



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

---

<b>Capitolo 1. Contesto internazionale e nazionale</b>	pag.	2
<b>Mercati internazionali dei prodotti energetici</b>	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
<b>Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione</b>	pag.	18
<b>Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea</b>	pag.	21
Prezzi dell'energia elettrica	pag.	22
Prezzi del gas	pag.	28
<b>Domanda e offerta di energia in Italia</b>	pag.	32
<b>Capitolo 2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico</b>	pag.	36
<b>Domanda e offerta di energia elettrica nel 2015</b>	pag.	37
<b>Mercato e concorrenza</b>	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
<b>Prezzi e tariffe</b>	pag.	93
Tariffe per l'uso delle infrastrutture	pag.	93
Prezzi del mercato al dettaglio	pag.	94
<b>Qualità del servizio</b>	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

pag. 120

---

### 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

pag. 208

---

### Struttura del servizio di teleriscaldamento

pag. 209

Prezzi dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento

pag. 215

---

## Capitolo 5. Stato dei servizi idrici

pag. 218

---

### 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 $\tau_1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2016	pag. 181
Tav. 3.47	Articolazione della quota variabile $\tau_3$ 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 distributtrice	pag. 207
Tav. 3.75	Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributtrice	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 <sup>2015</sup> dai soggetti competenti	pag. 229
Tav. 5.5	Altri costi operativi esplicitabili come ERC <sup>2015</sup>	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 refluo 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	2011	2012	2013	2014	2015	PREVISIONE APRILE 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 BRIC<sup>1</sup>, 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

---

<sup>1</sup> 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 <sup>(A)</sup>	24	23,6	24,1	24,1	24,4	24,4
Europa <sup>(B)</sup>	14,3	13,8	13,6	13,5	13,7	13,6
Asia-Oceania <sup>(C)</sup>	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 <sup>(A)</sup>	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 <sup>(B)</sup>	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 <sup>(C)</sup>	-0,9	0,2	-0,6	0,9	1,7	1,5

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

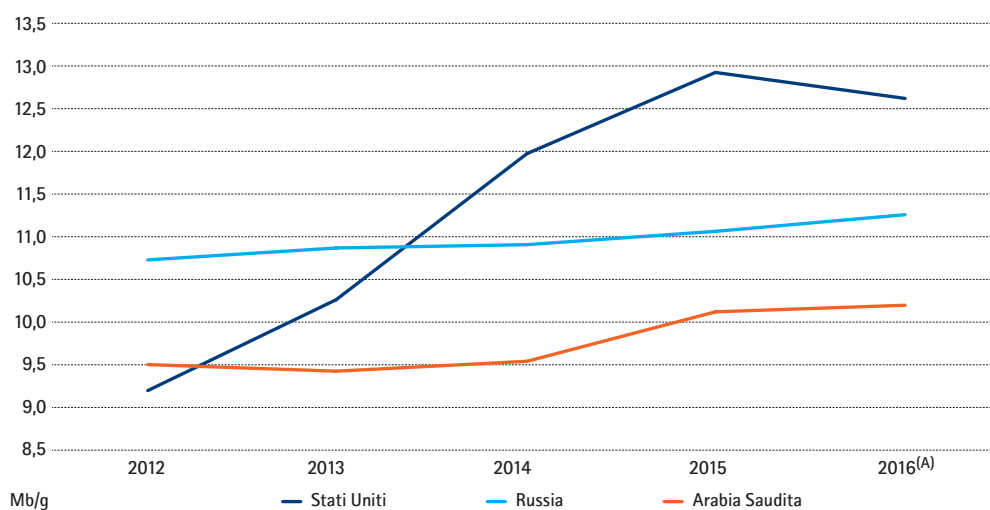
(B) Riferito ai Paesi appartenenti all'OPEC all'1 gennaio 2009. Il dato del 2013 è calcolato come differenza tra fabbisogno mondiale e produzione non OPEC nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.

(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

	2014					2015					2016 <sup>(A)</sup>
	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
<b>TOTALE</b>	<b>29,99</b>	<b>30,06</b>	<b>30,53</b>	<b>30,52</b>	<b>30,28</b>	<b>30,50</b>	<b>31,47</b>	<b>31,73</b>	<b>31,71</b>	<b>31,35</b>	<b>32,53</b>

(A) Media primo trimestre.

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

Produzione trimestrale di greggio OPEC  
Milioni di barili/giorno

TAV. 1.5

	PRODUZIONE SOSTENIBILE					CAPACITÀ DI RISERVA				
	2012	2013	2014	2015	2016 <sup>(A)</sup>	2012	2013	2014	2015	2016 <sup>(A)</sup>
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
<b>TOTALE</b>	<b>34,80</b>	<b>34,68</b>	<b>34,37</b>	<b>34,77</b>	<b>34,88</b>	<b>4,16</b>	<b>4,86</b>	<b>3,39</b>	<b>3,40</b>	<b>3,13</b>

(A) Riferite al periodo gennaio-marzo 2016.

