pari al 2,6%.

Il valore del bonus è pari a uno sconto di circa il 20% della spesa media, al netto delle imposte, di una famiglia tipo differenziata per numero di componenti; esso viene aggiornato ogni anno contestualmente

al primo aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche di fornitura per i clienti domestici in regime di tutela. Gli importi del bonus elettrico per disagio economico sono riportati nella tavola 7.10. Per quanto riguarda i valori 2016, l'incremento che si registra nel valore del bonus elettrico, relativo alle famiglie composte da uno/due componenti e da tre/quattro componenti, va attribuito alla decisione assunta dall'Autorità, con la delibera 582/2015/R/com, di controbilanciare transitoriamente, nelle more di un prossimo intervento del legislatore di revisione del bonus sociale, l'effetto dell'introduzione delle nuove tariffe di distribuzione per i clienti domestici elettrici di cui al Capitolo 2 di questo Volume, al fine di assicurare che non vengano penalizzati i clienti in condizioni di disagio economico. La citata delibera, in coerenza con gli obiettivi di protezione fissati dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 dicembre 2007, al punto 8 stabilisce infatti che:

- «a) l'entità della compensazione sia tale da controbilanciare completamente gli incrementi di spesa annua eventualmente derivanti tra il quarto trimestre 2015 e il primo trimestre 2016 dalle disposizioni di cui al precedente punto 1¹⁴;
- b) l'entità della compensazione sia in ogni caso non inferiore a quella vigente nell'anno 2015».

¹³ La definizione di famiglia numerosa è contenuta nell'art. 3, comma 9-bis, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185.

¹⁴ Il punto 1 della delibera 582/2015/R/com dà attuazione all'art. 11, comma 3, del decreto legislativo n. 102/14.

TAV. 7.11

Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico per l'anno 2015

€/anno per punto di prelievo

	F1	F2	F3
Extra consumo rispetto a un utente tipo (2.700 kWh/anno)	Fino a 600 kWh/anno	Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno
€/ANNO PER PUNTO DI PRELIEVO			
Ammontare del bonus (fino a 3 kW residente)	175	288	417
Ammontare del bonus oltre 3 kW (da 4,5 kW in su)	410	519	628

Fonte: AEEGSI.

TAV. 7.12

Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico

	2014			2015		
	F1 Fino a 600 kWh/anno	F2 Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	F3 Oltre 1.200 kWh/anno	F1 Fino a 600 kWh/anno	F2 Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	F3 Oltre 1.200 kWh/anno
Fino a 3 kW	69,2%	11,6%	10%	65,8%	13,6%	11,3%
Da 4,5 kW	6,0%	1,4%	1,8%	5,8%	1,6%	1,9%

Fonte: SGAté.

Gli oneri connessi all'erogazione del bonus elettrico per disagio economico e fisico sono compresi tra le componenti degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite la componente AS, che è pagata da tutti i clienti che non godono del bonus elettrico; il Conto è stato alimentato nel tempo anche da una quota del Fondo sanzioni dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Bonus elettrico per disagio fisico

Le famiglie con bonus attivo per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita (bonus per disagio fisico) al 31 dicembre 2015 erano 28.267.

Il bonus per disagio fisico è articolato in tre fasce (Tav. 7.11) per tener conto del tipo di apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura e delle ore medie di utilizzo giornaliero.

Sulla base di questi elementi, certificati dalla ASL, il cliente viene assegnato a una delle tre fasce di compensazione previste, che sono poi ulteriormente differenziate al fine di considerare la potenza impegnata (fino a 3 kW e da 4,5 kW).

Dalla tavola 7.12, si evince la distribuzione per fasce dei clienti che percepiscono il bonus per disagio fisico. Nel corso del 2015 si è assistito ad un incremento delle fasce che includono clienti con

un utilizzo più intensivo ed esteso delle apparecchiature rispetto al dato registrato nel 2014.

Bonus elettrico e Carta acquisti

La legge 4 dicembre 2008, n. 190, ha previsto l'estensione del bonus sociale elettrico ai beneficiari della Carta acquisti che non lo avessero già richiesto autonomamente tramite le modalità ordinarie. Successivi decreti hanno stabilito che l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti venisse attuata automaticamente, tramite lo scambio di informazioni tra il sistema informativo di gestione della Carta acquisti (SICA-INPS) e il sistema informativo di gestione del bonus sociale (SGAté), demandando all'Autorità la definizione delle modalità operative per l'integrazione.

Nel corso del 2015, le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione tramite il circuito Carta acquisti sono state circa 22.520, con un incremento dell'11% rispetto all'anno precedente. Tuttavia, nel complesso, questa modalità automatica di accesso ha evidenziato numerose criticità, che emergono con evidenza se si considera il rapporto tra le domande presentate e le domande andate a buon fine. In particolare, nel 2015 in media solo il 59% delle domande inoltrate dall'INPS è stato ammesso dal sistema e, sempre in media, il 65% delle stesse domande è stato poi validato dai distributori.

	TOTALE	NUMERO COMPONENTI FAMIGLIA ANAGRAFICA	
		FINO A 4	OLTRE 4
2012	100	83,6	16,4
2013	100	83,6	16,4
2014	100	83,6	16,4
2015	100	81,4	18,6

Fonte: SGAt.

	2014	2015
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura - AC	17%	16,8%
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento - ACR	83%	83,2%

Fonte: SGAt.

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI		2016 ZONA CLIMATICA (Z)				
		A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti (j=1)						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	31	31	31	31	31
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	74	91	120	150	189
Famiglie con oltre 4 componenti (j=2)						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	49	49	49	49	49
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	103	133	175	213	274

Fonte: AEEGSI.

TAV. 7.13

Famiglie con agevolazione per disagio economico in corso (bonus gas)

TAV. 7.14

Ripartizione dei bonus per tipologia di utilizzo del gas

TAV. 7.15

Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico

(€/anno per punto di riconsegna)

Bonus gas

Al 31 dicembre 2015 le famiglie che hanno usufruito nel corso dell'anno del bonus gas per disagio economico risultano pari a 448.496. Le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione, almeno una volta dall'entrata in vigore del meccanismo, sono più di 1,4 milioni.

La ripartizione geografica delle famiglie cui è stata riconosciuta almeno una agevolazione gas evidenzia come, rispetto alla ripartizione geografica rinvenibile nel settore elettrico, acquisisca maggior rilevanza l'area Nord-Ovest, mentre, in ragione della non metanizzazione della Sardegna, si riduce il peso delle Isole.

I nuclei familiari titolari di bonus gas per disagio economico si ripartiscono, nel 2015, a seconda del numero dei componenti familiari, con peso più rafforzato, rispetto agli anni precedenti e, in analogia con quanto verificato per il settore elettrico, dei nuclei con oltre quattro componenti (Tav. 7.13).

Le forniture agevolate sono prevalentemente localizzate in area di fascia climatica E (49%), D (26%) e C (20%) e le forniture individuali rappresentano il 95,4% del totale delle forniture gas agevolate.

Infine, rispetto al 2014, non si sono registrati significativi spostamenti nella ripartizione delle forniture agevolate per tipologia di utilizzo, in cui mantiene una forte dominanza la categoria comprensiva anche del riscaldamento (83%) (Tav. 7.14).

Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del bonus gas, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e di misura del gas naturale, la componente GS e la componente GS_r, posta a carico dei clienti diversi dai clienti domestici.

Ai fondi raccolti a valere sui clienti, si aggiungono i fondi a carico del Bilancio dello Stato.

Gli importi del bonus gas, per l'anno 2016, sono riportati nella tavola 7.15, che evidenzia, come per il settore elettrico, che il valore della compensazione è definito contestualmente all'aggiornamento tariffario.

Segnalazione, misure ulteriori e meccanismi di comunicazione tra gli operatori

Successivamente alla segnalazione 12 giugno 2014, 273/2014/I/com, l'Autorità ha sottoposto alla Presidenza del Consiglio dei ministri e ai ministri competenti la segnalazione 18 giugno 2015, approvata con la delibera 287/2015/I/com, che richiama integralmente le proposte già presentate nel 2014 e le completa sui seguenti aspetti:

- criteri di ridefinizione del bonus sociale elettrico per i clienti in disagio economico;
- compensazione degli ulteriori consumi elettrici per i clienti senza bonus gas;
- semplificazione nella individuazione della fornitura da agevolare.

Inoltre, vengono svolte alcune considerazioni in merito a una possibile revisione delle soglie ISEE di accesso.

Per una disamina più approfondita dei contenuti della segnalazione, si rinvia al Capitolo 1 di questo Volume.

Con la delibera 19 giugno 2014, 285/2014/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento volto a identificare misure di tutela ulteriori destinate ai soli clienti titolari di bonus, cui hanno fatto seguito due documenti per la consultazione.

Con la pubblicazione del documento per la consultazione 2 ottobre 2014, 468/2014/R/com, sono stati illustrati i primi orientamenti dell'Autorità in merito a:

- nuove possibilità di rateizzazione delle fatture per tutti i clienti titolari di bonus, al fine di prevenirne la morosità;

- nuove modalità di attribuzione del bonus gas in fattura, per agevolare il pagamento di quelle particolarmente onerose;
- misure volte ad aiutare i clienti finali a scegliere l'offerta che minimizza la spesa.

Successivamente alla pubblicazione del primo documento per la consultazione, anche in considerazione delle osservazioni formulate dai soggetti interessati, l'Autorità ha pubblicato il secondo documento per la consultazione, 30 luglio 2015, 388/2015/R/com, nel quale sono state riproposte solo alcune delle misure presentate nel primo documento, ed è stata inserita una nuova proposta per facilitare il pagamento delle fatture per i titolari di bonus con contratto stipulato nell'ambito del libero mercato.

In particolare, il documento ha proposto due differenti opportunità di pagamento rateale: uno con il quale si estendono gli obblighi di rateizzazione nei casi di fatture anomale – già in essere per i clienti serviti in condizioni di tutela – ai clienti bonus serviti nel mercato libero; l'altro relativo alla rateizzazione del corrispettivo, a fronte di morosità del cliente finale titolare di bonus.

Inoltre, il documento ha illustrato una nuova possibile modalità di erogazione del bonus gas, introducendo la stagionalizzazione del calcolo del *pro die*, con il quale viene attribuito in bolletta il bonus, nel caso di utilizzo del gas a fini di riscaldamento e produzione di acqua calda (categoria ACR), per rendere meno onerose le fatture.

A seguito del processo di consultazione, l'Autorità ha emanato la delibera 4 dicembre 2015, 584/2015/R/com, di approvazione di misure ulteriori di tutela per i clienti domestici titolari di bonus sociale elettrico e/o gas.

Con tale provvedimento, l'Autorità ha limitato gli interventi regolatori alle misure che non interferiscono direttamente con le modalità di erogazione o di definizione del bonus, ma che si limitano a facilitare il pagamento delle fatture di clienti economicamente disagiati.

Il provvedimento ha, pertanto, ampliato l'area di tutela limitatamente ai clienti la cui situazione di disagio economico e/o fisico sia attestata dall'assegnazione del bonus, ponendo in essere misure che non comportino significative distorsioni del buon funzionamento del mercato, anche nel rispetto delle indicazioni della Commissione europea sul tema della povertà energetica.

Per quanto concerne, infine, il miglioramento dei meccanismi di comunicazione tra gli operatori, per la corretta e tempestiva

erogazione del bonus ai clienti finali, l'Autorità è intervenuta con la determina, 22 maggio 2015, 10/2015 – DMEG, *Approvazione di disposizioni in tema di standardizzazione dei flussi informativi scambiati tra imprese di distribuzione e venditori ai sensi del TIBEG*.

I venditori lamentavano alcune criticità connesse alla mancanza di flussi standardizzati, tali da rendere immediatamente identificabili i punti da agevolare, con la conseguente erogazione del bonus in bolletta.

A seguito del lavoro svolto da un apposito gruppo di lavoro, sono state discusse le proposte in tema di omogeneizzazione dei formati utilizzati dai distributori, nonché quelle relative al canale di trasmissione dei dati inerenti ai clienti agevolati, ed è stato emanato il provvedimento citato.

La menzionata determina ha così stabilito, all'art. 10.3 del TIBEG, che i distributori forniscano ai venditori una serie di informazioni sui punti di consegna e riconsegna da agevolare.

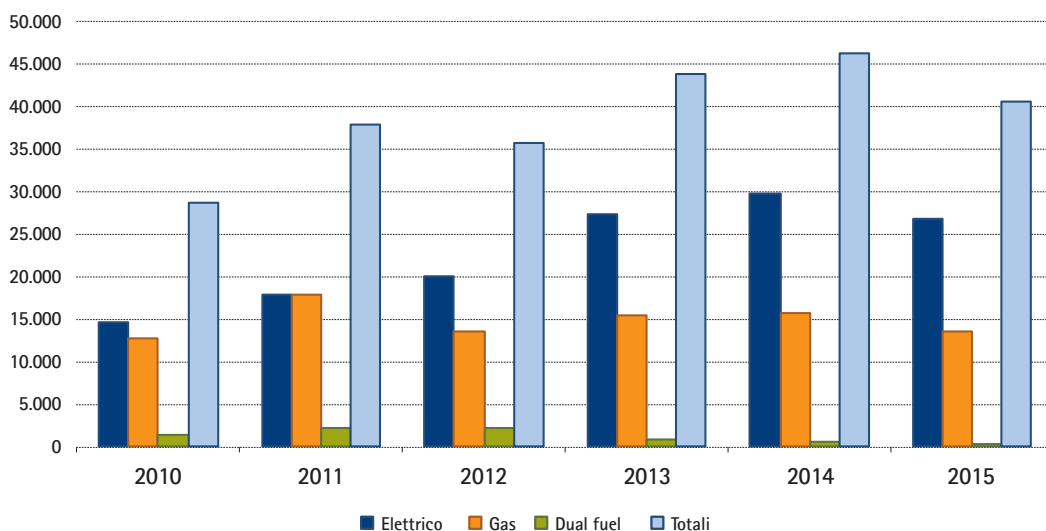
Valutazione dei reclami e risoluzione delle controversie dei consumatori

L'Autorità è tenuta ad assicurare il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale e di energia elettrica, avvalendosi dell'Acquirente unico; è tenuta, inoltre, a vigilare affinché vengano applicati i principi in materia di tutela dei consumatori, di cui all'Allegato I delle direttive del Parlamento europeo e del Consiglio 2009/72/CE e 2009/73/

CE, secondo quanto è stato previsto dall'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11.

Lo Sportello è lo strumento con il quale l'Autorità assicura il trattamento efficace dei reclami, compresi quelli dei *prosumers*.

Nella figura 7.4 è illustrato l'andamento storico dei reclami, delle richieste di informazioni e delle segnalazioni ricevuti dallo Sportello a partire dal 2010; il grafico evidenzia, nell'ultimo anno, una riduzione



Fonte: Sportello.

FIG. 7.4

Andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni complessivamente ricevuti dall'Autorità e dallo Sportello

TAV. 7.16

Reclami allo Sportello
suddivisi per tipologia di
cliente e per settore

TIPO CLIENTE	2014					2015					2016
	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	ANNO	I TRIM.
Domestico	79%	77%	78%	78%	78%	77%	75%	74%	76%	76%	79%
Domestico+ Non domestico	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Non domestico	21%	23%	22%	22%	22%	22%	25%	26%	24%	24%	21%
TOTALE	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: Sportello.

TOTALE CASI PER SETTORE					
		DUAL FUEL	ELETTRICO	GAS	TOTALE
2014	I Trim.	1%	64%	35%	100%
	II Trim.	1%	65%	34%	100%
	III Trim.	1%	65%	33%	100%
	IV Trim.	1%	64%	35%	100%
2015	I Trim.	1%	66%	33%	100%
	II Trim.	0%	67%	33%	100%
	III Trim.	0%	68%	32%	100%
	IV Trim.	0%	64%	36%	100%
2016	I Trim.	0%	62%	38%	100%

Fonte: Sportello.

del 12% (da 46.323 a 40.775), che potrebbe essere legata al miglioramento di alcuni processi nel mercato *retail* e a un maggior numero di problematiche che si risolvono al primo livello di reclamo presso l'esercente. Come risulta dalla tavola 7.16, i clienti che si rivolgono allo Sportello sono in prevalenza domestici e il settore maggiormente interessato continua a essere quello elettrico che, tuttavia, presenta un numero di clienti superiore a quello del settore gas.

L'1 gennaio 2015 è entrato in vigore il nuovo regolamento di funzionamento dello Sportello, a seguito dell'adozione della delibera 19 giugno 2014, 286/2014/R/com.

Per quanto riguarda le novità introdotte nel regolamento, con particolare riferimento alle modalità di presentazione dei reclami e ai canali di contatto con lo Sportello, a partire dall'1 gennaio 2015 è stato previsto, per le associazioni dei clienti finali non domestici, per i professionisti delegati dal cliente finale o dal *prosumer* e per le associazioni dei consumatori, l'obbligo di presentare i reclami mediante modalità telematiche, anche al fine di contrastare il fenomeno dei reclami irregolari o incompleti.

Il sito web dello Sportello (www.sportelloperilconsumatore.it), da cui si accede al Portale clienti, è on line dal 5 agosto 2015. Il Portale clienti consente ai clienti finali/*prosumers* o ai loro delegati di ricevere tutte le informazioni utili per ottenere supporto dallo Sportello

nella risoluzione dei reclami verso i propri fornitori di elettricità e gas e di gestire totalmente on line le proprie richieste, a seguito dell'attivazione dell'account sul Portale. Nel sito dello Sportello è disponibile un *tutorial*, a supporto degli utenti del Portale, che fornisce tutte le indicazioni ed evidenzia i punti di attenzione per il miglior utilizzo dell'applicativo.

Con riferimento alle tempistiche e alle modalità di risposta degli esercenti e del Gestore dei servizi energetici (GSE) alle richieste di informazioni dello Sportello, dai dati riferiti al primo e al secondo semestre 2015 si rileva un complessivo miglioramento della qualità delle risposte degli operatori. Al contempo sono stati individuati 105 casi in cui, a seguito di risposta non esaustiva dell'esercente alla richiesta dello Sportello, il cliente ha ricevuto un indennizzo automatico.