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

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

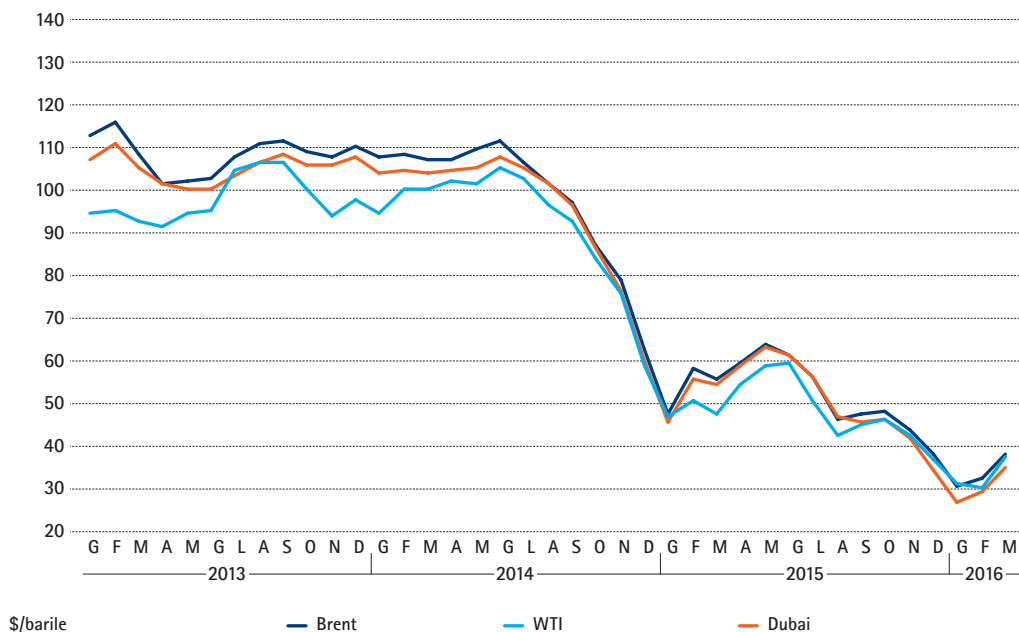
La diminuzione registrata nel corso del 2015 è da ricollegarsi all'aumento dell'offerta causato, da una parte, dall'incremento nella produzione dell'industria petrolifera statunitense e, dall'altra, dalla decisione dell'OPEC di non diminuire la produzione. La scelta di quasi tutti i Paesi membri di produrre 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**

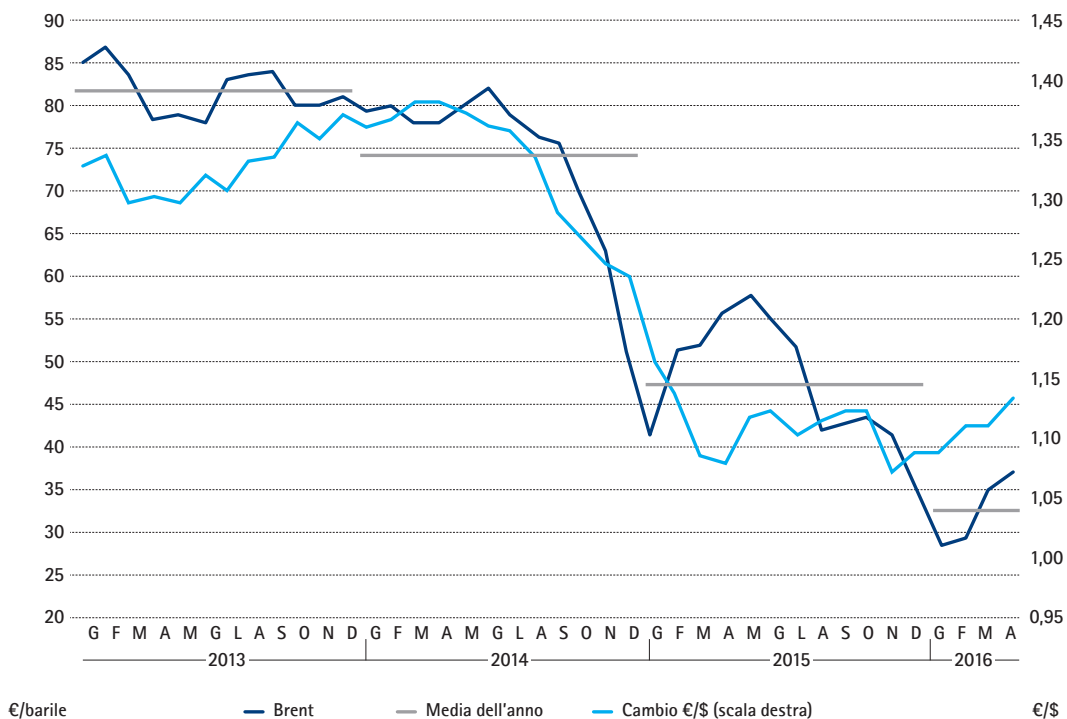
Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2013  
\$/barile



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
<b>TOTALE MONDO</b>	<b>3.265</b>	<b>3.346</b>	<b>3.381</b>	<b>3.393</b>	<b>3.400</b>
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(m<sup>3</sup>)

## TAV. 1.7

Bilancio del gas naturale  
nell'area OCSE  
G(m<sup>3</sup>)

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(m<sup>3</sup>)

	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(m<sup>3</sup>)

AREA DI PROVENIENZA	2011	2012	2013	2014	2015
America del Nord	128,2	130,1	116,8	109,1	107,0
Asia <sup>(A)</sup>	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
<b>Totale import area: OCSE Americhe</b>	<b>151,8</b>	<b>145,8</b>	<b>130,7</b>	<b>121,6</b>	<b>120,0</b>
Oceania	20,5	23,3	26,0	26,9	27,6
Asia <sup>(A)</sup>	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
<b>Totale import area: OCSE Asia-Oceania</b>	<b>165,6</b>	<b>175,2</b>	<b>182,6</b>	<b>179,7</b>	<b>173,3</b>
Europa	325,6	320,2	348,5	346,8	350,5
Russia	49,3	49,7	57,4	51,3	56,0
Asia <sup>(A)</sup>	51,0	36,3	30,0	28,4	35,5
Altre aree	218,5	205,1	196,3	222,3	221,0
<b>Totale import area: OCSE Europa</b>	<b>644,3</b>	<b>611,3</b>	<b>632,2</b>	<b>648,8</b>	<b>663,0</b>

(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,

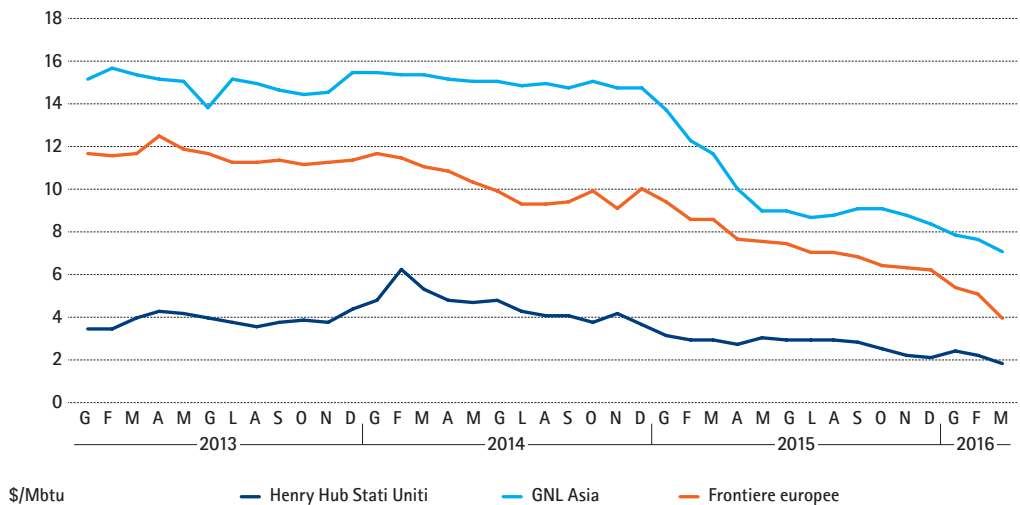
la Malesia (che invece hanno aumentato le proprie esportazioni di gas) e la Russia che, dopo il significativo calo dell'anno scorso, dovuto alle tensioni con l'Ucraina, ha visto aumentare del 6,3% le esportazioni totali verso i Paesi OCSE. Tale crescita rispecchia principalmente quella delle esportazioni 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**

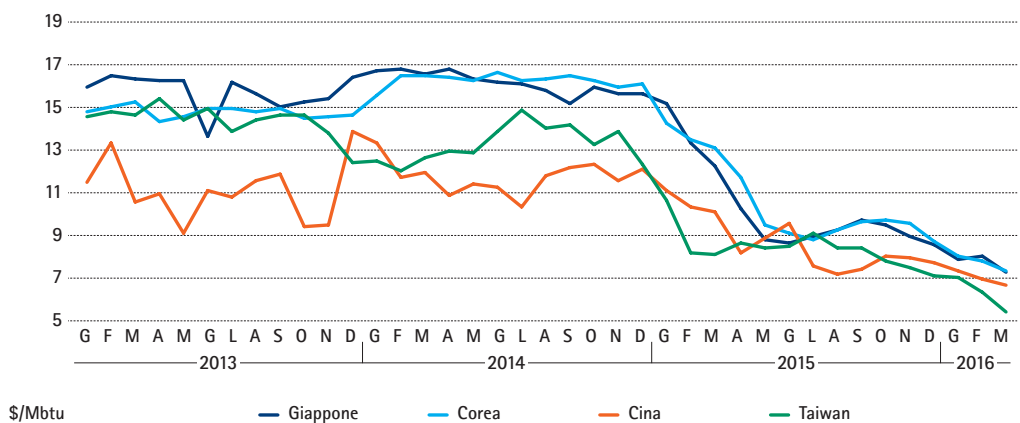
Confronto internazionale dei prezzi del gas \$/Mbtu



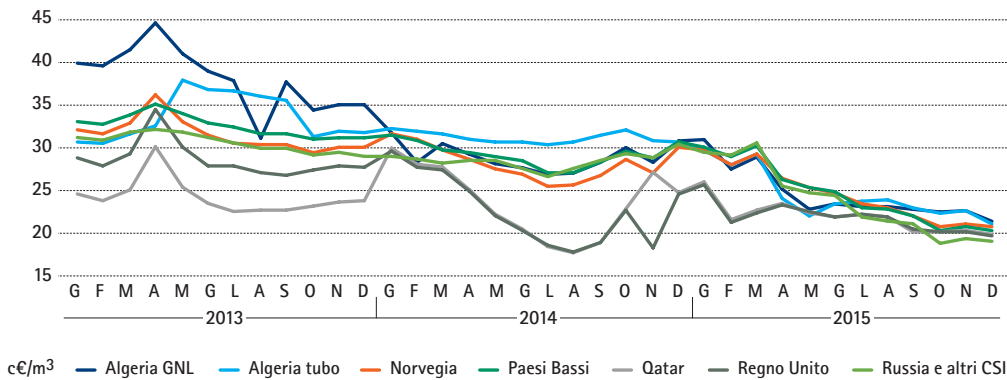
Fonte: Bloomberg e World Gas Intelligence.