Relativamente alla qualità delle risposte fornite dallo Sportello e alla sua *accountability*, sono stati pubblicati, nel sito web dello Sportello, i livelli di qualità previsti dal progetto e raggiunti, nonché i risultati delle rilevazioni della *customer satisfaction* relativa alla gestione dei reclami. Lo Sportello ha rispettato in gran parte gli obiettivi fissati. Nel 2015 si è registrata un'adesione del 3,1% dei circa 15.000 clienti invitati alla breve intervista on line, per un totale di 460 clienti che hanno espresso il proprio giudizio in merito al servizio fornito dallo

TAV. 7.17

	2014		2015		I TRIM. 2016	
	ELETTRICO	TOTALE ^(A)	ELETTRICO	TOTALE ^(A)	ELETTRICO	TOTALE ^(A)
Reclami e segnalazioni	26.560	42.448	23.316	36.734	6.080	10.268
Richieste di informazioni	3.280	3.875	3.523	4.041	1.105	1.264
TOTALE COMUNICAZIONI	29.840	46.323	26.839	40.775	7.185	11.532

(A) Totale relativo ai settori elettrico, gas e dual fuel.

Fonte: Sportello.

Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2014, nel 2015 e nel I trimestre del 2016

Sportello. Il tasso di adesione è in linea con la media registrata nel 2014 dalle altre Amministrazioni pubbliche per i servizi web. Il giudizio espresso dai clienti sull'operato dello Sportello indica che, complessivamente, l'82% è soddisfatto, mentre il 18% non risulta del tutto soddisfatto, anche in relazione al contenuto della risposta ricevuta, poiché talvolta la richiesta del cliente non può essere accolta in base alla regolazione vigente.

Ai sensi del proprio regolamento, lo Sportello trasmette all'Autorità i reclami che, in seguito all'espletamento delle attività di propria competenza, devono essere oggetto di valutazione da parte dell'Autorità stessa, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera m), della legge n. 481/95, e segnala eventuali criticità emergenti nel trattamento degli stessi.

Nel corso del 2015 sono stati trasmessi 53 fascicoli relativi ai reclami da valutare e 15 segnalazioni di criticità nei servizi, che sono stati gestiti dagli Uffici fino alla risoluzione delle problematiche (per lo più fondate) sottese ai reclami.

Inoltre, sulla base delle segnalazioni e dell'esame dei singoli casi, gli Uffici dell'Autorità hanno chiesto informazioni di carattere generale agli operatori interessati, al fine di conoscere le dimensioni dei disservizi rilevati nei singoli casi e favorirne la risoluzione per la generalità dei clienti interessati.

Detta attività, in alcuni casi, ha prodotto, come *moral suasion*, direttamente la risoluzione del disservizio e il recupero immediato a favore dei clienti di somme in precedenza non erogate o la cui spettanza era oggetto di contestazione, mentre, in altri casi, ha determinato l'avvio di procedimenti sanzionatori e prescrittivi. Al riguardo, si citano le delibere 19 marzo 2015, 111/2015/S/eel e 16 luglio 2015, 349/2015/S/com, con le quali sono stati avviati due procedimenti per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi per mancata o tardiva erogazione di indennizzi automatici, dovuti ai sensi della normativa in materia di qualità dei servizi di vendita dell'energia elettrica e del gas.

Settore elettrico

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2015 e il 31 dicembre 2015, le comunicazioni relative al settore elettrico sono state 23.316 (circa il 66% del totale), con una riduzione rispetto al 2014. Mutamenti molto lievi hanno riguardato le proporzioni tra i reclami e le richieste di informazioni, le quali, in valore assoluto, hanno subito un lieve calo (Tav. 7.17).

Dall'analisi dei dati contenuti nella tavola 7.18, emerge che gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2015 sono, nell'ordine: i contratti, la fatturazione, il mercato e il bonus. Rispetto all'anno 2014, si nota una lieve crescita delle comunicazioni relative al mercato. Si rileva, invece, una diminuzione delle comunicazioni relative alla fatturazione, al bonus e ai contratti.

Le comunicazioni in merito alle fatturazioni riguardano principalmente le problematiche relative alla corretta quantificazione dei consumi, ai conguagli e ai rimborsi, nonché, sia pur in calo, alla periodicità di emissione delle bollette; quelle relative alla tematica mercato afferiscono, soprattutto e in numero maggiore rispetto al 2014, alle problematiche inerenti all'effettivo rispetto del Codice di condotta commerciale e alla non conoscenza del venditore, mentre sono in calo quelle relative alla doppia fatturazione e alla regolarità dei cambi di fornitore. Nella tematica mercato sono compresi i reclami (anch'essi in sensibile calo) gestiti secondo la procedura speciale di natura conciliativa prevista dalla delibera 19 aprile 2012, 153/2012/R/com.

Le comunicazioni in materia di bonus elettrico si sono concentrate sulla mancata erogazione del bonus stesso e sulle problematiche dovute al mancato allineamento delle banche dati, con diminuzione di quelle relative alla validazione della domanda da parte dei distributori. Per quanto attiene alle comunicazioni in merito ai contratti, le principali criticità riscontrate hanno riguardato il tema del corrispettivo di morosità (C^{MOR}) nell'ambito del sistema indennitario, che hanno

TAV. 7.18

Argomenti delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2014, nel 2015 e nel I trimestre 2016

ARGOMENTI	GEN.-MAR.	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	TOTALE	QUOTE
ANNO 2014						
Fatturazione	2.251	1.933	1.755	1.874	7.813	26%
Mercato	1.761	972	963	923	4.619	15%
Bonus	1.899	1.201	1.169	1.156	5.425	18%
Contratti	2.474	1.735	1.641	2.059	7.909	27%
Allacciamenti/Lavori	460	225	279	235	1.199	4%
Qualità tecnica	166	165	146	114	591	2%
Misura	158	125	95	100	478	2%
Prezzi e tariffe	164	107	106	139	516	2%
Qualità commerciale	110	86	71	54	321	1%
Prosumers	176	144	124	129	573	2%
Non competenza	46	124	87	139	396	1%
TOTALE	9.665	6.817	6.436	6.922	29.840	100%
ANNO 2015						
Fatturazione	1.995	1.754	1.576	1.581	6.906	26%
Mercato	926	1.176	1.238	1.554	4.894	18%
Bonus	1.117	738	659	821	3.335	12%
Contratti	2.182	1.856	1.695	2.037	7.770	29%
Allacciamenti/Lavori	243	238	218	217	916	3%
Qualità tecnica	184	182	303	183	852	3%
Misura	173	148	108	123	552	2%
Prezzi e tariffe	120	110	82	121	433	2%
Qualità commerciale	54	56	77	86	273	1%
Prosumers	151	134	119	143	547	2%
Non competenza	113	95	82	71	361	1%
TOTALE	7.258	6.487	6.157	6.937	26.839	100%
ANNO 2016						
Fatturazione	1.426				1.426	20%
Mercato	1.561				1.561	22%
Bonus	1.035				1.035	14%
Contratti	2.145				2.145	30%
Allacciamenti/Lavori	228				228	3%
Qualità tecnica	150				150	2%
Misura	125				125	2%
Prezzi e tariffe	151				151	2%
Qualità commerciale	81				81	1%
Prosumers	188				188	3%
Non competenza	95				95	1%
TOTALE	7.185				7.185	100%

Fonte: Sportello.

avuto un lieve aumento nel 2015, mentre si sono dimezzate le comunicazioni relative alla voltura.

Infine, con riferimento alla tematica degli allacciamenti e dei lavori, le comunicazioni ricevute hanno riguardato principalmente i subentri, sia pur dimezzati, i tempi di esecuzione, l'attivazione e la variazione di potenza.

In questo paragrafo e nei successivi si forniscono, per completezza, anche i dati parziali per argomento riferiti al primo trimestre 2016, pure se si ritiene preferibile non commentarli in quanto un solo trimestre per i reclami non risulta significativo.

Settore gas

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2015 e il 31 dicembre 2015, le comunicazioni relative al settore gas sono state 13.756 (circa il 34%). Rispetto al 2014, il numero di comunicazioni ha quindi subito una apprezzabile riduzione. Sempre rispetto al precedente periodo, non si notano differenze rilevanti nel rapporto tra il numero delle richieste di informazioni e dei reclami (Tav. 7.19).

Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni per il settore gas, ricevute dallo Sportello nel 2015 e suscettibili di classificazione, sono i seguenti: la fatturazione, il bonus e, in egual misura, il mercato e i contratti (Tav. 7.20).

Rispetto al 2014, si notano, in particolare, un apprezzabile decremento dei reclami sul bonus gas e sulla fatturazione e, sia pur lieve, sui contratti e sugli allacciamenti e lavori, mentre sono sostanzialmente stabili quelli sul mercato.

Per quanto riguarda la fatturazione, le principali questioni hanno riguardato i consumi (fatture in acconto, conguagli, richieste di rettifica), il rispetto della regolare periodicità di fatturazione e l'effettuazione delle letture o l'utilizzo delle autoletture comunicate dal cliente.

Rispetto alla tematica mercato (che ricomprende i reclami gestiti secondo la procedura speciale di natura conciliativa prevista dalla delibera 153/2012/R/com), la maggior parte delle comunicazioni si riferisce a questioni relative alla corretta applicazione del Codice di condotta commerciale, al cambio di fornitore e alla doppia fatturazione. Con riferimento al tema contratti, la maggior parte delle comunicazioni ha coinvolto la morosità, le volture, l'esercizio del diritto di recesso e la cessazione della fornitura.

Infine, in merito agli allacciamenti e ai lavori, i reclami si sono concentrati sulle questioni relative alle attivazioni, ai subentri e ai tempi di effettuazione di tali prestazioni.

Contratti di fornitura congiunta

Con riferimento alle comunicazioni relative alle forniture congiunte di energia elettrica e di gas (c.d. *dual fuel*) giunte allo Sportello nel 2015, il loro numero complessivo ammonta a 180, pari a circa lo 0,50% del totale.

Si riscontra, pertanto, rispetto al 2014, una forte diminuzione delle comunicazioni riguardanti detta tipologia di fornitura (nel 2014 ammontavano a 599). Sempre rispetto al precedente periodo, non si notano differenze rilevanti nel rapporto tra il numero di richieste di informazioni e dei reclami.

Benché si tratti di cifre modeste, il numero più significativo di reclami riguarda gli argomenti fatturazione (48%) e il mercato (40%), anche se con una forte diminuzione rispetto al 2014, legata presumibilmente ai disservizi di fatturazione e alla diffusione di offerte commerciali riguardanti entrambi i servizi.

Seguono i reclami relativi ai contratti (9%), sostanzialmente stabili rispetto al 2014. Numeri modestissimi sono, infine, quelli inerenti alle comunicazioni sui prezzi e le tariffe, sulla qualità tecnica e sulla qualità commerciale (complessivamente 3%).

TAV. 7.19

Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2014, nel 2015 e nel I trimestre 2016

	2014		2015		I TRIM. 2016	
	GAS	TOTALE ^(A)	GAS	TOTALE ^(A)	GAS	TOTALE ^(A)
Reclami e segnalazioni	15.291	42.448	13.240	36.734	4.161	10.268
Richieste di informazioni	593	3.875	516	4.041	159	1.264
TOTALE COMUNICAZIONI	15.884	46.323	13.756	40.775	4.320	11.532

(A) Totale relativo ai settori elettrico, gas e *dual fuel*.

Fonte: Sportello.

TAV. 7.20

Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2014, nel 2015 e nel I trimestre 2016

ARGOMENTI	GEN.-MAR.	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	TOTALE	QUOTE
Anno 2014						
Fatturazione	1.820	1.580	1.349	1.448	6.197	39%
Mercato	771	425	468	548	2.212	14%
Bonus	1.456	616	554	617	3.243	20%
Contratti	707	530	530	602	2.369	15%
Allacciamenti/Lavori	240	166	214	308	928	6%
Qualita tecnica	13	7	7	7	34	0%
Misura	81	64	68	73	286	2%
Prezzi e tariffe	56	41	35	42	174	1%
Qualita commerciale	61	51	40	86	238	1%
Non competenza	70	49	40	44	203	1%
TOTALE	5.725	3.529	3.305	3.775	15.884	100%
Anno 2015						
Fatturazione	1.377	1.262	1.117	1.100	4.856	35%
Mercato	585	569	493	601	2.248	16%
Bonus	682	537	494	1.143	2.856	21%
Contratti	588	506	449	599	2.142	16%
Allacciamenti/Lavori	216	158	180	244	798	6%
Qualita tecnica	2	10	7	11	30	0%
Misura	93	64	69	82	308	2%
Prezzi e tariffe	42	26	26	39	133	1%
Qualita commerciale	69	43	53	64	229	2%
Non competenza	39	45	30	42	156	1%
TOTALE	3.693	3.220	2.918	3.925	13.756	100%
Anno 2016						
Fatturazione	997				997	23%
Mercato	610				610	14%
Bonus	1.789				1.789	41%
Contratti	516				516	12%
Allacciamenti/Lavori	196				196	5%
Qualita tecnica	7				7	0%
Misura	53				53	1%
Prezzi e tariffe	65				65	2%
Qualita commerciale	48				48	1%
Non competenza	39				39	1%
TOTALE	4.320				4.320	100%

Fonte: Sportello.

Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie

Recenti evoluzioni del quadro normativo trasversale in materia di Alternative Dispute Resolution e On Line Dispute Resolution per i consumatori

Il decreto legislativo n. 130/15 ha dato attuazione nell'ordinamento italiano alla direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013, sull'ADR dei consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE (direttiva sull'ADR per i consumatori).

Per una illustrazione più dettagliata dei contenuti del citato decreto legislativo, si rimanda al Capitolo 1 del Volume II di questa *Relazione Annuale*.

Completa il quadro normativo di riferimento, in materia di risoluzione extragiudiziale delle controversie, il regolamento (UE) 524/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013, relativo alla risoluzione delle controversie on line dei consumatori e che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE (regolamento sull'*On Line Dispute Resolution* – ODR, per i consumatori). Detto regolamento europeo si applica alle controversie nazionali e transfrontaliere (sono transfrontaliere quelle controversie relative a contratti nei quali il consumatore, quando ordina i beni o i servizi, risiede in uno Stato membro diverso da quello in cui è stabilito il professionista), fra consumatori e professionisti, che nascono dai contratti di vendita o dalle forniture di servizi esclusivamente on line o tramite mercati on line attraverso l'intervento di un organismo ADR e che comportano l'utilizzo della piattaforma ODR europea. In attuazione di tale regolamento, la Commissione europea ha emanato il regolamento di esecuzione (UE) 1051/2015 del 10 luglio 2015, stabilendo le modalità per l'esercizio delle funzioni della piattaforma ODR, le caratteristiche del modulo di reclamo elettronico e le modalità della cooperazione tra i punti di contatto ODR dei Paesi membri, ai quali è affidato il compito di fornire assistenza per la risoluzione delle controversie riguardanti reclami presentati mediante la piattaforma ODR.

La piattaforma ODR, on line dal 15 febbraio 2016, assume la forma di un sito web interattivo e multilingue, il quale offre un unico punto di accesso per i consumatori e i professionisti che desiderano risolvere in ambito extragiudiziale le controversie riguardo a obbligazioni contrattuali derivanti da contratti di vendita o di servizi on line.

L'obbligatorietà del tentativo di conciliazione quale condizione di procedibilità dell'azione giudiziale nei settori regolati dall'Autorità

Il decreto legislativo n. 130/15 ha aggiornato l'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95, che prevede l'obbligatorietà del tentativo di conciliazione, nelle materie di competenza dell'Autorità, quale condizione di procedibilità dell'azione giudiziale, e ha attribuito alla stessa Autorità il potere di regolamentare, con propri provvedimenti, le modalità di svolgimento del tentativo di conciliazione medesimo (tale disposizione è confluita nel nuovo art. 141, comma 6, lettera c), del Codice del consumo).

Con la delibera 5 novembre 2015, 522/2015/E/com, l'Autorità ha avviato un procedimento, da concludere entro il 30 giugno 2016, per l'adozione di una disciplina in materia di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti finali e/o utenti finali e operatori nei settori regolati – in attuazione della legge n. 481/95 e del decreto legislativo n. 130/15 – che, con riferimento ai settori di competenza dell'Autorità, regolamenti il tentativo obbligatorio di conciliazione quale condizione di procedibilità per l'azione giudiziale, come previsto dall'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95. In tal senso l'Autorità, con il documento per la consultazione 26 novembre 2015, 562/2015/E/com, ha sottoposto agli *stakeholders*, formulando i propri orientamenti in merito, uno schema di disciplina delle modalità di svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione delle controversie tra i clienti e gli utenti finali e gli operatori nei settori regolati; ciò tenendo conto della disciplina del Servizio conciliazione dell'Autorità, del diverso grado di maturità

delle procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra i vari settori regolati, anche con riferimento all'esperienza nei settori energetici, e dell'esistenza di ulteriori e diverse procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie, nonché valutando le tempistiche per la riconduzione del settore idrico nell'ambito di applicazione della disciplina e alla luce del coordinamento con il procedimento per la riforma e la razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali dei settori regolati, avviato con la delibera 410/2014/E/com.

In particolare, l'Autorità, da un lato, ha proposto di rendere la procedura presso il Servizio conciliazione obbligatoria ai fini della procedibilità dell'azione giudiziale, individuando altresì alcuni conseguenti interventi di efficientamento applicabili al Servizio conciliazione medesimo (fra i quali, l'obbligatorietà della partecipazione dell'operatore al tentativo di conciliazione); dall'altro, ha formulato orientamenti in merito alla regolazione della condizione di procedibilità dell'azione giudiziale e alla possibilità che il tentativo di conciliazione possa essere esperito, in alternativa al Servizio conciliazione, anche presso le Camere di commercio, in attuazione della legge istitutiva n. 481/95, nonché presso gli organismi ADR che rispondono ai requisiti fissati dal decreto legislativo n. 130/15. L'operatività della disciplina è proposta da gennaio 2017.