**FIG. 1.5**

Prezzi del GNL nell'area asiatica \$/Mbtu



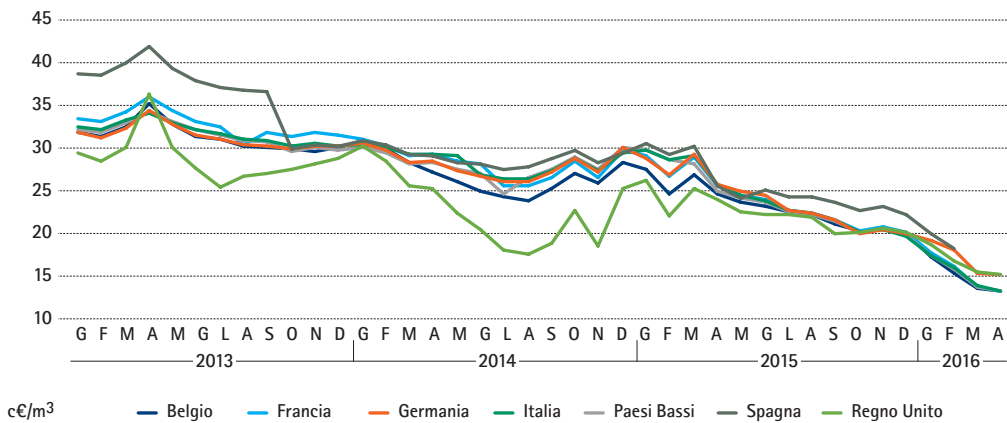
Fonte: World Gas Intelligence.



Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.6

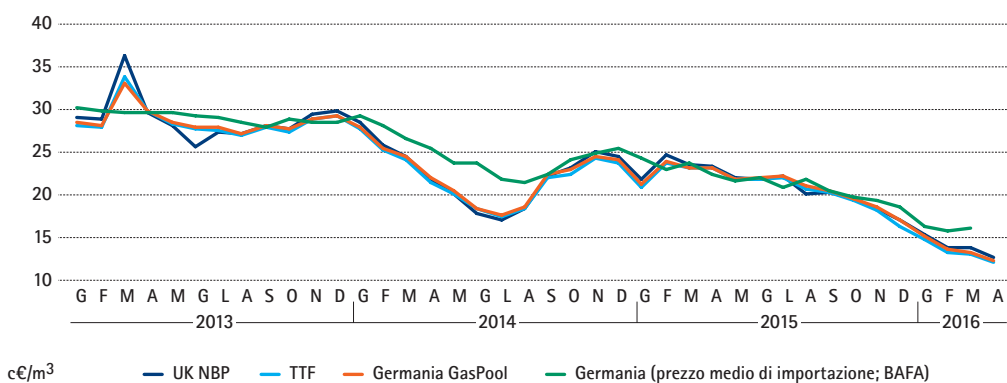
Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento  
c€/m<sup>3</sup>



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati World Gas Intelligence.

FIG. 1.7

Prezzo alla frontiera per Paese importatore  
c€/m<sup>3</sup>



Fonte: Platts e Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

FIG. 1.8

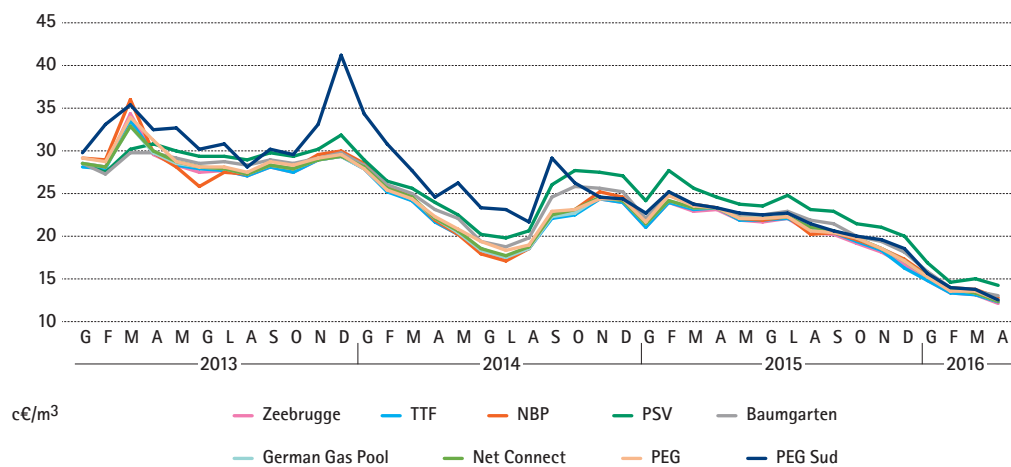
Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere  
c€/m<sup>3</sup>

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€/m<sup>3</sup> a 20,50 c€/m<sup>3</sup> (-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€/m<sup>3</sup>



Fonte: Platts.

nel corso dell'anno del 30%, passando da una media di 30,38 c€/m<sup>3</sup> a 21,21 c€/m<sup>3</sup>. 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€/m<sup>3</sup> a 19,03 c€/m<sup>3</sup>. Per l'Italia il prezzo medio alla frontiera è passato da 29,87 c€/m<sup>3</sup> a gennaio a 19,71 c€/m<sup>3</sup> 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€/m<sup>3</sup> nel 2014 a una di 21,11 c€/m<sup>3</sup> 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€/m<sup>3</sup> a una di 17,44 c€/m<sup>3</sup>, per arrivare a 12,50 c€/m<sup>3</sup> 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

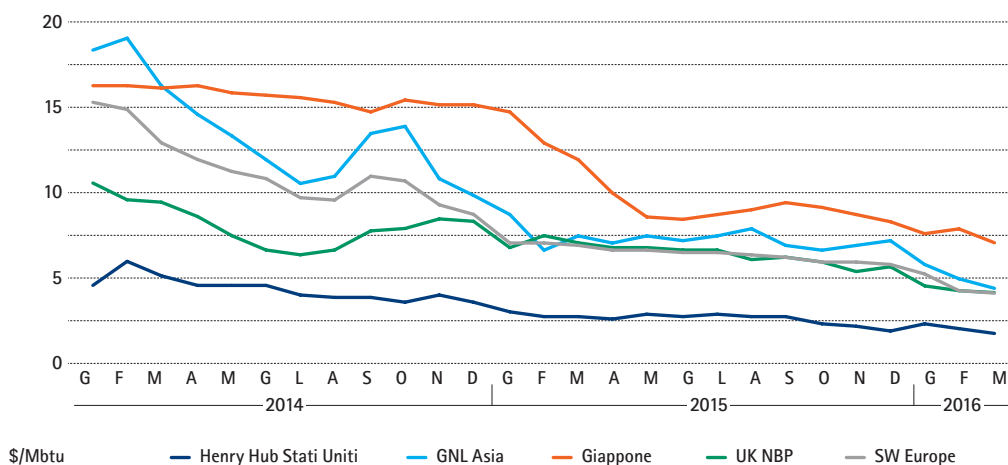
Commercio globale di GNL  
nel 2015  
Mt

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-Pacífico	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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> sono di ostacolo all'incremento della produzione di questo combustibile.

## Prezzo del carbone

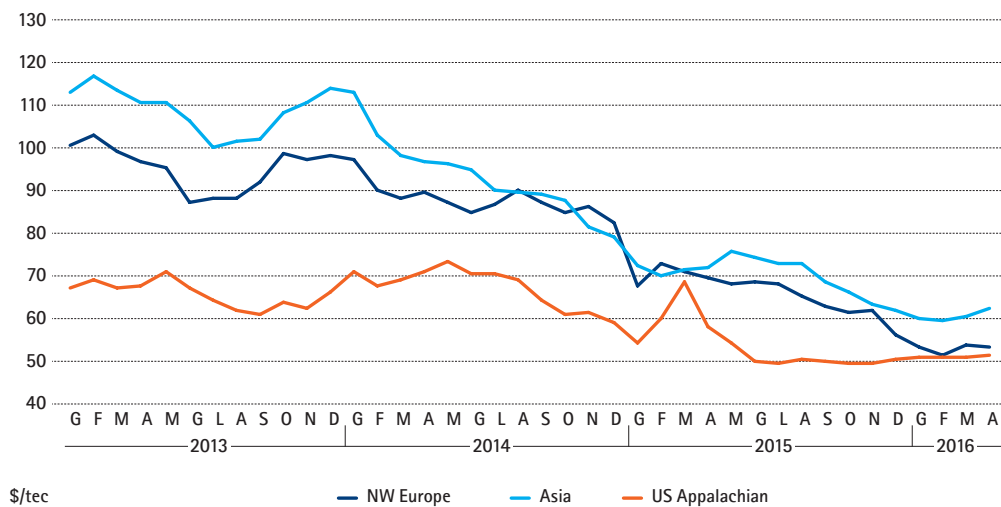
L'abbassamento dei prezzi del carbone, già iniziato nel 2014, è continuato nell'anno 2015, senza tuttavia intaccare il vantaggio rispetto ai prodotti petroliferi e al gas naturale. Per quanto riguarda le quotazioni nell'area Atlantica, la media annua nel 2015 è stata pari a 53,32 \$/tec, contro i 67,16 \$/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