Designazione dell'Autorità quale organismo competente per l'ADR nei settori regolati

Il decreto legislativo n. 130/15 designa l'Autorità, per i settori di propria competenza, tra i regolatori ai quali sono affidati numerosi compiti, come l'istituzione, la tenuta e la pubblicazione dell'elenco degli organismi ADR deputati a gestire le controversie nazionali e transfrontaliere, che rientrano nell'ambito di applicazione del decreto legislativo n. 130/15 e che rispettano i relativi requisiti.

In attuazione di tali previsioni, con la delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com, l'Autorità ha istituito l'elenco degli organismi ADR deputati a gestire, nei settori di competenza, procedure volontarie di risoluzione extragiudiziale delle controversie nazionali e transfrontaliere tra consumatori e professionisti residenti e stabiliti nell'Unione europea; ha, inoltre, contestualmente approvato la disciplina di prima attuazione per l'iscrizione, la tenuta, la gestione e la vigilanza dell'elenco medesimo, ferma restando l'emanazione di eventuali *Linee guida* applicative. Con questo provvedimento,

l'Autorità ha anche iscritto il Servizio conciliazione in elenco, in quanto rispondente ai requisiti del decreto legislativo n. 130/15. In particolare, l'Autorità ha approvato le seguenti tre modalità di iscrizione in elenco.

- **Iscrizione ordinaria.** La domanda di iscrizione deve contenere tutte le informazioni di cui all'art. 141-*nonies* del Codice del consumo, recare in allegato il regolamento di procedura dal quale si ricavi lo svolgimento delle attività ADR anche in uno o più settori di competenza dell'Autorità e attestare il possesso, da parte delle persone fisiche incaricate della risoluzione delle controversie, di un'adeguata formazione specifica in uno o più settori di competenza dell'Autorità, acquisita mediante la frequenza di corsi o seminari di durata non inferiore a 14 ore e relativi aggiornamenti almeno biennali di durata non inferiore a dieci ore. Ricevuta la domanda di iscrizione completa, è effettuata l'Istruttoria sulla base della Parte V, Titolo II-*bis* del Codice del consumo e della disciplina, ed entro 30 giorni la domanda istruita è sottoposta all'Autorità, ai fini dell'iscrizione dell'organismo o del rigetto motivato della domanda.
- **Iscrizione di organismi già iscritti in elenchi tenuti da altre Autorità competenti.** Il procedimento di iscrizione è identico a quello ordinario; l'attività istruttoria è invece limitata alla verifica dei riferimenti della precedente iscrizione, unitamente al rispetto dei requisiti inerenti allo svolgimento dell'attività in materia di ADR, anche in uno o più settori di competenza dell'Autorità, e di quelli relativi alla formazione specifica delle persone fisiche incaricate della risoluzione delle controversie.
- **Iscrizione a tempo determinato degli organismi di conciliazione paritetica** costituiti sulla base di protocolli rispondenti ai requisiti di qualità, di cui alle raccomandazioni della Commissione europea 98/257/CE e 2001/310/CE, in quanto sottoscritti da associazioni ammesse a fruire dei contributi erogati ai sensi dell'art. 11-*bis* del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, o per il servizio idrico, ai sensi dell'art. 148, comma 1, della legge 23 dicembre 2000, n. 388, che svolgono la propria attività in uno o più settori di competenza dell'Autorità e sono già operativi alla data di entrata in vigore della disciplina. Gli organismi iscritti a tempo determinato, pertanto, se intendono iscriversi in via definitiva in elenco, devono presentare regolare domanda, che sarà trattata con il procedimento ordinario di cui in precedenza.

Al 31 marzo 2016 risultano iscritti nell'elenco dell'Autorità, oltre al Servizio conciliazione, due organismi (delibere 10 marzo 2016, 91/2016/E/com, e 24 marzo 2016, 122/2016/E/com) e quattro organismi di conciliazione paritetica (questi ultimi a tempo determinato, fino al 30 settembre 2016, con impegno all'adeguamento alle prescrizioni della Parte V, Titolo II-*bis*, del Codice del consumo e della disciplina di cui all'Allegato A alla delibera 620/2015/E/com). L'elenco e i relativi aggiornamenti sono trasmessi al Ministero dello sviluppo economico, quale punto di contatto unico, ai fini delle relative comunicazioni alla Commissione europea, che redige l'elenco consolidato degli organismi ADR operanti nell'Unione europea. A tal fine, viene richiesto a ciascun organismo l'adesione alla piattaforma ODR.

Il Servizio conciliazione è iscritto alla suddetta piattaforma ODR.

Risoluzione extragiudiziale delle controversie nei settori energetici: consolidamento del Servizio conciliazione dell'Autorità dopo la chiusura della fase sperimentale e altre procedure

Riguardo alla disciplina del Servizio conciliazione dell'Autorità, Allegato A alla delibera 260/2012/E/com, dall'1 luglio 2015 sono operative le seguenti misure, approvate dall'Autorità con la delibera 11 dicembre 2014, 605/2014/E/com:

- l'estensione ai *prosumers* (ossia ai soggetti che sono al contempo produttori e consumatori di energia elettrica) del Servizio conciliazione. Per un'illustrazione più dettagliata in proposito, si rimanda alla *Relazione Annuale* 2015;
- l'introduzione di un obbligo partecipativo per gli esercenti la maggior tutela, i distributori e il GSE, quest'ultimo limitatamente alle materie regolate (scambio sul posto e ritiro dedicato) e alle procedure conciliative attivate presso il Servizio conciliazione da clienti finali e *prosumers*. Tale obbligo partecipativo si aggiunge a quelli assunti volontariamente dagli esercenti la vendita del mercato libero, mediante adesione all'elenco istituito dall'Autorità con la delibera 15 novembre 2012, 475/2012/E/com, e le cui modalità operative sono state disciplinate dalle determinazioni 14 marzo 2013, 3/2013 – DCOU, e 30 giugno 2015, 8/2015 – DCCA;

- l'ampliamento delle ipotesi di chiamata del distributore in qualità di ausilio tecnico, nel corso della procedura dinanzi al Servizio conciliazione, da parte dell'esercente la vendita, prevedendo che quest'ultimo, anche nei casi in cui emerga la necessità del dato tecnico dopo la gestione del reclamo, possa richiedere la convocazione del distributore medesimo, unitamente alla conferma di adesione e comunque non oltre il primo incontro conciliativo;
- l'ottimizzazione, anche mediante la riduzione dei termini, di alcune fasi procedurali antecedenti al primo incontro conciliativo presso il Servizio conciliazione, al fine di concedere più tempo alle parti per raggiungere l'accordo.

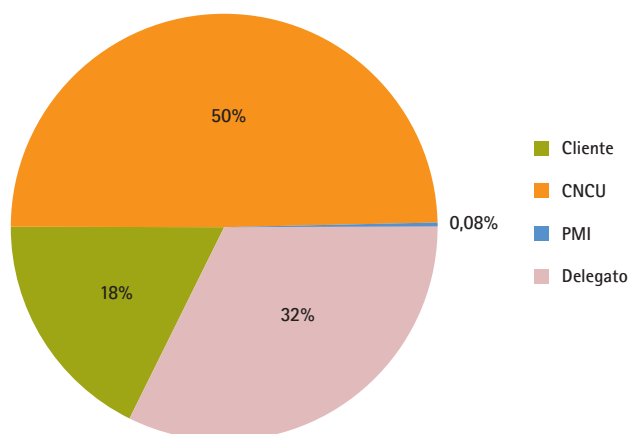
La fase sperimentale del Servizio conciliazione si è conclusa il 31 dicembre 2015. Con la delibera 522/2015/E/com, è stato dato mandato all'Acquirente unico per la stesura di un progetto "ponte" annuale per la continuità del Servizio conciliazione e per l'individuazione delle attività propedeutiche e connesse allo sviluppo di un successivo progetto triennale, con operatività a decorrere dall'1 gennaio 2017, in vista del mutamento di scenario legato all'implementazione dell'obbligatorietà del tentativo di conciliazione. Tale progetto è stato approvato dall'Autorità con la delibera 11 dicembre 2015, 598/2015/E/com.

Tracciando un bilancio complessivo, dall'1 aprile 2013 a tutto il 2015, il Servizio conciliazione ha ricevuto 4.583 richieste di attivazione, con un aumento pressoché costante dei volumi in ingresso in tutto il periodo considerato.

La media delle richieste/giorno, infatti, è passata da 3,5 nel 2013 a 5,7 nel 2014 e a 9,8 nel 2015, con un incremento del 75% fra il 2014 e il 2015. Il principale canale di attivazione (Fig. 7.5) è stato quello delle associazioni dei clienti finali domestici (50%). Per l'attività di assistenza e di eventuale rappresentanza, è riconosciuto a tali associazioni un contributo economico a valere sul Fondo derivante dalle sanzioni applicate dall'Autorità, sulla base di un progetto (PAC) proposto dalla medesima Autorità e approvato dal Ministro dello sviluppo economico (si veda in proposito il paragrafo "Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici"). Il 32% delle richieste è derivato dal canale dei delegati diversi dalle associazioni; nel 18% dei casi, infine, il cliente finale ha presentato la richiesta di attivazione del Servizio conciliazione in via diretta.

FIG. 7.5

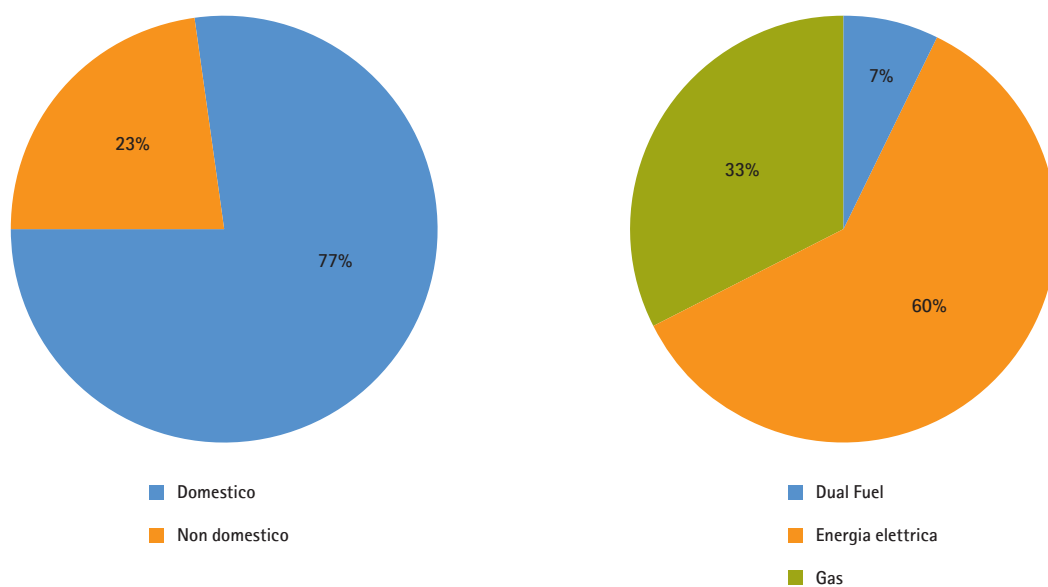
Canali di attivazione del Servizio conciliazione



Fonte: Servizio conciliazione.

FIG. 7.6

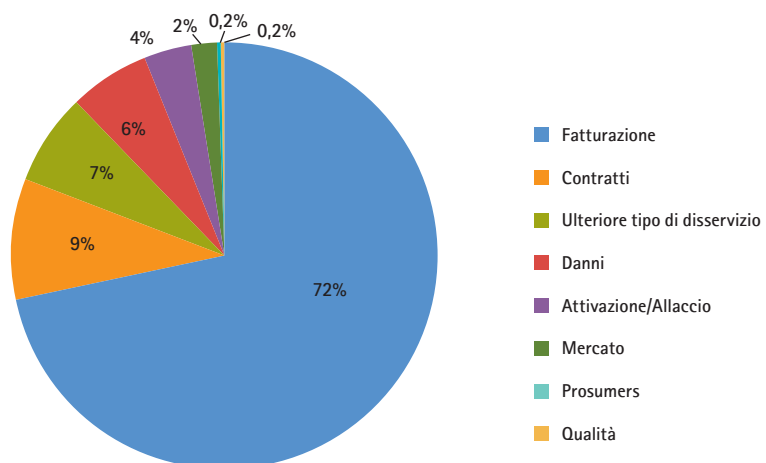
Tipologia cliente e settore



Fonte: Servizio conciliazione.

FIG. 7.7

Materie oggetto di controversia azionata presso il Servizio conciliazione



Fonte: Servizio conciliazione.

Le richieste di attivazione del Servizio conciliazione hanno riguardato soprattutto i clienti finali domestici e il settore dell'energia elettrica (Fig. 7.6). Aggregando questi dati, emerge la prevalenza del cliente finale domestico sia nel settore dell'energia elettrica (69%) sia in quello del gas (89%).

Il 72% delle richieste pervenute al Servizio conciliazione ha riguardato la materia della fatturazione (Fig. 7.7) che comprende, fra l'altro, contestazioni relative a conguagli, letture, autoletture, consumi, periodicità di fatturazione, rettifica di fatturazione, misura.

Relativamente al valore delle controversie attivate presso il Servizio conciliazione, tale indicazione, facoltativa, è stata fornita nel 53% dei casi dal soggetto che ha attivato la procedura. Di questi, il 61% ha un valore stimato non superiore ai 2.000 € (soglia degli *small claims* ai sensi del regolamento (CE) 861/2007 dell'11 luglio 2007, che istituisce il procedimento europeo per le controversie di modesta entità).

Sono state ammesse al Servizio conciliazione il 79% delle richieste pervenute. Le principali cause di non ammissibilità, con riguardo al restante 21% delle richieste, sono principalmente riconducibili alla non avvenuta trasmissione della documentazione da allegare alla richiesta di attivazione e al mancato rispetto delle tempistiche procedurali. Per quanto concerne la percentuale di adesione degli operatori (esercenti la vendita e distributori), il dato è stato influenzato dal positivo impatto degli obblighi partecipativi operativi dall'1 luglio 2015 e si attesta al 60% delle richieste ammesse. Nell'11% dei casi in cui l'esercente la vendita ha aderito alla procedura è stata richiesta la convocazione del distributore quale ausilio tecnico.

Il tasso di accordo complessivo è pari all'84% delle procedure concluse. Per raggiungere un accordo le parti hanno impiegato in media 65 giorni, sul totale di 90 giorni previsti per la conclusione della procedura.

Con la delibera 620/2015/E/com, l'Autorità ha previsto la possibilità, per i soli clienti finali domestici che agiscono senza l'ausilio di un delegato o di un'associazione, di presentare la richiesta di attivazione del Servizio conciliazione in modalità off line (per esempio, per fax o posta), fermo restando lo svolgimento on line della procedura, in un'ottica di rafforzamento delle modalità di accesso alla procedura e in linea con quanto previsto dal decreto legislativo n. 130/15.

Al 31 marzo 2016, il totale complessivo di richieste ricevute dal Servizio conciliazione risulta pari a 5.448. Il primo trimestre 2016 fa registrare un significativo aumento della media di richieste/giorno, che si attesta a 13,9, e una media richieste/mese che risulta pari a +39% rispetto al corrispondente periodo del 2015.

Con riguardo al tema dell'informazione in materia di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie per i clienti dei settori regolati, è stata aggiornata e ampliata la specifica pagina web del sito internet dell'Autorità (si veda in proposito il Capitolo 1 di questo Volume). In particolare, è stato pubblicato l'elenco aggiornato degli operatori che si impegnano o sono tenuti a partecipare alle procedure presso il Servizio conciliazione, suddiviso in tre distinte sezioni: una a iscrizione volontaria per gli esercenti la vendita del mercato libero elettrici e gas (al 31 marzo 2016 gli iscritti sono 22), le altre due a iscrizione automatica per gli esercenti la maggior tutela elettrica e per i distributori elettrici e gas. In tale elenco, in un'ottica informativa, sono riportate le altre procedure, diverse dal Servizio conciliazione, che gli operatori iscritti rendono disponibili ai propri clienti, ivi incluse le conciliazioni paritetiche. Nella medesima pagina web sono inoltre pubblicati, con aggiornamento semestrale, i principali dati relativi all'andamento operativo del Servizio conciliazione e, da febbraio 2016, sono disponibili anche le *Frequently Asked Questions* (FAQ) sul Servizio conciliazione in lingua inglese, anche in ragione dell'adesione del Servizio medesimo alla piattaforma ODR. Nella pagina web è stata anche ricavata un'apposita area dedicata all'elenco degli organismi ADR istituito dall'Autorità.

Relativamente alle conciliazioni paritetiche, l'Autorità continua a sostenere e a monitorare tali procedure, da un lato, attraverso la formazione del personale delle associazioni dei consumatori e il riconoscimento di un contributo alle associazioni medesime in caso di conclusione della procedura con esito positivo; dall'altro, per mezzo della valutazione di specifici report trasmessi annualmente dai principali operatori che hanno sottoscritto i Protocolli d'intesa con le associazioni dei clienti finali. Specifiche FAQ sulle conciliazioni paritetiche, unitamente a una pagina informativa sulle procedure di media/conciliazione di cui al decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28, sono disponibili nella predetta pagina web del sito internet dell'Autorità.

Razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie

L'attuale sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie nei settori dell'energia elettrica e del gas si basa su un quadro normativo e regolamentare che, a partire dalle previsioni contenute nella legge istitutiva n. 481/95, è stato successivamente ampliato e rafforzato sulla base di norme primarie e provvedimenti attuativi che hanno interessato le diverse fasi in cui può svolgersi il rapporto tra cliente finale e impresa, volto a risolvere, anche con l'eventuale intervento di altri soggetti, le criticità eventualmente emerse nel corso del rapporto di fornitura.