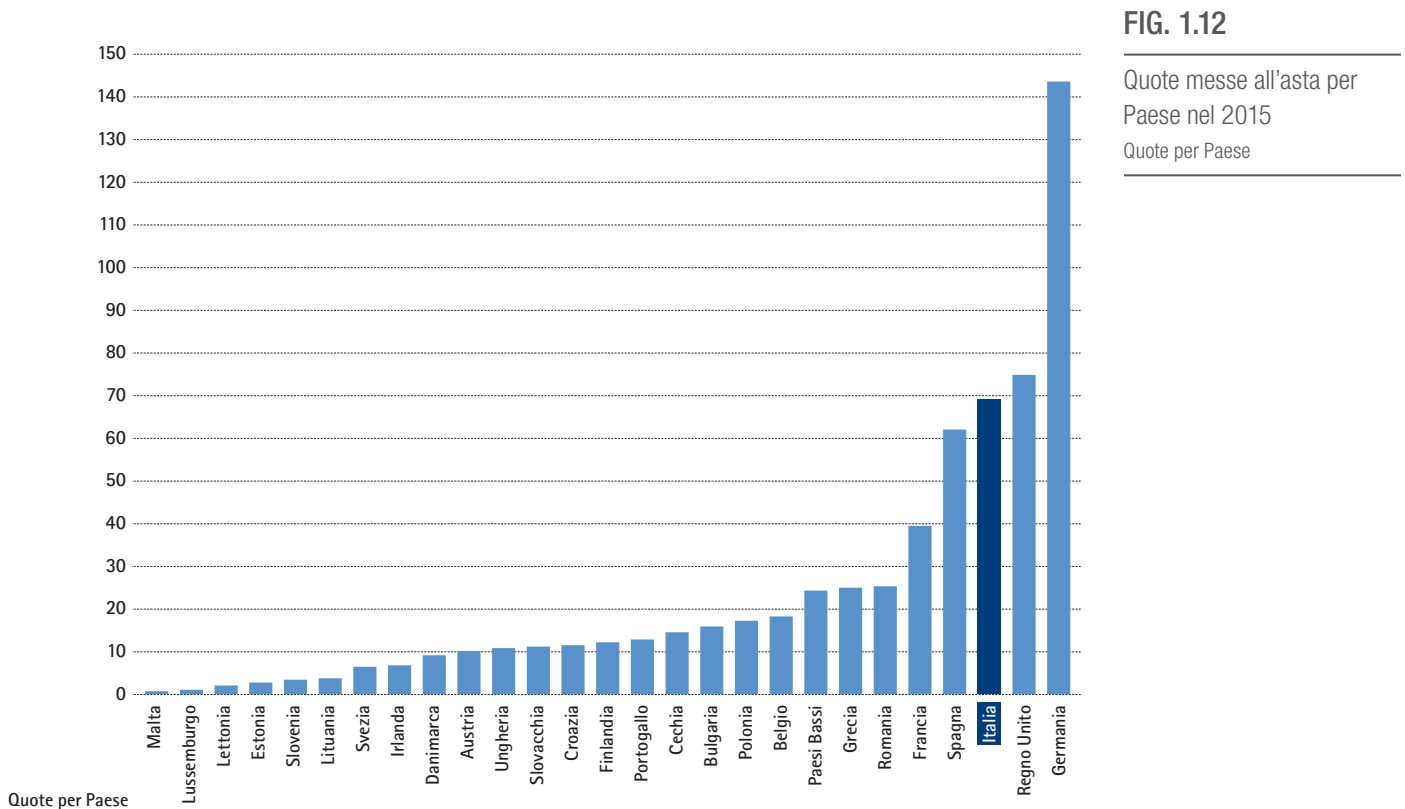
Nel mese di dicembre 2015 si è tenuta a Parigi la XXI sessione annuale della Conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (COP 21), nonché l'XI sessione della riunione delle parti del Protocollo di Kyoto. Il 12 dicembre 2015, 195 Paesi partecipanti hanno trovato un accordo per la riduzione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

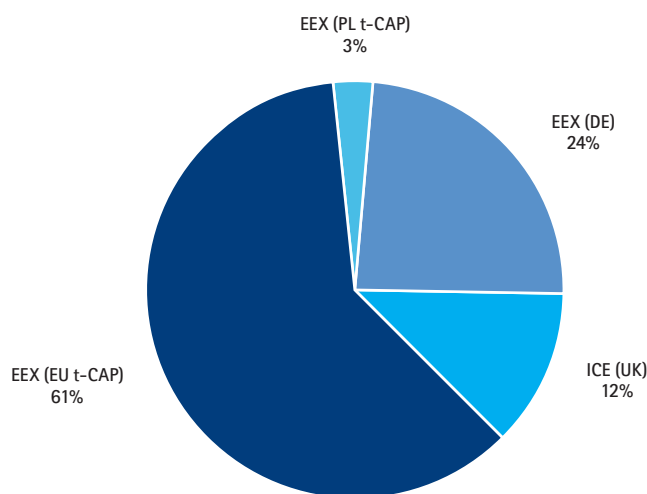
Nel corso del 2015 non vi sono state modifiche per quanto riguarda le piattaforme d'asta, che rimangono le stesse operative dal 2013: la piattaforma comune transitoria (EU t-CAP) e quella tedesca (EEX DE) gestite da EEX, e la piattaforma del Regno Unito (ICE UK) gestita da ICE<sup>2</sup>. La figura 1.13 mostra la ripartizione delle quote messe all'asta sulle diverse piattaforme.

<sup>2</sup> 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  
tCO<sub>2</sub>; €/tCO<sub>2</sub>

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
<b>TOTALE</b>	<b>11.207.500</b>	<b>7,04</b>

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/CE<sup>3</sup>. 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.

---

<sup>3</sup> 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

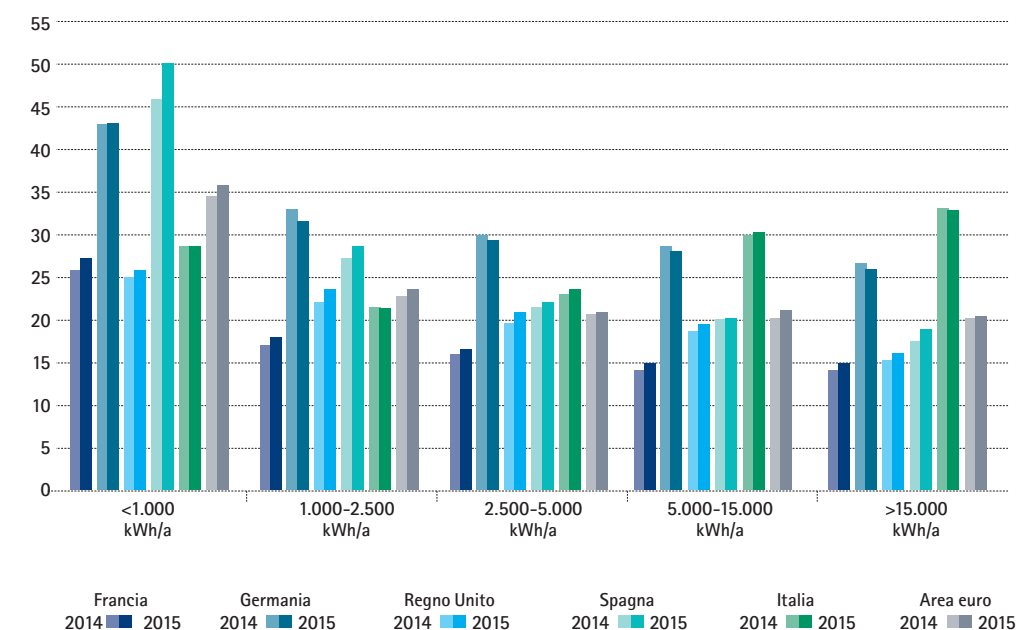
Come ormai da anni, i prezzi dell'energia elettrica per i consumatori domestici italiani si confermano inferiori ai prezzi mediamente praticati nell'Unione europea e nell'Area euro (cioè nell'insieme dei Paesi che adottano la moneta unica) per le prime due classi di consumo<sup>4</sup>, sia al netto 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.

<sup>4</sup> Comprendenti i consumi annui fino a 2.500 kWh/a.

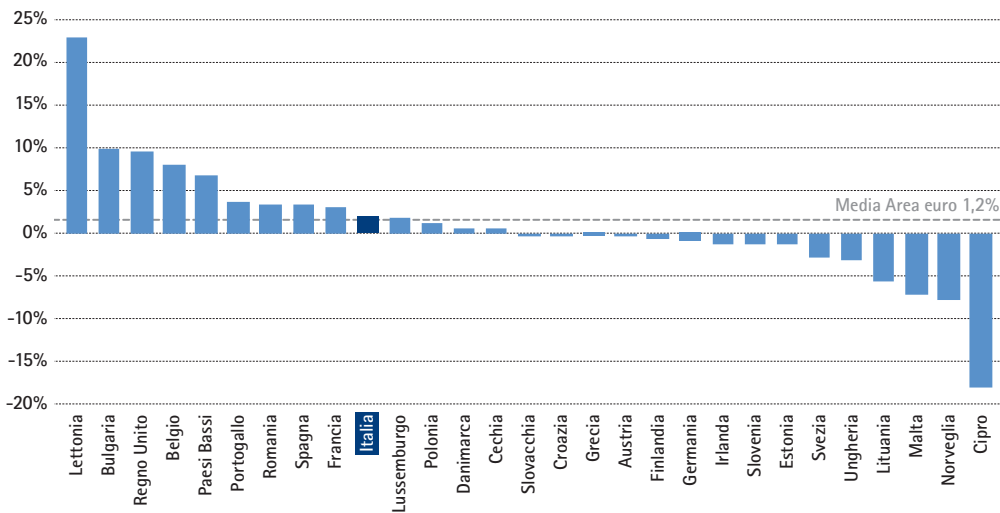


FIG. 1.15

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

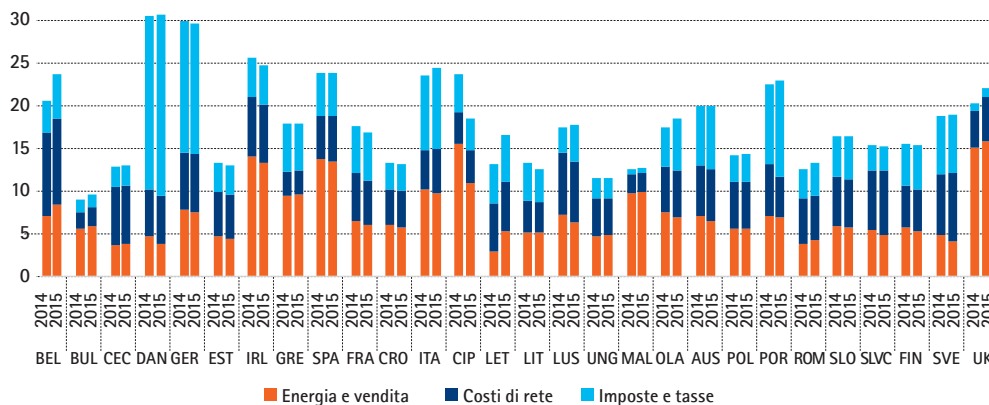


FIG. 1.16

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

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 europei<sup>5</sup>, 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

<sup>5</sup> 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 <sup>(A)</sup>	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

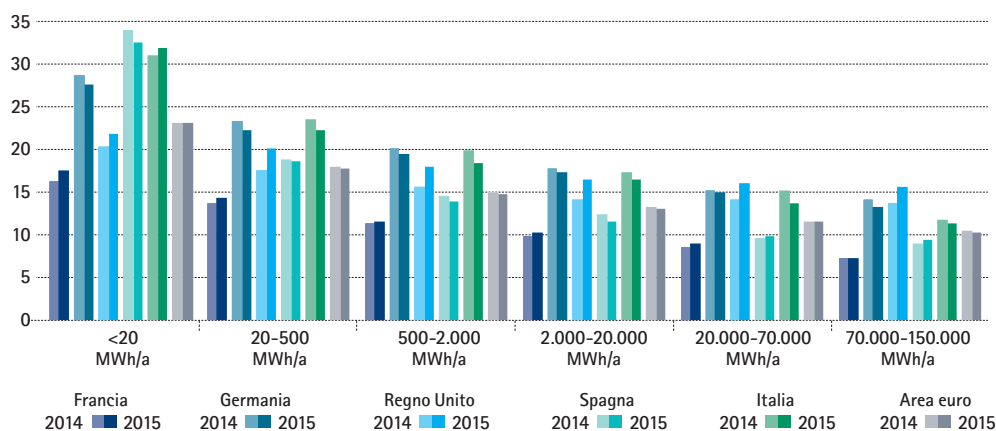
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