In particolare, a rafforzare il quadro normativo in materia di tutela dei consumatori di energia sono intervenute le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, in base alle quali gli Stati membri dell'Unione europea sono tenuti, tra l'altro, a garantire un elevato livello di protezione dei consumatori, con particolare riguardo alla trasparenza delle condizioni generali di contratto, alle informazioni generali e ai meccanismi di risoluzione delle controversie.

In sede di recepimento delle direttive sopra richiamate, operato con il decreto legislativo n. 93/11, il legislatore ha affidato all'Autorità il compito di provvedere affinché fossero istituiti Sportelli unici, al fine sia di mettere a disposizione dei clienti tutte le informazioni necessarie concernenti i loro diritti, la normativa in vigore e le modalità disponibili per la risoluzione delle controversie (art. 7, comma 6), sia di assicurare il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale ed energia elettrica (art. 44, comma 4) avvalendosi dell'Acquirente unico.

Da ultimo, il decreto legislativo n. 130/15 ha dato attuazione nell'ordinamento italiano alla direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013 sull'ADR per i consumatori.

Con la delibera 410/2014/E/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali, in materia di trattazione dei reclami e di risoluzione extragiudiziale delle controversie nei confronti degli operatori dei settori regolati, e ha contestualmente approvato le *Linee guida* per un confronto con i soggetti interessati, declinate nell'Allegato A alla medesima delibera.

A partire dai più generali obiettivi di semplificazione, di effettività e di efficienza, già enunciati nella delibera 410/2014/E/com, e tenuto conto della nuova centralità della conciliazione, il documento per la consultazione 15 dicembre 2015, 614/2015/E/com, ha individuato come riferimento per il nuovo sistema di tutela un modello che rafforza il ruolo della conciliazione quale strumento privilegiato per dare soluzione ai c.d. "reclami di secondo livello", ridisegnando altresì la relazione tra lo Sportello e il Servizio conciliazione, che da alternativa – come nell'attuale assetto – diviene complementare (Fig. 7.8).

Il documento per la consultazione 614/2015/E/com illustra quattro orientamenti principali, che incidono sia sul primo, sia sul secondo livello di trattazione dei reclami e che introducono un nuovo ruolo decisorio dell'Autorità, attivabile in determinate circostanze dopo i primi due. I quattro orientamenti sono:

- facilitare e rendere più efficace la risoluzione dei reclami nel rapporto diretto tra imprese e clienti;

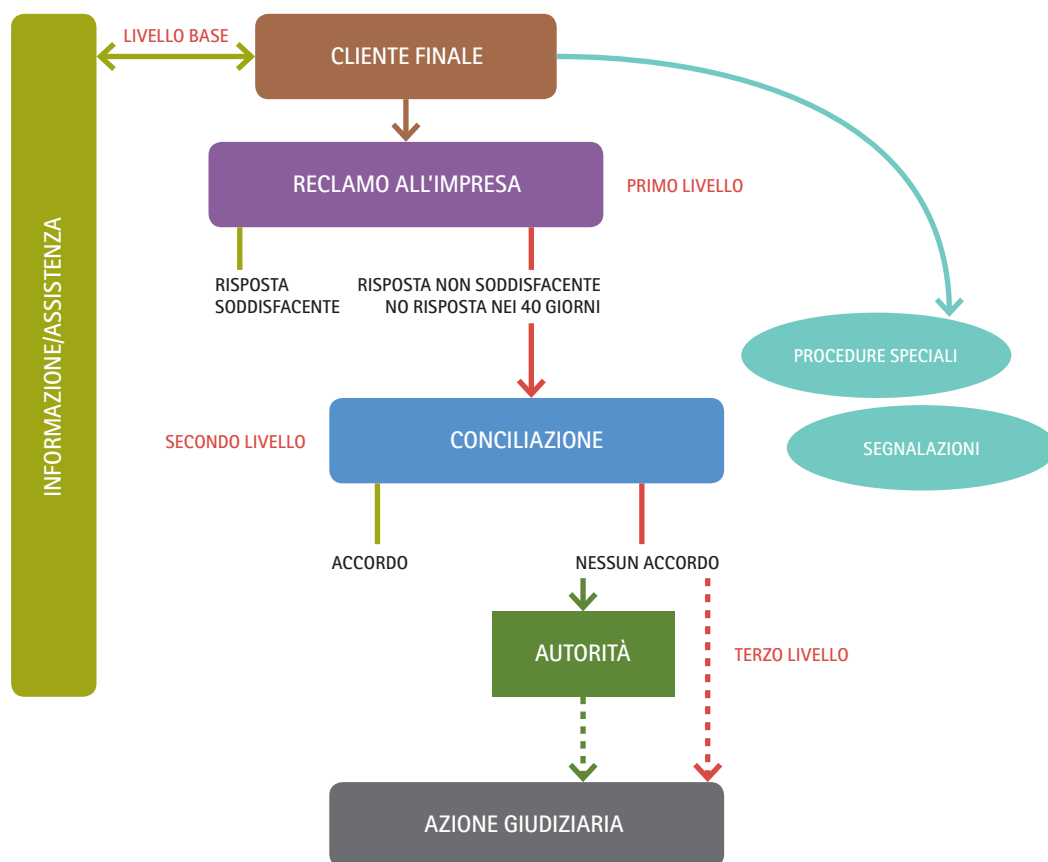


FIG. 7.8

Documento per la consultazione 614/2015/E/com - Prefigurazione di un nuovo modello di tutele

- massimizzare l'efficacia della risoluzione delle controversie e superare la logica dell'alternatività tra strumenti;
- rafforzare le attività di monitoraggio sull'intera filiera dei reclami e dell'ADR;
- attribuire un nuovo ruolo decisorio all'Autorità. In particolare, a completamento del quadro di tutele, l'Autorità prospetta un eventuale terzo livello decisorio, al quale ricorrere nel caso in cui il tentativo di conciliazione non sia andato a buon fine, definendone, oltre ai vantaggi e alle criticità, anche un possibile ambito di intervento. La decisione dell'Autorità costituirebbe, dunque, un atto amministrativo vincolante per le parti.

A essi si aggiungono due ulteriori orientamenti strettamente correlati all'implementazione del nuovo modello e focalizzati sul ruolo trasversale delle associazioni rappresentative dei clienti

domestici e non domestici, nonché sull'informazione. Tali ulteriori orientamenti sono:

- rafforzare il ruolo delle associazioni che rappresentano i clienti domestici e non domestici nel sistema di tutele proposto;
- potenziare l'informazione.

Gli orientamenti sono poi sviluppati attraverso un'articolazione per singole specifiche tematiche, avendo a riferimento principale i settori dell'energia elettrica e del gas, che in futuro potranno però essere progressivamente estese anche al settore idrico.

Essi prefigurano interventi che hanno come riferimento temporale di attuazione il 2017 e che, nel corso del 2016, potranno venire ulteriormente specificati o integrati, tenuto conto degli esiti della prima consultazione.

8.

Attuazione della
regolazione,
comunicazione,
organizzazione
e risorse

Intersettoriale

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti assunti

Attività di consultazione

I processi di consultazione avviati nel corso del 2015, che si sono aggiunti a quelli già in essere, sono stati complessivamente 58 e sono sinteticamente elencati nella tavola 8.1. Di questi, 15 hanno riguardato il settore gas, 23 quello dell'energia elettrica, 9 i servizi idrici. Le rimanenti consultazioni hanno interessato tematiche comuni ai diversi settori di competenza. Di tali consultazioni, 33 sono state concluse con l'adozione dei relativi provvedimenti finali di regolazione. Le tematiche trattate riguardano, in particolare: la definizione dei criteri per la remunerazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per la regolazione infrastrutturale dei settori elettrico e gas, la definizione delle tariffe

per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo regolatorio, la riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica, la definizione dello schema di convenzione tipo per la gestione del servizio idrico integrato. Alcune di esse sono state oggetto di più documenti per la consultazione, dunque fatte oggetto di consultazioni plurime. La durata delle consultazioni si è attestata intorno ad una media di 41 giorni, considerando nel calcolo anche le consultazioni i cui termini, per motivate ragioni di indifferibilità e urgenza, sono stati necessariamente ridotti.

TAV. 8.1

Sintesi delle attività di consultazione
Gennaio-Dicembre 2015

DATA	SETTORE	TITOLO
15/01/2015	Elettricità	<i>Criteri di regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quinto periodo di regolazione</i>
05/02/2015	Elettricità	<i>Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica</i>
05/02/2015	Gas	<i>Mercato del gas naturale. Determinazione delle componenti relative ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso (C_{mem}) e delle attività connesse (CCR), a partire dall'anno termico 2015-2016</i>
12/02/2015	Elettricità	<i>Regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nel quinto periodo di regolazione</i>
19/02/2015	Elettricità/Gas	<i>Bolletta 2.0: Glossario e livello di aggregazione degli importi fatturati</i>
26/02/2015	Elettricità/Gas	<i>Riforma degli obblighi di separazione funzionale per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale</i>
02/04/2015	Gas	<i>Precisazione dei criteri funzionali all'individuazione dei clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto del gas naturale ai fini degli obblighi di odorizzazione del gas, ai sensi della legge n. 1083/71</i>
09/04/2015	Elettricità	<i>Mercato dell'energia elettrica. Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi</i>
23/04/2015	Elettricità	<i>Energy footprint: messa a disposizione dei dati di consumo storici di energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione</i>
23/04/2015	Gas	<i>Attuazione del regolamento (UE) 312/2014 della Commissione, in materia di bilanciamento del gas naturale</i>
30/04/2015	Elettricità/Gas	<i>Bolletta 2.0: guida alla lettura e modello della bolletta dei clienti serviti in regime di tutela</i>

TAV. 8.1 - SEQUE

Sintesi delle attività di consultazione
Gennaio-Dicembre 2015

DATA	SETTORE	TITOLO
30/04/2015	Elettricità	<i>Revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita e del meccanismo di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione – Orientamenti finali</i>
14/05/2015	Idrico	<i>Sistemi di perequazione nel servizio idrico integrato. Inquadramento generale e linee d'intervento</i>
21/05/2015	Elettricità	<i>Regime di compensazione economica per le riduzioni dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con Francia, Austria e Slovenia per il 2016. Possibile revisione dei criteri di determinazione dei volumi allocabili su base annuale e mensile</i>
29/05/2015	Elettricità	<i>Smart distribution system: promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica – Orientamenti iniziali</i>
29/05/2015	Elettricità	<i>Gestione dei dati di misura nell'ambito del Sistema informativo integrato con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria</i>
04/06/2015	Gas	<i>Implementazione dei primi processi di mercato nell'ambito del Sistema informativo integrato per il settore del gas naturale</i>
04/06/2015	Idrico	<i>Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono. Interventi in tema di avvio e gestione del rapporto contrattuale e obblighi di registrazione dei dati di qualità contrattuale</i>
04/06/2015	Idrico	<i>Criteri per la predisposizione di una o più convenzioni tipo per la gestione del servizio idrico integrato</i>
09/06/2015	Elettricità/Gas	<i>Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas. Orientamenti iniziali.</i>
18/06/2015	Elettricità	<i>Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica. Orientamenti finali</i>
18/06/2015	Gas	<i>Ipotesi di revisione delle tempistiche relative ai meccanismi di perequazione per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale e disposizioni in materia di rettifiche dei dati trasmessi ai fini della perequazione</i>
02/07/2015	Gas	<i>Mercato del gas naturale. Interventi relativi alla disciplina del servizio di default trasporto e dei fornitori transitori a partire dall'1 ottobre 2015</i>
09/07/2015	Elettricità	<i>Criteri per la fissazione del costo riconosciuto, per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nel quinto periodo regolatorio – Orientamenti iniziali</i>
16/07/2015	Gas	<i>Ipotesi per la revisione della metodologia di calcolo del coefficiente di conversione dei volumi misurati per il gas naturale</i>
23/07/2015	Gas	<i>Regime di incentivazione del responsabile del bilanciamento</i>
23/07/2015	Idrico	<i>Separazione contabile del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono. Individuazione e perimetrazione degli oggetti di separazione contabile del SII</i>
30/07/2015	Elettricità/Gas	<i>Orientamenti finali per la definizione di misure ulteriori destinate ai clienti titolari di bonus sociale elettrico e/o gas</i>
30/07/2015	Elettricità	<i>Orientamenti per la disciplina del dispacciamento applicabile alla interconnessione Italia-Malta e alle altre reti di interconnessione senza controllo degli scambi programmati</i>
30/07/2015	Elettricità	<i>Orientamenti in merito all'aggiornamento delle procedure per la connessione nel caso di impianti per la produzione di energia elettrica</i>
30/07/2015	Elettricità/Gas	<i>Fatturazione nel mercato retail. Modalità di fatturazione per le fatture di periodo e per le fatture di chiusura</i>
30/07/2015	Idrico	<i>Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2). Inquadramento generale e linee d'intervento</i>
06/08/2015	Gas	<i>Riforma della regolazione in materia di conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica</i>
06/08/2015	Elettricità/Gas	<i>Contenuto minimo delle risposte motivate ai reclami in tema di fatturazione anomala</i>
06/08/2015	Elettricità	<i>Regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nel quinto periodo di regolazione – Orientamenti finali</i>
06/08/2015	Elettricità	<i>Sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione. Orientamenti per la determinazione delle specifiche funzionali in attuazione dell'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo n. 102/2014</i>
06/08/2015	Elettricità	<i>Riforma delle tutele di prezzo nel mercato retail dell'energia elettrica e del gas naturale. Prima fase della roadmap – Clienti finali di energia elettrica non domestici</i>
06/08/2015	Gas	<i>Valutazioni in tema di differimento dell'avvio del nuovo regime del bilanciamento. Addendum al documento per la consultazione 378/2015/R/gas</i>

TAV. 8.1 - SEQUE

Sintesi delle attività di consultazione

Gennaio-Dicembre 2015

DATA	SETTORE	TITOLO
24/09/2015	Elettricità	Valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi in seguito alle sentenze del TAR Lombardia n. 1648/2014 e del Consiglio di Stato n. 1532/2015
24/09/2015	Elettricità	Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo regolatorio. Tariffe, vincoli ai ricavi e meccanismi di perequazione
24/09/2015	Gas	Mercato del gas naturale: revisione della componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio
01/10/2015	Elettricità	Servizio di trasmissione dell'energia elettrica: un modello di sviluppo selettivo degli investimenti - Orientamenti iniziali
29/10/2015	Elettricità/Gas	Criteri per la remunerazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas
29/10/2015	Elettricità	Mercato dell'energia elettrica: revisione dei prezzi e delle componenti per la commercializzazione al dettaglio - Pcv e Rcv
29/10/2015	Idrico	Separazione contabile del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono - Orientamenti finali
12/11/2015	Gas	Mercato dei gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate: revisione della componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio
12/11/2015	Idrico	Schema di convenzione tipo per la gestione del servizio idrico integrato - Contenuti minimi essenziali
17/11/2015	Elettricità	Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo regolatorio - Orientamenti finali
20/11/2015	Gas	Implementazione del processo di voltura contrattuale nell'ambito del Sistema informativo integrato per il settore del gas naturale
20/11/2015	Idrico	Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono - Orientamenti finali
26/11/2015	Amministrazione	Programma triennale per la trasparenza e l'integrità (PTTI) 2015-2017 - Aggiornamento 2016
26/11/2015	Elettricità/Gas/Idrico	Schema di disciplina delle modalità di svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione delle controversie tra clienti e utenti finali e operatori nei settori regolati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
26/11/2015	Idrico	Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2) - Orientamenti finali
11/12/2015	Elettricità	Mercato dell'energia elettrica: introduzione di prezzi negativi armonizzati a livello europeo ai sensi del regolamento (UE) 1222/2015 (CACM) - Primi orientamenti
11/12/2015	Gas	Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, Sez. VI, 12 giugno 2015, n. 2888/2015, relativa alla regolazione tariffaria del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013, fissata con delibera dell'Autorità Arg/gas 184/09
11/12/2015	Gas	Orientamenti finali per l'avvio di un progetto pilota relativo al conferimento di capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas, che alimentano impianti di generazione di energia elettrica e orientamenti in materia di gestione degli scostamenti presso i punti di interconnessione con l'estero
15/12/2015	Elettricità/Gas/Idrico	Riforma del sistema di tutela dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie nei settori regolati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
17/12/2015	Elettricità	Ulteriori orientamenti in merito alla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi in seguito alle sentenze del TAR Lombardia n. 1648/2014 e del Consiglio di Stato n. 1532/2015

Analisi di impatto della regolazione

L'attuazione di processi di Analisi *ex ante* di impatto della regolazione (AIR), dopo una sperimentazione triennale avviata nel 2005, sulla base di specifiche *Linee guida per l'applicazione dell'AIR* (delibera 3 ottobre 2008, GOP 46/08), ha integrato in modo strutturale il processo decisionale e gli strumenti di partecipazione e di trasparenza attivati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. Tale metodologia viene applicata ai procedimenti più rilevanti, consentendo di migliorare la qualità complessiva dell'azione regolatoria, sotto il profilo dell'efficacia delle scelte di regolazione, della semplificazione e della partecipazione dei soggetti interessati, rendendo più trasparente e approfondito il percorso decisionale.

Nel corso del 2015, l'Autorità ha previsto l'applicazione dell'AIR al procedimento per la definizione del percorso di riforma dei meccanismi di mercato per la tutela di prezzo dei clienti domestici e delle piccole imprese nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, avviato con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com.

Nell'ambito del procedimento stesso, è stato pubblicato un primo documento per la consultazione in data 6 agosto 2015, 421/2015/R/eel, recante gli orientamenti relativi alla prima fase della *Roadmap* di riforma dei meccanismi di tutela di prezzo, rivolta ai clienti finali di energia elettrica non domestici.

Successivamente, il 25 febbraio 2016, è stato pubblicato un secondo documento per la consultazione, 75/2016/R/eel, recante gli ulteriori orientamenti relativi alla riforma dei meccanismi di tutela di prezzo, rivolto anche ai clienti finali domestici di energia elettrica. La consultazione è tuttora in corso: il termine per l'invio delle osservazioni, inizialmente fissato al 30 marzo 2016, è stato infatti prorogato, per tenere conto delle esigenze espresse sia dagli operatori sia dai consumatori all'11 aprile 2016.

Durante il 2015, inoltre, si è ulteriormente sviluppato e infine concluso il procedimento avviato nel maggio 2013 con la delibera 16 maggio 2013, 204/2013/R/eel, e relativo alla riforma delle tariffe di rete e di misura dell'energia elettrica, nonché delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per le utenze domestiche in bassa tensione.

Sulla base delle osservazioni e proposte raccolte dagli *stakeholders*, a seguito della pubblicazione del documento per la consultazione 5 febbraio 2015, 34/2015/R/eel, e nel corso di un seminario di presentazione alle associazioni ambientaliste e di consumatori (svolto in data 18 febbraio 2015), il procedimento si è ulteriormente sviluppato:

- nel mese di giugno 2015, l'Autorità ha pubblicato un secondo documento per la consultazione (18 giugno 2015, 293/2015/R/eel), nell'ambito del quale ha presentato i propri orientamenti finali in merito alla struttura delle componenti tariffarie a copertura dei servizi di rete e dei servizi di vendita e disciplina dell'impegno di potenza, concentrando invece l'attenzione sui seguenti aspetti: struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema e gradualità di attuazione della riforma;
- nel medesimo mese di giugno 2015, l'Autorità ha altresì pubblicato due segnalazioni al Governo e al Parlamento, 18 giugno 2015, 287/2015/l/com, e 292/2015/l/com: con la prima, ha formulato proposte di revisione della disciplina del bonus sociale; con la seconda, ha inteso segnalare all'attenzione del legislatore e del Governo il particolare rilievo assunto dal tema degli oneri generali di sistema nell'ambito della riforma tariffaria in oggetto;
- il 16 luglio 2015 è stato organizzato un nuovo incontro tra gli Uffici dell'Autorità e i rappresentanti delle associazioni ambientaliste e di consumatori, per illustrare sinteticamente i contenuti del documento per la consultazione 293/2015/R/eel e raccogliere prime considerazioni;
- il 2 dicembre 2015, sulla base delle opinioni pervenute in esito alla consultazione e degli ulteriori approfondimenti compiuti, l'Autorità ha pubblicato la delibera 582/2015/R/eel di chiusura del procedimento;
- tra l'11 e il 28 dicembre 2015 sono state adottate alcune ulteriori delibere con le quali sono stati avviati i primi interventi indicati nella delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel, anche tenendo

conto dell'avvio, dall'1 gennaio 2016, del nuovo periodo regolatorio e della disciplina relativa alla c.d. "Bolletta 2.0";

- il 10 marzo 2016 è stata, infine, adottata la relazione AIR nella quale sono state sintetizzate le fasi del procedimento ed esposte tutte le motivazioni del provvedimento finale.

Nel corso del 2015, l'Autorità ha proseguito le attività dell'AIR nell'ambito dei seguenti procedimenti, avviati nel 2014:

- procedimento per l'adozione di provvedimenti per la definizione delle tariffe di collettamento e di depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura, avviato con la delibera 27 febbraio 2014, 87/2014/R/eel; procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché di condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione per il periodo di regolazione iniziato l'1 gennaio 2016 e avviato con la delibera 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel.

In relazione al primo procedimento, nel corso del 2015 l'Autorità ha seguito il percorso propositivo per addivenire a una nuova metodologia per la determinazione dei corrispettivi unitari di fognatura e di depurazione per l'utenza industriale; ha, inoltre, ritenuto di svolgere molteplici attività volte a raccogliere elementi utili a predisporre un modello di tariffazione che possa combinare, in maniera ottimale, i diversi obiettivi che si è posta nell'AIR. In particolare, è proseguito l'intenso e proficuo dialogo con associazioni ed esperti del settore, anche attraverso l'organizzazione di tavoli di confronto all'uopo allestiti.

Nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché di condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione per il periodo di regolazione dall'1 gennaio 2016 (di cui alla citata delibera 483/2014/R/eel), invece, sono stati emanati i seguenti documenti per la consultazione:

- 15 gennaio 2015, 5/2015/R/eel, con la finalità di inquadramento generale, che espone i criteri fondanti le principali linee di intervento che l'Autorità intende sviluppare nel corso del procedimento;

- 12 febbraio 2015, 48/2015/R/eel, in materia di approfondimenti tecnici relativi alla regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- 29 maggio 2015, 255/2015/R/eel, in materia di promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica;
- 9 luglio 2015, 335/2015/R/eel, recante i primi orientamenti dell'Autorità relativi ai criteri per la determinazione del costo riconosciuto, per la fissazione dei livelli tariffari iniziali e dei successivi aggiornamenti con riferimento ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- 6 agosto 2015, 415/2015/R/eel, recante gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- 24 settembre 2015, 446/2015/R/eel, relativo ai criteri per la definizione delle tariffe inerenti ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, dei vincoli ai ricavi e ai meccanismi di perequazione;
- 1 ottobre 2015, 464/2015/R/eel, che illustra gli orientamenti iniziali dell'Autorità in merito alla selettività degli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica;
- 17 novembre 2015, 544/2015/R/eel, che prospetta gli indirizzi finali dell'Autorità per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo regolatorio.

Elementi fondamentali del procedimento sono stati:

- la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel, con cui l'Autorità ha approvato il *Testo integrato della regolazione output based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023*;
- la delibera 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel, con cui l'Autorità ha approvato il *Testo integrato della regolazione output based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023*;
- la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, con cui l'Autorità ha approvato:
 - il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica* (TIT – disposizioni per il periodo 2016-2019, Allegato A);

- il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica* (TIME – disposizioni per il periodo 2016-2019, Allegato B);
- il *Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione* (TIC – disposizioni per il periodo 2016-2019, Allegato C).

Si segnala infine che, con la delibera 5 marzo 2015, 83/2015/A, l'Autorità ha istituito l'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento (Osservatorio), cui è assegnato lo scopo di realizzare una innovativa modalità permanente di ascolto e di rendicontazione dell'operato dell'Autorità, da parte delle associazioni nazionali rappresentative dei

portatori di interessi (*stakeholders*) in un contesto di interazione multilaterale; tra le sue finalità l'Osservatorio ha anche quella di effettuare analisi in merito agli effetti degli atti di regolazione in vigore, prevedendo che a essa contribuiscano – attraverso la loro partecipazione attiva – gli oltre 60 soggetti che compongono l'Osservatorio e che rappresentano i diversi interessi della domanda domestica, della domanda non domestica, della domanda industriale, dell'offerta, nonché alcuni soggetti di carattere istituzionale.

L'Osservatorio rappresenta, pertanto, la sede in cui, fra le altre attività, viene anche implementata la funzione di Valutazione di impatto della regolazione (VIR) in modo sistematico e permanente, rappresentativa dei diversi interessi sopra richiamati.

Provvedimenti assunti

I provvedimenti adottati nel corso del 2015, tra delibere, relazioni, rapporti, pareri, memorie, segnalazioni e documenti per la consultazione, sono stati complessivamente 668. L'attività di produzione provvedimentale ha, pertanto, fatto registrare una sostanziale stabilità rispetto al precedente periodo di riferimento (che aveva, a sua volta, già visto una crescita del 5%).

L'analisi dei dati riportati nella tavola 8.2 conferma la prevalenza degli atti di natura regolatoria (54% circa del totale), tra cui si annoverano sia atti di regolazione innovativa generale sia atti di manutenzione e aggiornamento, seppur con una leggera contrazione di circa l'8%, determinata anche dall'adozione di provvedimenti particolarmente complessi e di prolungata elaborazione.

Nel settore del gas, tra gli interventi di maggior rilievo, si segnalano la determinazione delle componenti relative ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso (C_{mem}) e delle attività connesse (CCR) a partire dall'anno termico 2015-2016 e la revisione della componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio. Tra gli interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato, si segnalano l'attuazione del regolamento (UE) 312/2014 della Commissione, in materia di bilanciamento del gas naturale, l'individuazione del regime di incentivazione del responsabile del bilanciamento e la disciplina del servizio di *default* trasporto e dei fornitori transitori. Sono state, inoltre, adottate le direttive per

le connessioni degli impianti di biometano alle reti del gas naturale e dettate le disposizioni in materia di determinazione delle quantità ammesse agli incentivi.

Per quanto concerne il settore elettrico, si segnalano la nuova regolazione in tema di qualità e di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché la riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica. Fra gli interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato, si segnalano: la prosecuzione del procedimento sulla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per gli anni 2012, 2013 e 2014 a seguito della sentenza del Consiglio di Stato n. 1532/2015; le disposizioni in materia di impianti essenziali sul territorio nazionale; la prosecuzione dell'iter in materia di predisposizione del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica. In materia di fonti rinnovabili, sono state affinate le regole per la generazione distribuita e per l'installazione e l'utilizzo dei sistemi di accumulo, nonché per la qualifica di Sistema efficiente di utenza (SEU) o di Sistema esistente equivalente ai sistemi efficienti di utenza (SESEU).

Rilevanti sono state, inoltre, le attività connesse agli obblighi di separazione funzionale (*unbundling*) per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale e la nuova regolazione dei servizi di connessione,

misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di Sistemi di distribuzione chiusi (SDC).

Occorre, infine, menzionare: la definizione della remunerazione delle reti elettriche in alta e altissima tensione di proprietà della Società Ferrovie dello Stato Italiane, oggetto di inserimento nell'ambito della Rete di trasmissione nazionale (RTN); la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas; l'implementazione del Sistema informativo integrato (SII), attraverso sia il perfezionamento di processi già esistenti sia l'introduzione di nuovi processi.

Con particolare riferimento al mercato *retail*, si segnalano sia la definizione del percorso di riforma dei meccanismi di mercato per la tutela di prezzo dei clienti domestici e delle piccole imprese nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale (Tutela 2.0), sia l'implementazione del formato Bolletta 2.0, per una maggior trasparenza e leggibilità dei documenti di fatturazione, finalizzato ad incrementare il livello di capacitazione della clientela.

Riguardo alla regolazione del settore idrico, vanno evidenziate: le delibere di approvazione delle tariffe per le singole gestioni, incluse quelle ex CIPE; la definizione dei contenuti minimi essenziali dello

schema di convenzione tipo per la gestione del servizio idrico integrato; l'introduzione della regolazione della qualità contrattuale; la definizione del Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2) per gli anni 2016-2019.

Nell'ambito delle attività rivolte specificamente alla tutela dei consumatori, sono stati effettuati interventi in merito al Servizio di conciliazione ed è stato istituito l'elenco degli organismi ADR (*Alternative Dispute Resolution*), come previsto dal Codice del consumo, approvando la relativa disciplina di prima attuazione. Si è dato, altresì, avvio alla definizione di una nuova convenzione con l'Associazione nazionale dei Comuni italiani (ANCI) in merito al bonus sociale e sono state individuate misure ulteriori di tutela per i clienti domestici titolari di bonus sociale elettrico e/o gas. Infine, sono state formulate proposte al Ministro dello sviluppo economico per la realizzazione di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato.

I provvedimenti riconducibili all'area *enforcement* hanno segnato un incremento assai significativo pari al 31% (+22% nel 2014). La funzione sanzionatoria ha fatto registrare un consistente incremento (+19%). Al riguardo, si segnala un rilevante incremento dei procedimenti chiusi con procedura semplificata.

TAV. 8.2

Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2014 e 2015

TIPOLOGIA	2014		2015	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
R Regolazione	391	57,8	361	54,0
E <i>Enforcement</i> e consumatori	73	10,8	96	14,4
S Procedimenti sanzionatori	68	10,0	81	12,1
I Istituzionale	32	4,7	29	4,3
C Contenzioso e Arbitrati	15	2,2	18	2,7
A Amministrazione	71	10,5	61	9,1
RDS Ricerca di sistema	27	4,0	22	3,3
TOTALE	677	100,0	668	100,0

Accountability, trasparenza e anticorruzione

L'agire dell'Autorità è da sempre orientato all'esigenza di render conto delle scelte di regolazione adottate e degli obiettivi con esse perseguiti (c.d. *accountability*). In particolare, tale ottica caratterizza i provvedimenti dell'Autorità, non solo nella fase iniziale di progettazione, ma anche in quelle successive di attuazione, di implementazione e di verifica dei risultati conseguiti, in ciascuna delle quali si realizza un contesto di accentuata trasparenza, di responsabilizzazione e di effettivo coinvolgimento di *stakeholders* e cittadini.

L'Autorità si è fatta parte attiva per la creazione di occasioni di proficuo confronto sulle materie di sua competenza, sperimentando, nel tempo, diverse modalità di partecipazione alle proprie scelte regolatorie: dalla consultazione, funzionale al coinvolgimento dei soggetti interessati nella fase di ideazione dei provvedimenti regolatori generali, alle audizioni e ad altri momenti di ascolto dei soggetti su cui ricadono gli impatti della regolazione, fino alla recente istituzione (delibera 83/2015/A) dell'Osservatorio, quale strumento di facilitazione di relazioni e di scambi dialettici tra le diverse categorie di *stakeholders*, nonché tra esse e l'Autorità.

Proprio nella logica di *accountability*, l'Autorità si è impegnata nella promozione della trasparenza e dell'integrità della propria azione amministrativa, anche al di là del doveroso adempimento di specifici obblighi di legge in materia, adottando volontariamente il proprio Piano triennale per la prevenzione della corruzione (PTCP), nonostante l'Autorità non risulti compresa nell'ambito di applicazione soggettivo della legge 6 novembre 2012, n. 190 (c.d. "legge anticorruzione"), in quanto Autorità amministrativa indipendente.

Accountability

Nel corso del 2015, l'Autorità ha ritenuto opportuno implementare ulteriormente il processo di accrescimento della propria *accountability*, avviato con la delibera 16 maggio 2014, 211/2014/A, realizzando una forma permanente di confronto tra l'Autorità stessa e le associazioni rappresentative degli *stakeholders*, attraverso la costituzione del già citato Osservatorio, le cui attività si aggiungono e non sostituiscono alle consolidate modalità di ascolto rappresentate dalle audizioni periodiche e speciali, di cui alla delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A, né alle consultazioni pubbliche previste dalla delibera 23 dicembre 2014, 649/2014/A.

L'Osservatorio, oltre a caratterizzarsi quale momento di confronto fra le diverse categorie di *stakeholders* sulle materie regolate dall'Autorità, assolve a funzioni innovative in termini di *accountability*, quali, per esempio:

- favorire l'acquisizione di dati e informazioni che possano concorrere alla formazione di elementi utili per l'eventuale predisposizione dell'analisi dell'impatto della regolazione, nonché per la valutazione *ex post* dei provvedimenti e delle politiche dell'Autorità;
- favorire la formulazione di proposte finalizzate alla predisposizione di documenti per la consultazione su materie sottoposte alla regolazione dell'Autorità;
- acquisire, da parte dei rappresentanti delle associazioni dei

consumatori, utenti e clienti finali, elementi utili ai fini della valutazione dei risultati effettivamente conseguiti dall'attuazione degli impegni di cui all'art. 45, comma 3, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93.

Gli organi dell'Osservatorio sono il Presidente, che ha funzioni di rappresentanza e ne presiede le sedute, e il Forum plenario, che riunisce le associazioni rappresentative della domanda domestica, della domanda non domestica, della domanda industriale e dell'offerta, nonché l'ANCI, l'Associazione degli enti di ambito (ANEA) e la rappresentanza in Italia della Commissione europea.

Il Forum plenario dell'Osservatorio opera a pieno regime dal mese di maggio 2015 e si è riunito, come previsto dall'Allegato A alla delibera 83/2015/A, due volte nell'anno trascorso.

L'art. 5, comma 6, dell'Allegato A ora citato ha stabilito, inoltre, che l'Osservatorio possa costituire specifici Gruppi di lavoro (GdL), temporanei o permanenti, articolati per temi o per i singoli settori in cui l'Autorità esercita i propri poteri di regolazione. I suddetti GdL svolgono una funzione istruttoria, organizzano in modo autonomo la propria attività e riferiscono sugli esiti della stessa al Forum plenario.

Alla luce di tale previsione, sono stati costituiti i GdL: "energia elettrica", "gas", "sistema idrico", "teleriscaldamento" ed "efficienza energetica", a oggi tutti operativi.

L'art. 10 del citato Allegato A prevede, inoltre, la possibilità per l'Osservatorio, ai fini del migliore svolgimento delle proprie attività, di «avvalersi del contributo tecnico-scientifico di esperti inseriti in un apposito elenco istituito presso l'Osservatorio stesso al fine di disporre di specifiche professionalità nelle materie oggetto delle attività stesse».

Gli esperti da inserire nel suddetto elenco sono stati individuati, previa selezione pubblica avviata con apposito bando pubblicato sul sito internet dell'Autorità, da una Commissione costituita da cinque membri dell'Osservatorio, all'uopo delegati.

Trasparenza

Come noto, il decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 114, ha modificato la disciplina sugli obblighi di pubblicità, trasparenza e diffusione delle informazioni delle Amministrazioni pubbliche, di cui al decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33, ampliandone l'ambito soggettivo di applicazione e

includendo nello stesso le Autorità amministrative indipendenti di garanzia, vigilanza e regolazione.

Il mutamento del quadro normativo di riferimento ha reso necessario procedere alla modifica e all'integrazione del regolamento sulla trasparenza, che l'Autorità aveva precedentemente adottato con la delibera 16 maggio 2014, 210/2014/A.

Nel maggio 2015 è stato approvato il nuovo regolamento, che ha specificato gli ambiti e le fattispecie di applicazione delle disposizioni legislative in materia di trasparenza, con riferimento alle funzioni e alla realtà operativa dell'Autorità, disciplinando le procedure e i flussi informativi interni, propedeutici all'attuazione degli obblighi di trasparenza.

Tale regolamento ha, altresì, ridefinito organicamente la disciplina della pubblicazione dei pareri e delle proposte resi dall'Autorità nell'ambito dei procedimenti per l'adozione di provvedimenti intestati ad amministrazioni terze, in precedenza contenuta nell'art. 3, comma 3, dell'Allegato A alla delibera 20 giugno 2012, n. 115.

Nel processo di elaborazione, conclusosi con l'adozione della delibera 14 maggio 2015, 213/2015/A, si è tenuto conto, per quanto applicabili al contesto dell'Autorità, delle indicazioni fornite dall'Autorità nazionale anticorruzione (ANAC) in merito ad alcuni specifici obblighi di pubblicazione, nonché in tema di qualità, completezza, aggiornamento e formato dei dati oggetto di pubblicazione. Il regolamento, inoltre, si è conformato alle *Linee guida per il trattamento dei dati personali* adottate dal garante della *privacy* nel maggio 2014, recependo, in particolare, le misure di cautela individuate per i casi in cui, in adempimento degli obblighi di trasparenza, le amministrazioni effettuino attività di diffusione di dati personali sui propri siti web istituzionali.

Nel corso del 2015, è proseguita l'attività di cura, popolamento e aggiornamento della sezione "Autorità trasparente" del sito istituzionale. Nel dicembre 2015, in ottemperanza agli obblighi di legge e del citato regolamento, l'Autorità ha avviato la consultazione per l'aggiornamento, per l'anno 2016, del Programma triennale per la trasparenza e l'integrità 2015-2017.

Il procedimento si è concluso con l'adozione della delibera 28 gennaio 2016, 22/2016/A.

L'azione di sensibilizzazione sui temi della trasparenza è continuata con finalità più spiccatamente divulgative, attraverso la realizzazione di giornate formative per i dipendenti.

Anticorruzione

Con la delibera 23 aprile 2015, 175/2015/A, l'Autorità ha avviato il procedimento per l'adozione del Piano triennale di prevenzione della corruzione 2015-2017 (PTPC) e ha posto in consultazione lo schema del Piano medesimo, affinché tutti i soggetti interessati potessero presentare osservazioni e proposte scritte. Il procedimento si è concluso con l'adozione del PTPC 2015-2017 con la delibera 2 luglio 2015, 313/2015/A, nella quale sono state definite le misure di carattere preventivo ritenute idonee a neutralizzare o a mitigare il livello di rischio connesso alle attività poste in essere dall'Autorità e le tempistiche per la loro attuazione.

Il PTPC 2015-2017 ha stabilito, inoltre, che il Piano debba essere aggiornato annualmente entro il 31 gennaio di ciascun anno, in ottemperanza a quanto previsto dall'art. 1, comma 8, della legge

n. 190/12. In considerazione di ciò, è stato predisposto il primo aggiornamento del PTPC 2015-2017, che tiene conto delle novità normative, delle indicazioni fornite dall'ANAC, degli indirizzi contenuti nel Piano nazionale anticorruzione del 2013 e del relativo Aggiornamento per il 2015, nonché delle specifiche situazioni di contesto esterno e interno in cui l'Autorità si trova a operare. Con la delibera 21 gennaio 2016, 15/2016/A, l'Autorità ha, quindi, adottato l'Aggiornamento per l'anno 2016 del PTPC, che descrive quanto realizzato nel corso del secondo semestre dell'anno 2015, in attuazione delle azioni previste dal PTPC 2015-2017, e conferma sostanzialmente tutte le misure definite dal Piano medesimo.

Nel gennaio 2016, è stata pubblicata nel sito istituzionale dell'Autorità, in coerenza con le previsioni della legge n. 190/12, la *Relazione Annuale* che offre un rendiconto sull'attuazione delle misure di prevenzione definite dallo stesso PTPC.

Comunicazione

La completa e trasparente comunicazione dell'attività di regolazione rientra tra i compiti che la legge istitutiva n. 481/95 attribuisce all'Autorità, con particolare riferimento alla pubblicizzazione e alla diffusione della conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi, per «*garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi o finali*».

Anche nel 2015 le attività di comunicazione sono state improntate alla selettività e a un'attenta valutazione dei costi/benefici, con la volontà di raggiungere capillarmente i diversi segmenti di pubblico, sviluppando progetti specifici che consentissero di ampliare la diffusione dei messaggi dell'Autorità e della sua azione, anche in collaborazione con altre istituzioni.

Sul fronte della selezione delle informazioni verso l'interno della stessa Autorità, quotidianamente sulla sua pagina intranet vengono pubblicate le rassegne stampa e audiovideo riguardanti i temi di interesse e, in una sezione dedicata, gli articoli di settore più

rilevanti, le interviste del Collegio sulla stampa nazionale e locale o quelle rilasciate alle principali emittenti radiotelesive; due volte al giorno è pubblicato e diffuso via mail il c.d. "servizio di aggiornamento notizie" con una selezione degli articoli di stampa di più immediato interesse, estratti anche dalle agenzie di stampa, dai blog, dai siti internet e da Twitter.

Pur nella consapevolezza dell'importanza dei nuovi ed emergenti canali di comunicazione, per far conoscere l'Autorità e la sua azione al grande pubblico, il mezzo televisivo è ancora considerato strategico. Pertanto, nell'ultimo trimestre 2015 - dopo il ciclo sviluppato nel 2014 - è stata riattivata la convenzione con il Servizio pubblico radiotelevisivo - Rai, approvando un piano di comunicazione che prevede otto interventi in programmi di alto ascolto e trasversali per target di pubblico. Negli ultimi mesi del 2015 è stata approvata anche la prima parte di un nuovo piano da sviluppare nel 2016 (sempre nell'ambito della convenzione stipulata con la Rai), che prevede sette ulteriori interventi, di cui quattro televisivi e tre radiofonici.

Numerose altre partecipazioni televisive sono state promosse grazie alla collaborazione giornalistica con le redazioni di diversi programmi radiotelevisivi (*Unomattina*, *Mi manda Rai 3*, *Fuori Tg* ecc.).

Nel corso dell'anno sono poi stati dedicati particolari momenti di approfondimento alle riforme più importanti sviluppate dall'Autorità, con un *focus* sugli interventi di più diretto impatto per i consumatori: in particolare, la Bolletta 2.0, la riforma delle tariffe elettriche, l'approvazione a livello nazionale del nuovo MTI-2.

Sul fronte dell'ideazione e della realizzazione di prodotti video, in collaborazione con la struttura Rai Expo nell'ambito della convenzione Rai, sono stati utilizzati e diffusi in molteplici occasioni due brevi video (c.d. "scintille informative"), che hanno raccontato al pubblico come il mondo dell'energia sia sempre più interconnesso a livello europeo con un sistema che sempre più diviene integrato a livello continentale, per sfruttare al meglio le caratteristiche di ciascun Paese.

Nell'ultima parte del 2015, infine, è stata avviata la progettazione di una campagna di comunicazione istituzionale dell'Autorità, per informare il grande pubblico in merito alle importanti novità in tema di riforma delle tariffe elettriche e per rammentare la messa a disposizione alle famiglie disagiate economicamente dei bonus elettrico e gas. Nello specifico, sono state sviluppate le linee creative ed è stato predisposto un primo *media planning-media buying* di uno spot radiotelevisivo e web per la realizzazione di una campagna rivolta al target primario dei consumatori domestici. Tutto ciò in piena coerenza con l'azione di comunicazione complessiva dell'Autorità e nel rispetto di quanto previsto dalla normativa per la pubblica amministrazione. La campagna è stata strutturata con l'ausilio dell'agenzia di comunicazione selezionata attraverso una gara pubblica.

Bilancio dell'attività: analisi della comunicazione sulla stampa

La *media analysis* stampa 2015 (gli articoli pubblicati sulla stampa cartacea nel periodo gennaio 2015 - dicembre 2015) è basata su un totale di 3.525 articoli in cui è stata citata l'Autorità e, nel complesso, evidenzia risultati positivi, proseguendo il trend già individuato nel 2014.

I contatti con *sentiment* positivo o neutro, infatti, sono stati pari al 94,5% del totale, suddivisi tra *sentiment* positivo, 54,5% (+2,1%

rispetto al 2014), e *sentiment* neutro, 35% (-3,5% rispetto al 2014). Si è, dunque, registrata una lieve flessione sul fronte quantitativo assoluto, anche se resta sostanzialmente invariata la *readership* complessiva, pari a 770.000.000, di cui il 66% è stato rilevato da quotidiani nazionali, il 26% da testate regionali, locali e *free press*, mentre il 6,5% è da attribuire ai periodici e circa l'1% alla stampa specializzata e di settore.

Per quanto riguarda i settori di competenza dell'Autorità, l'attenzione dei giornalisti della carta stampata si è divisa tra energia elettrica (56,5% degli articoli), gas (25%) e idrico (18,5%). Tra gli argomenti con maggiore visibilità in termini di *readership* crescono quelli legati a prezzi/tariffe (58,5%); il tema mercato pesa per oltre un terzo (34%), mentre le tematiche legate ai diritti dei consumatori rappresentano il 5%. Tra gli strumenti a beneficio del consumatore, il più seguito è stato quello dei bonus energia elettrico e gas, seguito dallo Sportello per il consumatore di energia (Sportello), dal Trova offerte e dalla Bolletta 2.0, mentre è diminuito l'interesse per il Servizio conciliazione clienti energia (Servizio conciliazione) e per il sito internet dell'Autorità.

Analizzando in dettaglio i singoli settori dell'energia elettrica e del gas, l'attenzione della stampa si è concentrata maggiormente sulla riforma delle tariffe elettriche e sugli aggiornamenti trimestrali delle condizioni di tutela; molto spazio è stato dedicato pure all'introduzione della Bolletta 2.0 e alla possibilità di rateizzare le bollette anche dopo la scadenza. Nel 2015 gli articoli sui quotidiani nazionali e sulla stampa periodica sono risultati in crescita tra il primo e il secondo semestre 2015, totalizzando, rispettivamente, 606 e 194 articoli; in termini quantitativi (vista la capillare diffusione sul territorio) è la stampa regionale, locale e *free press* a concedere il maggiore spazio all'Autorità, con 1.661 articoli. Risulta tendenzialmente in crescita anche la stampa tecnica e di settore, con 966 articoli.

Bilancio dell'attività: analisi della comunicazione su radio e televisione

La *media analysis* radio-Tv per l'anno 2015 evidenzia un incremento della presenza dell'Autorità nelle trasmissioni televisive e radiofoniche rispetto al 2014. Al lordo dei risultati delle trasmissioni in convenzione Rai, sono infatti 172 le clip interventi in cui è stata citata direttamente l'Autorità (156 durante il 2014), di cui 147 sono quelle Tv. Per quanto riguarda il *sentiment*, il 93% delle citazioni Tv è risultato positivo (69% positivo, 24% neutro).

Nell'insieme, gli ascoltatori raggiunti attraverso gli spazi televisivi (*coverage* complessiva) sono stati 121 milioni, in lieve diminuzione rispetto al 2014 (151 milioni).

La *media analysis* conferma il maggior spazio concesso all'Autorità sulle reti del Servizio pubblico Rai rispetto alle televisioni commerciali, con la prevalenza di Rai1 (41%) e Rai3 (20%), seguite da Canale5 (17%). Per quanto riguarda la radio, sono *Rai-Radio uno* e *Radio 24* ad aver citato più spesso l'Autorità. In Tv l'Autorità risulta presente soprattutto nei telegiornali (60% delle citazioni totali), seguiti dai programmi c.d. "contenitore" (22,5%) e dalle rubriche (17,5%); anche in radio prevalgono i giornali-radio (53%), seguiti dalle rubriche (35,5%) e, in misura minore, dalle trasmissioni contenitore (11,5%).

L'analisi delle tematiche più trattate evidenzia come gli argomenti legati a prezzi/tariffe risultino quelli più seguiti: il maggior numero di citazioni (esplicitando l'analisi alle diverse parole chiave dei tre settori: energia elettrica, gas e acqua) ha riguardato proprio questa categoria, coprendo circa la metà di tutti gli argomenti in televisione (48,5%). Per la radio, mentre il primo semestre 2015 è stato principalmente appannaggio dei temi legati al mercato, il secondo semestre ha visto anch'esso la prevalenza dell'argomento prezzi/tariffe. All'interno dei temi consumeristici, i più seguiti in Tv sono stati gli spazi dedicati allo Sportello e al sito internet dell'Autorità: entrambi si sono assestati intorno al 25%.

Risultati della convenzione Rai

Nell'ambito della convenzione sottoscritta dalla Rai e dall'Autorità, nel 2015 è stato sviluppato un nuovo piano di comunicazione, basato sulla realizzazione di specifici spazi di approfondimento relativi alle tematiche legate all'attività dell'Autorità, all'interno di trasmissioni televisive di grande ascolto e con tipologie di pubblico diversificate.

A tal fine, sono stati selezionati *Unomattina*, lo storico programma di Rai1, in onda dal lunedì al venerdì dalle 6.10 alle 12.00, e *Geo*, il programma di approfondimento scientifico-naturalistico e di attualità di Rai3, in onda dal lunedì al venerdì dalle 15.50 alle 19.00.

Il piano di comunicazione è stato strutturato in otto interventi televisivi (quattro a *Unomattina* e quattro a *Geo*), incentrati sugli obiettivi individuati dal Piano strategico dell'Autorità, nell'ambito delle azioni mirate a informare il consumatore, a renderlo maggiormente consapevole e, dunque, in grado di operare le proprie scelte e di tutelare i propri diritti.

La scelta di comunicazione è stata quella di far interagire l'Autorità con il grande pubblico, senza filtri, con naturalezza e trasparenza, attraverso la partecipazione in studio del Presidente e degli altri Componenti, utilizzando anche grafiche e schede predisposte *ad hoc*. I temi principali sono stati: lo Sportello, le condizioni di fornitura dell'energia elettrica e del gas, la riforma delle tariffe elettriche e del mercato libero, i bonus elettrico e gas, la Bolletta 2.0, gli strumenti per i consumatori, con particolare riferimento al Servizio conciliazione dell'Autorità, le tariffe del servizio idrico. La campagna si è sviluppata tra il 28 ottobre e l'11 dicembre 2015, con una pianificazione dei cicli all'interno dei quali sono stati previsti interventi con cadenza settimanale o bi-settimanale, in modo da rafforzare la percezione attraverso la continuità della comunicazione. La *coverage* di tutte le clip analizzate è pari a 7.189.000, di cui 4.187.000 derivanti da Rai1 e 3.002.000 da Rai3. La tematica maggiormente affrontata è stata quella riconducibile ai diritti dei consumatori. Come riflesso, gli interventi si sono focalizzati sul sito internet (*coverage* 9.507.000 telespettatori, ovvero il 28% del totale), seguito dallo Sportello (8.530.000 spettatori, corrispondenti al 25% del totale), dal Trova offerte (6.051.000 spettatori, corrispondenti al 17% del totale), dalla Bolletta 2.0 e dal Servizio conciliazione (con 3.450.000 spettatori ciascuno, pari al 10% del totale); seguono il bonus elettrico (con una *coverage* di 2.426.000, corrispondente al 7%) e, infine, il bonus gas (con 1.030.000 spettatori, pari al 3%).

Nel complesso, in valore assoluto di dati Auditel, gli otto interventi hanno registrato un ascolto medio di circa 1.200.000 spettatori, con punte di 1.700.000, e uno *share* medio del 14% circa. Si tratta di risultati in linea, se non addirittura superiori, alle migliori medie dei programmi televisivi. Nell'insieme si sono raggiunti oltre 10 milioni di spettatori.

Comunicazione tecnica e web

Nel corso dell'ultimo anno il sito dell'Autorità ha registrato 3 milioni e mezzo di accessi, di cui quasi il 20% da dispositivi mobili (smartphone e tablet), corrispondenti, secondo le valutazioni di *Google Analytics*, a circa 1.700.000 utenti.

Il sito prevede un aggiornamento costante e quotidiano: nel corso del 2015 sono stati pubblicati 668 delibere, 58 consultazioni, 102 schede tecniche, 39 determine, 108 comunicati per gli operatori, 24 comunicati e note stampa, materiale relativo a più di 20 eventi e

a 30 incontri tenuti dai vertici dell'Autorità, 16 avvisi di interesse per collaborazioni e bandi di concorso per l'assunzione in ruolo e a tempo determinato, 9 gare di appalto.

Oltre a ciò, sono state create nuove sezioni, come quella dedicata alle attività dell'Osservatorio, istituito con la delibera 83/2015/A, e alcuni GdL che sono stati costituiti al suo interno.

È stata riorganizzata e ampliata la sezione dedicata al Servizio conciliazione, in cui si è dato rilievo all'istituzione dell'elenco degli organismi ADR; è stata rinnovata la pagina "Gare di distribuzione gas" con la creazione di una maschera di ricerca, che rende facilmente consultabili i dati sulle stazioni appaltanti; sono state realizzate pagine tematiche dedicate ai Sistemi semplici di produzione e consumo, ai Codici di accesso ai servizi, allo *smart metering*; infine, sono state riorganizzate e aggiornate le pagine sulla separazione funzionale e sulla separazione contabile.

Si è anche provveduto alla pubblicazione, in modalità navigabile, del nuovo *Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018*, rendendo così visibile, per ogni obiettivo, la relazione con le delibere e le consultazioni che garantiscono l'attuazione delle linee di intervento.

Nel corso dell'anno è stato progettato e realizzato il nuovo "mini sito" dedicato alla Bolletta 2.0, uno strumento rivolto ai clienti dell'energia elettrica e del gas naturale serviti in regime di tutela, il quale ha lo scopo di facilitare la comprensione delle nuove bollette che i clienti riceveranno a partire dal 2016, come stabilito dall'Autorità (cfr. il Capitolo 7 di questo Volume).

Per questo sito, accessibile autonomamente o attraverso il banner presente nella home page del portale, è stata scelta una grafica semplice e pulita che faciliti la navigazione. Le sue pagine descrivono puntualmente le informazioni che, a partire dalle fatture dei consumi di gennaio 2016, il cliente trova nella nuova bolletta sintetica, e forniscono spiegazioni dettagliate sulle singole voci di spesa che compongono gli importi fatturati. A completare le informazioni, sono presenti un glossario e le tabelle con l'aggiornamento trimestrale dei prezzi dettagliati per le varie tipologie di clienti serviti in regime di tutela. Nei primi tre mesi il sito ha registrato circa 20.000 visite, con una permanenza media di circa tre minuti e una prevalenza di visite alle pagine dedicate al dettaglio delle voci di spesa.

Per quanto riguarda l'attività social, dall'account ufficiale di Twitter, che conta 6.800 *followers*, sono partiti nel corso del 2015 circa 60 tweet al mese, che hanno ottenuto circa 40.000 visualizzazioni, con un tasso di interazione (click, retweet, like ecc.) del 2%.

Nel corso dell'anno sono state pubblicate sulla piattaforma *Slideshare* circa 20 presentazioni in occasione di seminari o conferenze organizzati dall'Autorità. Le statistiche della piattaforma rilevano un totale di circa 80.000 visualizzazioni totali annue, la maggior parte delle quali (circa 60.000) ha riguardato le presentazioni relative all'apertura del registro REMIT degli operatori.

Nel periodo 1 gennaio 2015 – 31 dicembre 2015, in base alla *web analysis* dedicata, sono stati rilevati 7.089 *mention/post* – in cui si è parlato direttamente dell'Autorità in esito alle azioni di comunicazione – per il 94,4% di valore positivo (la grandissima parte di questi, 6.667 *mention*, di segno neutro, +4% rispetto al 2014), per il 5,6% negativi (398, -2,7% rispetto al 2014). Il tema elettricità è stato il più citato con 3.023 post (+7% rispetto al 2014). Seguono il gas con 2.742 post (+43% rispetto al 2014), poi l'acqua con 845 post (-40% rispetto al 2014) e da ultimo le fonti rinnovabili con 681 post (-60% rispetto al 2014).

A livello di fonti analizzate in tutta la rete, quest'anno i siti di news sono stati i più attivi con il 37% delle *mention* totali (2.641), seguiti da Twitter (1.439), dai blog (1.331), dai siti web dei quotidiani (608), da Facebook (544) e dai forum (325). Analizzando in particolare i soli *social network*, nel 2015 quello in cui più si è citata l'Autorità è stato Twitter (20% delle *mention* totali), sul quale si riscontra anche il maggior numero di *mention* negative (160) rispetto a tutti gli altri social. Twitter, tuttavia, risulta essere al primo posto anche fra le fonti "amiche", con il 45% delle *mention* positive. Secondo i dati analizzati, nel 2015, rispetto all'anno precedente, risulta in leggera diminuzione la presenza assoluta in termini di citazioni dell'Autorità sulle piattaforme *social* prese in considerazione (Twitter, Facebook, Google Plus), ma diminuisce anche la percezione negativa, considerando la crescita percentuale delle *mention* positive.

Eventi e seminari

Gli eventi sono ritenuti di particolare efficacia sia per diffondere la conoscenza relativa alle funzioni istituzionali dell'Autorità, ai suoi compiti, alla sua azione a tutela del consumatore, sia per veicolare i contenuti di maggiore rilievo.

Oltre alla cura dei tradizionali appuntamenti, come la cerimonia di presentazione della *Relazione Annuale*, le audizioni periodiche e i seminari interni, dal 31 marzo 2015 al 31 marzo 2016 sono state realizzate alcune iniziative dedicate a tutti coloro che, a diverso titolo, operano nel settore dell'energia.

Tra queste, si evidenziano le seguenti:

- Seminario *Sistemi efficienti d'utenza – SEU. Aspetti regolatori, fiscali e operativi*, Milano 11 giugno 2015 – Roma, 18 giugno 2015.
Il seminario è stato organizzato, in collaborazione con il Gestore dei servizi energetici (GSE) e con l'Agenzia delle dogane, allo scopo di fornire chiarimenti agli operatori e ai soggetti interessati per quanto concerne i Sistemi efficienti di utenza, sia per gli aspetti regolatori, sia per quelli fiscali e operativi, anche al fine di una razionalizzazione delle configurazioni impiantistiche esistenti e di nuova realizzazione.
- Incontro sul discorso di presentazione della *Relazione Annuale 2015* – Milano, 13 luglio 2015.
L'incontro è stato organizzato allo scopo di proporre una modalità innovativa di coinvolgimento degli *stakeholders* nel processo di rendicontazione al Parlamento e al Presidente del Consiglio dei ministri che l'Autorità realizza attraverso la presentazione annuale della relazione sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, prevista dalla legge istitutiva n. 481/95.
- *Forum della regolazione dell'energia elettrica*, Firenze, giugno 2015 e marzo 2016.
La Commissione europea, con il supporto dell'Autorità, ha organizzato il XXVIII e il XXX Forum della regolazione dell'energia elettrica.
- Seminario *Attività e piattaforme informatiche inerenti agli affdamenti delle gare gas* – Milano, 23 luglio 2015.
Il seminario, indirizzato in particolare alle stazioni appaltanti, agli enti locali, ai soggetti istituzionali e alle associazioni, era finalizzato a illustrare ai soggetti interessati le attività predisposte dall'Autorità in materia di gare gas.
- Giornata di studio su *Smart Distribution System*: promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica – Milano, 28 settembre 2015.
L'iniziativa, organizzata con la collaborazione del Politecnico di Milano, ha avuto come oggetto gli orientamenti presentati nel documento per la consultazione 29 maggio 2015, 255/2015/R/eel, in tema di promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica (*Smart Distribution System*). La giornata di studio ha presentato, oltre al punto di vista dei gestori di rete, una panoramica sui progetti *smart grids* in Europa, elaborata dal *Joint Research Center*, e

un intervento dell'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM) per quanto concerne i servizi di comunicazione richiesti per lo sviluppo di *Smart Distribution System*.

- Convegno *Bonus sociale, fuel poverty e clienti vulnerabili: il contesto italiano* – Roma, 3 novembre 2015.
Il convegno è stato ideato con l'obiettivo di considerare possibili strumenti disponibili a contrasto della *fuel poverty*, a partire dallo stato di attuazione della disciplina dei bonus sociali elettrico e gas. Nel corso del convegno sono stati illustrati alcuni dati che identificano il beneficiario medio del bonus sociale, ed è stato approfondito il nesso tra tale strumento e quelli che vengono usualmente identificati come utili per il più ampio contrasto alla *fuel poverty*. L'Autorità ha proposto tale momento di confronto come ulteriore contributo al dibattito in corso per l'eventuale ridefinizione delle tutele destinate ai clienti economicamente vulnerabili.
- Seminario *Sistemi di comunicazione per gli smart meter di seconda generazione* – Milano, 11 dicembre 2015.
L'Autorità, a seguito dei contributi scritti, pervenuti in esito alla pubblicazione del documento per la consultazione 6 agosto 2015, 416/2015/R/eel, e alla pubblicazione di una scheda di approfondimento tecnico, ha organizzato, in collaborazione con l'AGCOM, un incontro finalizzato alla valutazione e alla discussione pubblica dei temi indicati nella citata scheda di approfondimento.
- Seminario *Riforma del dispacciamento elettrico (RDE)* – Milano, 14 dicembre 2015.
Il seminario, aperto a tutti gli operatori, alle associazioni e ai soggetti interessati, ha illustrato il programma di lavoro 2016 del progetto di riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento elettrico, avviato con la delibera 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel, fornendo in particolare un approfondimento in merito alle prime tematiche che saranno oggetto di intervento dell'Autorità, ossia la disciplina degli sbilanciamenti effettivi e la possibile introduzione dei prezzi negativi.
- Seminario *Consultazione sul Piano di sviluppo della Rete elettrica di trasmissione nazionale* – Milano, 20 gennaio 2016.
Nell'ambito della consultazione sul Piano decennale di sviluppo della RTN, l'Autorità ha organizzato un incontro per la presentazione dello schema di Piano decennale 2015 da parte di Terna, a beneficio dei soggetti rappresentativi del sistema elettrico, quali gli operatori, i consumatori e le loro associazioni.

- Seminario *La recente evoluzione della regolazione del servizio idrico integrato* – Milano, 22 gennaio 2016.

Durante il seminario sono stati illustrati i criteri, le regole e le principali modalità applicative definiti dalle delibere in materia di qualità contrattuale del servizio idrico integrato (23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr), della convenzione tipo (23 dicembre 2015, 656/2015/R/idr) e dell'MTI-2 (28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr).

- Seminari *La regolazione per i Sistemi di distribuzione chiusi (SDC)* – Milano, 10 febbraio 2016 – Roma, 21 marzo 2016.

L'Autorità ha organizzato due seminari per presentare la regolazione da applicarsi agli SDC, oltreché i primi passi operativi che dovranno essere intrapresi dai gestori di tali sistemi. L'iniziativa si inserisce nell'ambito delle azioni prodromiche necessarie per la piena attuazione della regolazione in materia, a decorrere dall'1 gennaio 2017.

- Seminari *Il registro REMIT a un anno dalla sua istituzione* – Milano, 15 e 31 marzo 2016.

A distanza di un anno dall'adozione della delibera che ha istituito il registro REMIT (5 marzo 2015, 86/2015/E/com) e prima dell'avvio dell'attività di *reporting* dei contratti bilaterali, previsto per il 7 aprile 2016, l'Autorità ha organizzato due seminari informativi a Milano. L'iniziativa si è posta l'obiettivo di approfondire e chiarire agli operatori le principali questioni e le criticità emerse durante il primo anno di funzionamento del predetto registro, nonché di rammentare i principali adempimenti relativi alla registrazione, propedeutici all'attività di *reporting* dei contratti OTC.

- Seminario rivolto agli analisti finanziari e investitori – Milano, 12 ottobre 2015.

Il seminario, riservato ai soli operatori finanziari, è stato organizzato in risposta alle numerose richieste pervenute da parte dei principali analisti finanziari. Nel corso dei lavori sono stati illustrati gli orientamenti posti in consultazione, tra cui: il riconoscimento del costo per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica (quinto periodo regolatorio); le modifiche nel tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi regolati dei settori elettrico e gas (periodo regolatorio del tasso di remunerazione); la definizione di sistemi di perequazione nel servizio idrico integrato e la predisposizione di una o più convenzioni

tipo (mantenimento dell'equilibrio economico finanziario e criteri di subentro); lo stato e l'evoluzione della regolazione asimmetrica e innovativa (MTI-2).

- Conferenza *I 20 anni della legge n. 481/95* – Milano, sito EXPO, 27 ottobre 2015.

In considerazione dei 20 anni trascorsi dall'entrata in vigore della legge n. 481/95, l'Autorità ha organizzato una conferenza per promuovere un momento di riflessione e di confronto su tale provvedimento legislativo, sull'opportunità di una sua implementazione nei diversi settori oggi regolati (energia, acqua, telecomunicazioni, poste e trasporti) e, soprattutto, sugli effetti che si sono prodotti nei settori oggetto della regolazione.

Data l'importanza dell'argomento, è stato scelto come sede dell'evento il sito dell'Esposizione universale EXPO 2015, offrendo l'opportunità di un impegno collettivo per affrontare le molte criticità ancora presenti.

Biblioteca

Nel corso del 2015 è proseguita l'attività della biblioteca che, dopo 16 anni, dispone di una significativa dotazione di volumi, periodici, banche dati a disposizione del personale dell'Autorità.

In particolare, nel corso del 2015 è cresciuto il numero di volumi a disposizione nelle sezioni sistema idrico e teleriscaldamento\tele-
raffrescamento, anche in relazione alle nuove esigenze emerse con l'attribuzione di nuovi settori di competenza all'Autorità.

È stata, inoltre, potenziata la documentazione in formato elettronico (piattaforme on line, ebook) che permette di ottenere, oltre a un risparmio economico, anche una maggiore fruibilità interna. Sono stati organizzati anche momenti di formazione per i dipendenti, al fine di un migliore utilizzo delle banche dati.

Il catalogo della biblioteca attualmente consta di circa 4.500 titoli, comprensivi di monografie, periodici e letteratura varia. Sono, inoltre, consultabili più di 90 riviste cartacee e on line di carattere giuridico-economico e, comunque, attinenti al campo energetico.

Oggi la biblioteca partecipa al circuito ESSPER, che offre un servizio di *document delivery* e, inoltre, si propone di migliorare la consultazione del patrimonio documentario, offrendo una banca dati di spoglio di periodici, che comprende oltre 850 titoli italiani.

Organizzazione

Nel corso del 2015 l'Autorità ha ulteriormente consolidato l'assetto organizzativo, introdotto con la delibera 30 maggio 2013, 226/2013/A, che si articola in tre Dipartimenti: il Dipartimento per il coordinamento, gli affari giuridici e le relazioni istituzionali; il Dipartimento per la regolazione; il Dipartimento per l'*enforcement* e gli affari dei consumatori.

Con la delibera 23 aprile 2015, 177/2015/A, l'Autorità ha istituito un nuovo Ufficio speciale, denominato Regolazione teleriscaldamento e teleraffrescamento (TLR), inquadrato nel Dipartimento per la regolazione (REG), cui sono stati affidati lo svolgimento degli adempimenti connessi con le attività di regolazione generale e individuale, di promozione della concorrenza e di monitoraggio, nonché di controllo e di *enforcement* del teleriscaldamento, teleraffrescamento e acqua calda per uso domestico, sulla base delle nuove competenze attribuite all'Autorità in questi settori.

Sempre con la medesima delibera, l'Autorità ha provveduto:

- ad alcuni interventi manutentivi finalizzati allo svolgimento dei compiti assegnati all'Autorità in attuazione del regolamento REMIT;
- al rafforzamento del presidio legale dell'Autorità, anche tramite un'implementazione e una rimodulazione del ruolo e dell'attribuzione del Consigliere giuridico dell'Autorità;
- all'individuazione di presidi organizzativi specifici, sia pure quali unità organizzative di microstruttura, per le attività di monitoraggio dei flussi informativi con le Regioni e gli enti locali, di gestione dei rapporti con le Autorità di governo del settore idrico e, più in generale, di supporto giuridico per le istruttorie propeedeutiche all'approvazione delle tariffe e per gli adempimenti relativi al Codice dell'ambiente (Unità Integrazione dei servizi idrici e relazioni con il territorio all'interno della Direzione sistemi idrici); per la gestione delle relazioni sindacali, dei rapporti con le università, della formazione del personale, della gestione delle azioni connesse al versamento del contributo per il funzionamento dell'Autorità (Unità Relazioni sindacali, formazione ed entrate, all'interno della Direzione affari generali e risorse);
- alla soppressione di due unità organizzative, Strategia e studi pre-regolatori e Relazioni istituzionali nazionali, con la riattribuzione dei relativi compiti, rispettivamente al Dipartimento per la regolazione e alla Direzione relazioni esterne e istituzionali, divulgazione e documentazione.

Risorse umane e sviluppo del personale

Nel corso del 2015, coerentemente con le politiche di valorizzazione del personale, funzionali all'obiettivo prioritario di consentire l'adempimento efficiente ed efficace delle funzioni attribuite dal legislatore, l'Autorità ha intensificato la propria azione nel campo delle risorse umane in relazione ai diversi aspetti del reclutamento, della formazione e della gestione delle medesime.

Sul fronte della selezione e dell'acquisizione delle risorse, è proseguita l'attività amministrativa di gestione delle procedure selettive bandite negli anni precedenti e in quello di riferimento, anche al fine di supportare il processo di graduale riorganizzazione dell'Autorità che, nel 2015, è continuato con l'istituzione del nuovo Ufficio speciale TLR e altri interventi manutentivi (si veda in proposito il paragrafo precedente).

Riguardo alla gestione delle selezioni bandite negli anni precedenti, sono state ultimate le due delle otto procedure selettive a evidenza pubblica avviate a fine dicembre 2013 ancora *in itinere*, afferenti al profilo funzionale per giornalista professionista e a quello operativo per segretaria dirazionale, con l'approvazione delle relative graduatorie e il reclutamento dei vincitori.

Parimenti, si sono concluse le procedure concorsuali (una per la carriera dei funzionari, l'altra per la carriera degli operativi) riservate al personale dipendente dell'Autorità con contratto di lavoro a tempo determinato e in possesso di specifici requisiti di anzianità di servizio, avviate nel 2014 dall'Autorità, sulla base di uno specifico accordo sindacale siglato il 9 giugno 2014 e nell'esercizio della propria autonomia e indipendenza ordinamentale di cui alla legge istitutiva, nonché in coerenza

con quanto previsto dal decreto legge 31 agosto 2013, n. 101, come convertito dalla legge 30 ottobre 2013, n. 125, al fine di favorire una maggiore e più ampia valorizzazione della professionalità acquisita dai propri dipendenti con contratto di lavoro a tempo determinato e, al contempo, di ridurre il numero di detti contratti a termine.

Inoltre, in relazione all'esigenza di reclutare risorse con un adeguato grado di specializzazione nei diversi settori di interesse dell'Autorità, nella seconda metà del 2015 sono state bandite le selezioni pubbliche per 14 distinti profili per posizioni funzionali e per un profilo per una posizione dirigenziale; cinque di esse sono state espletate entro lo stesso anno e le restanti nei primi mesi del 2016, con l'approvazione delle relative graduatorie e l'assunzione dei vincitori.

Tali procedure di reclutamento si sono svolte nel rispetto di quanto previsto dall'art. 22, "Razionalizzazione delle Autorità indipendenti", del decreto legge n. 90/14, convertito con modificazioni dalla legge n. 114/14, comma 4, e della convenzione stipulata con le altre attività amministrative indipendenti per la gestione unitaria delle procedure concorsuali per il reclutamento del personale.

Sempre riguardo al tema del reclutamento del personale, tenuto conto delle sopravvenute esigenze organizzative e in coerenza con i principi di buon andamento, di economicità, di efficienza e di efficacia dell'azione amministrativa, si sono assunte alcune risorse, utilizzando l'istituto dello scorrimento delle graduatorie dei concorsi e delle selezioni pubbliche ancora in corso di validità.

Si è, altresì, proceduto all'assunzione, con contratto a tempo determinato, di un dirigente per l'incarico di Direttore del dipartimento per la regolazione, nonché, *ad interim*, della Direzione mercati elettricità e gas dell'Autorità, e di un funzionario per lo svolgimento delle funzioni di assistente di un Componente del Collegio dell'Autorità, mediante una selezione diretta, in considerazione della natura fiduciaria dei suddetti incarichi.

Inoltre, in attuazione dell'accordo sindacale sottoscritto il 28 gennaio 2015 in materia di mobilità esterna di personale presso l'Autorità, sono stati immessi in ruolo due funzionari in possesso di specifici requisiti e da diversi anni in posizione di comando presso l'Autorità stessa.

Nell'ambito degli obblighi occupazionali di cui alla legge 12 marzo 1999, n. 68, e, coerentemente con le disposizioni normative attualmente vigenti in materia di assunzioni di personale appartenente alle c.d. "categorie protette", l'Autorità ha assunto in ruolo una risorsa appartenente a dette categorie, a seguito di tirocinio formativo sulla base di un'apposita convenzione.

Nel 2015 si sono assunte, pertanto, 29 risorse, di cui 21 di ruolo (14 funzionari e 7 operativi) e 8 con contratto a tempo determinato (1 dirigente, 5 funzionari e 2 operativi); hanno, invece, cessato il loro servizio in Autorità 2 dipendenti (1 funzionario e 1 operativo).

Per quanto riguarda la formazione, con la delibera 30 luglio 2015, 385/2015/A, l'Autorità ha approvato il Piano di formazione triennale, ai sensi della convenzione in essere tra l'Autorità e la Scuola nazionale dell'amministrazione.

Tale Piano prevede alcuni corsi di formazione manageriale rivolti a tutti i dipendenti, suddivisi in tre categorie: dirigenti e funzionari responsabili di unità, funzionari non responsabili di unità, personale operativo. Ciascun dipendente parteciperà a un corso l'anno, per un totale di due giornate formative.

Il Collegio ha altresì previsto, nel PTCP 2015-2017, approvato con la delibera 313/2015/A, percorsi di formazione dei dipendenti dell'Autorità sui temi dell'etica e della legalità, articolati in due livelli: formazione base (o di primo livello), destinata al personale in coerenza con la mappa dei rischi; formazione avanzata (o di secondo livello), destinata ai dirigenti, ai responsabili e ai dipendenti degli Uffici che operano nelle aree con processi classificati dal PTCP a rischio medio e alto.

Sempre in tema di formazione, nel corso del 2015 si sono svolte le seguenti attività: *workshop* e seminari interni monotematici, finalizzati alla discussione e all'approfondimento di argomenti di

particolare rilevanza e interesse dell'Autorità; seminari pubblici rivolti agli operatori di settore e alle associazioni dei consumatori su tematiche istituzionali; giornate di studio, rivolte a tutti coloro che, a diverso titolo, operano nel settore dell'energia, su questioni inerenti al diritto dell'energia.

Nel 2015 è proseguita anche la collaborazione con le università per la realizzazione di attività di comune interesse legate alla didattica, alla formazione, alla ricerca e allo sviluppo nei settori dell'energia elettrica, del gas e dell'acqua. Le convenzioni in essere sono attualmente 12. Nell'ambito di detta proficua collaborazione, al 31 dicembre 2015 erano attivi 9 assegni di ricerca e 2 *stage*.

Per quanto riguarda le attività più rilevanti inerenti al profilo gestionale, nell'anno di riferimento si è reso necessario procedere all'assegnazione del personale negli organici della modificata struttura organizzativa e ad alcuni ulteriori interventi di mobilità interna, al fine di consentire la migliore operatività della struttura medesima. In merito ai processi periodici di valutazione del personale, si è proceduto, da un lato, alla conclusione formale del processo valutativo dei risultati conseguiti e dei comportamenti organizzativi posti in essere nell'anno 2013 e, dall'altro, allo svolgimento del processo valutativo dei risultati conseguiti e dei comportamenti organizzativi posti in essere nell'anno 2014, rinviando ai primi mesi del 2016 la conclusione di detto processo, con la formalizzazione di eventuali ricorsi avverso le valutazioni ottenute e la conseguente pronuncia del Collegio sugli stessi.

È poi proseguito il confronto con le Organizzazioni sindacali, improntato su logiche costruttive per la risoluzione delle problematiche emerse. Nel mese di gennaio 2015 è stato siglato un accordo quadro in tema di personale, di orario di lavoro, di telelavoro, di part time e di mobilità esterna, seguendo il solco già tracciato negli anni precedenti, al fine di adottare concrete misure volte a razionalizzare l'organizzazione del lavoro, di realizzare economie di gestione attraverso un impiego più flessibile delle risorse umane, nonché di rafforzare la tutela di situazioni particolarmente meritevoli di attenzione sotto il profilo sociale; è stata introdotta una disciplina sperimentale per il telelavoro del personale dell'Autorità, nelle forme del telelavoro strutturato e del telelavoro diffuso.

Con specifico riferimento all'istituto del telelavoro strutturato, nella fase di prima attuazione, lo stesso è stato concesso a cinque dipendenti.

Sono state confermate le iniziative già in essere di supporto ai dipendenti e alle relative famiglie, quali il contributo economico per

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	16
Funzionari	102
Operativi	41
Esecutivi	1
TOTALE	160

TAV. 8.3

Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
Dirigenti	15	4	2
Funzionari	101	24	9
Operativi	41	3	1
Esecutivi	1	0	1
TOTALE	158	31	13

TAV. 8.4

Composizione del personale al 31 dicembre 2015 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento

gli asilo nido e le scuole per l'infanzia, la convenzione per la cassa sanitaria, le facilitazioni per il trasporto pubblico.

L'Autorità ha poi proseguito le attività finalizzate all'attuazione del citato art. 22 del decreto legge n. 90/14. In base a quanto previsto dal comma 4, nel marzo 2015 l'Autorità ha sottoscritto la convenzione con le altre attività amministrative indipendenti per la gestione unitaria delle procedure concorsuali per il reclutamento del personale. Ai sensi del comma 5, l'Autorità ha ridotto del 20%, rispetto a quanto erogato nel 2013, il trattamento economico accessorio del personale dipendente, inclusi i dirigenti; ha poi confermato la riduzione del 50%, rispetto alla spesa complessivamente sostenuta nel 2013, della spesa per gli incarichi di consulenza, di studio e di ricerca e quella per gli organi collegiali non previsti dalla legge, ai sensi del comma 6.

In base alle previsioni di cui al comma 7, l'Autorità, dopo aver siglato il 17 dicembre 2014 un'apposita convenzione, si è coordinata con l'AGCOM e il Garante per la protezione dei dati personali per lo svolgimento dei servizi strumentali "affari generali", "acquisti e appalti" e "amministrazione del personale", e con la sola AGCOM per la gestione del servizio strumentale denominato "servizi finanziari e contabili".

In virtù delle disposizioni di cui ai commi 9 e 9-bis del medesimo articolo in esame, l'Autorità ha acquistato dalla Città metropolitana di Milano un immobile sito in Milano, corso di Porta Vittoria 27, da adibire a sede della stessa Autorità.

Compagine: analisi per età, qualifica e livelli retributivi

Al fine di rendere coerente l'articolazione del personale di ruolo nelle diverse carriere come definite dalla pianta organica dell'Autorità, con gli esiti delle procedure di reclutamento speciale e con la prima attuazione della disciplina in materia di mobilità esterna del personale, nel 2015 si è proceduto a modificare opportunamente la suddetta pianta organica che, al 31 dicembre 2015, risulta suddivisa secondo quanto riportato nella tavola 8.3.

Al 31 dicembre 2015, la dotazione organica dell'Autorità risulta pari a 189 unità, delle quali 158 a tempo indeterminato e 31 a tempo determinato (Tav. 8.4). A esse va aggiunto il personale, per un totale di 13 risorse, reso disponibile mediante comandi e distacchi, tra l'altro, dalla Guardia di Finanza (nell'ambito di uno specifico Protocollo d'intesa) e da altre Amministrazioni pubbliche.

Il personale dipendente ha un'età media di poco inferiore ai 45 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale. Tutti i dipendenti sono in possesso di un diploma di scuola superiore e l'83% è in possesso del diploma di laurea.

Nel corso del 2015 le tavole retributive sono rimaste bloccate per effetto del decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito dalla legge 30 luglio 2010, n. 122. Nella tavola 8.5 viene riportata la retribuzione annua lorda, in migliaia di euro, con riferimento al livello base di ciascuna qualifica. Ai sensi dell'art. 13 del decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, convertito con modificazioni dalla legge 23

TAV. 8.5

Retribuzione annua lorda
per carriera e grado al 31
dicembre 2015

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore Generale	167,71	Primo Funzionario	103,06	Impiegato	57,10	–	–
Direttore Centrale	169,24	Funzionario I	80,15	Coadiutore	48,07	Commesso capo	43,71
Direttore	135,41	Funzionario II	63,20	Aggiunto	37,64	Commesso	33,15
Direttore Aggiunto	121,38	Funzionario III	54,06	Applicato	33,77	–	–

giugno 2014, n. 89, l'Autorità applica, ai Componenti del Collegio e ai dirigenti apicali, a decorrere dall'1 maggio 2014, il limite massimo

retributivo di 240.000 € annui, al lordo dei contributi e degli oneri fiscali a carico del dipendente.

Gestione economico-finanziaria

La gestione finanziaria dell'Autorità è stata caratterizzata, anche per l'esercizio 2015, dall'utilizzo di un sistema contabile integrato (nel quale una contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio è collegata a una contabilità analitica ed economico-patrimoniale), che supporta la programmazione finanziaria e consente la gestione delle risorse assegnate ai centri di responsabilità (individuati nei Dipartimenti, nelle Direzioni e negli Uffici speciali di diretta collaborazione del Collegio). Tale sistema contabile adottato dall'Autorità appare, tuttora, in linea con le disposizioni in materia di contabilità pubblica.

La gestione contabile-amministrativa dell'Autorità pone, come ormai consolidata base, il processo di *budgeting*, iniziato già con l'esercizio 2005. L'esercizio finanziario trae origine da un Bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio (Tav. 8.6), che rappresenta le risultanze della gestione del relativo esercizio, coincidente con l'anno solare.

Va preliminarmente evidenziato come l'Autorità si sia rigorosamente attenuta alle disposizioni in materia di riduzioni di spesa poste a carico di determinate Amministrazioni pubbliche e, in particolare: al decreto legge n. 78/10, come convertito dalla legge n. 122/10; al decreto legge 6 luglio 2012, n. 95, come convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 135; al decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, come convertito dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214; al decreto legge

n. 66/14, come convertito dalla legge n. 89/14; al decreto legge n. 90/14, come convertito dalla legge n. 114/14. Nel corso dell'esercizio 2015, la somma versata al Bilancio dello Stato è risultata pari a complessivi 7,03 milioni di euro.

È da sottolineare come l'applicazione di dette disposizioni costituisca per l'Autorità un severo vincolo alla luce dei sempre maggiori e complessi compiti a essa affidati per legge, non ultimi quelli di regolazione del settore idrico.

Con riferimento alle entrate, si rammenta che l'Autorità non grava in alcun modo, diretto o indiretto, sul Bilancio dello Stato, poiché ai suoi oneri di funzionamento si provvede mediante un contributo, versato dai soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica, del gas e del sistema idrico, che la legge istitutiva fissa nella misura massima dell'1 per mille dei ricavi.

In termini assoluti, il gettito derivante dal versamento del contributo, confrontato con l'esercizio precedente, ha subito un decremento, dovuto anche alle tensioni sui prezzi dei prodotti energetici nei mercati mondiali che ha determinato una contrazione del gettito ricevuto dai soggetti regolati. Per l'esercizio 2015, l'Autorità ha ritenuto di confermare l'aliquota del contributo dovuto dai soggetti regolati nei settori dell'energia elettrica e del gas, determinandola nella misura dello 0,28 per mille dei ricavi, a fronte dello 0,3 per mille applicato fino al 2013, mentre per i soggetti regolati del settore

TAV. 8.6

Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto
Milioni di euro; esercizi finanziari

	2014	2015
ENTRATE DELLA GESTIONE	70,15	85,53
Contributo a carico dei soggetti regolati	59,34	56,44
Altre entrate	10,81	4,09
Utilizzo Fondo acquisizioni patrimoniali	0,00	25,00
SPESE DELLA GESTIONE	(52,92)	(102,98)
Spese correnti	(43,52)	(51,57)
- Funzionamento degli organi istituzionali	1,27	1,15
- Personale in servizio	21,46	27,18
- Oneri prev. e assistenziali per personale e organi istituzionali	6,29	7,23
- Prestazioni di servizi rese da terzi	5,04	6,34
- Canoni di locazione	3,86	3,58
- Altre spese di funzionamento per acquisto di beni e servizi	5,49	5,40
- Rimborsi	0,11	0,69
Trasferimenti	(9,40)	(9,19)
- Trasferimenti ad altre Autorità ex legge n. 228/12	2,17	2,17
- Trasferimenti al Bilancio dello Stato	7,23	7,02
Spese in conto capitale	(0,20)	(42,22)
Acconto Fondo acquisizioni patrimoniali	(25,00)	(0,00)
Variazione dei residui attivi	(0,20)	(0,00)
Variazione dei residui passivi	1,45	0,64
AVANZO DELL'ESERCIZIO	(6,72)	(16,81)

idrico, l'aliquota contributiva è stata confermata pari allo 0,25 per mille anche per l'esercizio 2015.

Riguardo alle uscite, la principale voce si riferisce al trattamento economico del personale, peraltro risorsa centrale e imprescindibile dell'Autorità per l'espletamento del proprio mandato e delle proprie funzioni. Le uscite per il personale dipendente, per il periodo in riferimento, comprensive di retribuzioni, di accantonamenti per fine rapporto, di straordinari e costi di trasferta, risultano pari a 27,18 milioni di euro.

Le indennità percepite dai Componenti del Collegio che, come quelle degli Organi di vertice di altre Autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprensivo, sono determinate ai sensi dell'art. 23-ter del decreto legge n. 201/11, dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 marzo 2012, e, da ultimo, dall'art. 13 del decreto legge n. 66/14, come convertito dalla legge n. 89/14.

Gli oneri previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità, sostenuti per il personale e per i componenti, sono risultati pari a 7,1 milioni di euro.

Il ricorso a forme esterne di collaborazione è stato effettuato esclusivamente a fronte di effettive e specifiche esigenze – e all'interno dei vincoli di spesa previsti – come per esempio le esigenze correlate

ai compiti assegnati all'Autorità in aggiunta ai compiti stabiliti dalla legge istitutiva, quali appunto quelli derivanti dalla fase di prima attuazione della regolazione del settore idrico, cui non è stato possibile rispondere con l'utilizzo dell'attuale dotazione di personale di ruolo e a tempo determinato.

Sono stati, inoltre, affidati all'esterno, sulla base di procedure di gara aperta, alcune tipologie di servizi tipici di funzionamento (pulizie, vigilanza ecc.) e taluni servizi specifici funzionali all'ottimale svolgimento delle attività istituzionali (per esempio, la reingegnerizzazione dei sistemi informativi dell'Autorità).

Un impatto sulla spesa corrente degno di nota è rappresentato dall'attuazione di quanto disposto dall'art. 1, comma 523, della legge 24 dicembre 2012, n. 228, che a sua volta richiama l'art. 2, comma 241, della legge 23 dicembre 2009, n. 191.

Si tratta di un contributo derivante da una quota parte delle entrate percepite istituzionalmente da alcune Autorità amministrative indipendenti individuate dal legislatore, versato a titolo di finanziamento straordinario, a favore di altre Autorità amministrative indipendenti, altrettanto precisamente individuate. Per l'esercizio 2015, l'onere determinato a carico di questa Autorità è risultato pari a 2,17 milioni di euro.

Elemento centrale del rendiconto per l'esercizio 2015 è costituito dall'acquisizione, a titolo di proprietà, di un immobile, ai sensi dell'art. 22 del decreto legge n. 90/14, quale sede dell'Autorità. A seguito di formali procedure di pubblico interesse e nel pieno rispetto della normativa in materia (ivi compresa la stima peritale rilasciata dalla competente Agenzia del territorio), nel mese di dicembre 2015 si è concluso l'acquisto di detto immobile dalla Città metropolitana

di Milano (ex Provincia di Milano), per un onere complessivo di 42 milioni di euro. Le rimanenti spese in conto capitale sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, impianti, materiale bibliografico e mobili, all'interno dei vincoli di spesa previsti. Si è provveduto, altresì, alla costituzione di un Fondo di parte capitale per eventuali future acquisizioni patrimoniali.

L'Autorità non è proprietaria di alcun tipo di veicolo.

**Autorità per l'energia elettrica il gas
e il sistema idrico**

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
Direzione Relazioni esterne e istituzionali,
Divulgazione e Documentazione

Piazza Cavour 5, 20121 Milano
tel. 02 655 651
e-mail: info@autorita.energia.it

Allea S.r.l.

Impaginazione

Pomilio Blumm S.r.l.

Stampa

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato

La carta utilizzata per la stampa di questi volumi è *Revive 100 Natural Uncoated*, una carta naturale composta al 100% da fibre riciclate. Viene prodotta in una cartiera danese che utilizza esclusivamente biocombustibile, sapone naturale per sbiancare le fibre riciclate e che riutilizza tutti gli scarti della lavorazione della carta per la produzione di cemento e altri materiali. *Revive 100 Natural* gode di numerose certificazioni, tra le quali il prestigioso Angelo Blu e l'Ecolabel europeo, sinonimo di prodotto ecosostenibile.