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

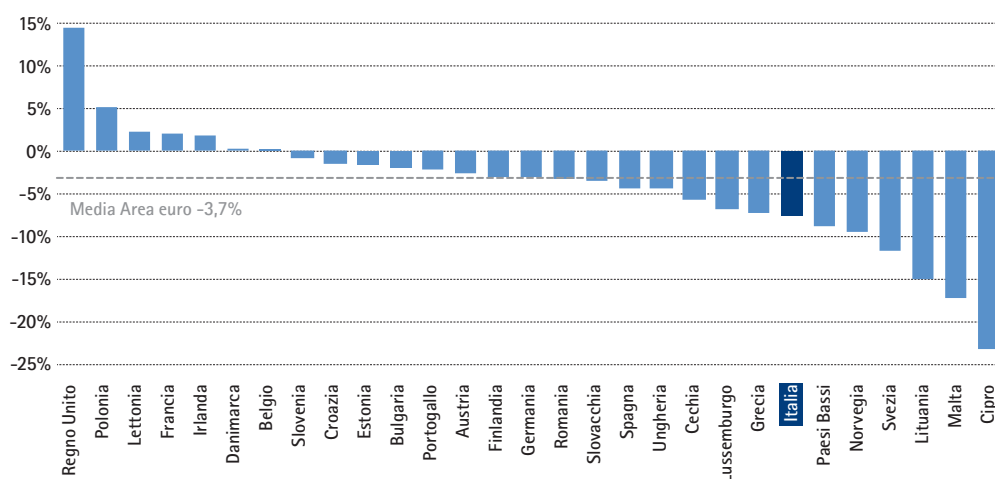


Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

**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€/kWh) 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€/kWh, tra i più alti in Europa (+13%), ancorché

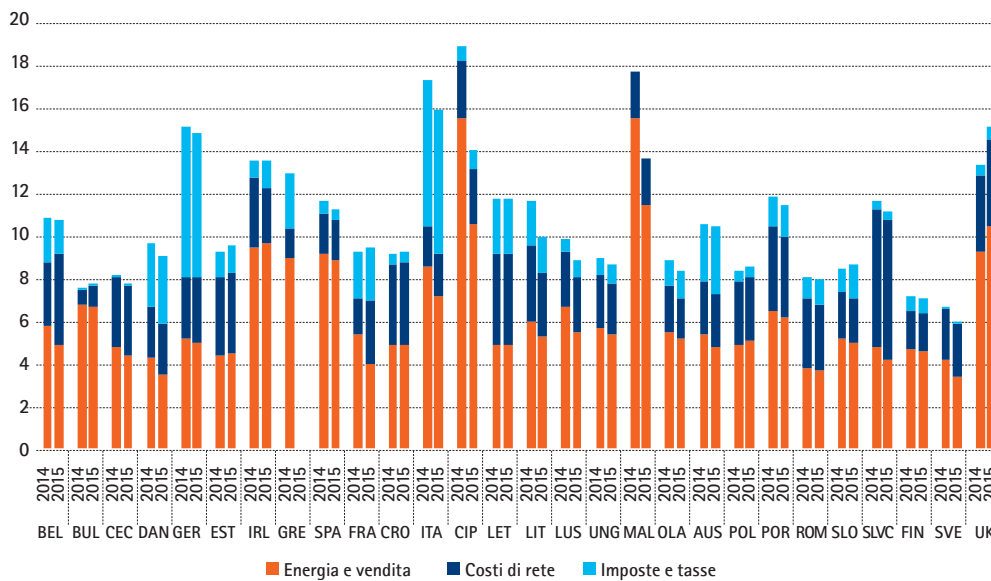


FIG. 1.19

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 m<sup>3</sup>, 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 m<sup>3</sup>), 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 m<sup>3</sup>, 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 un 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€/m<sup>3</sup>

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m <sup>3</sup> )					
	< 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 <sup>(A)</sup>	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.

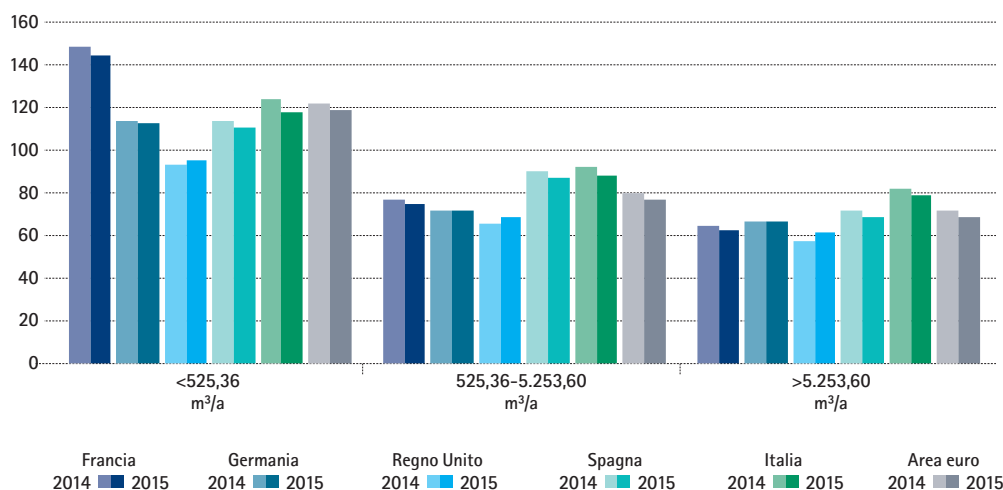


FIG. 1.20

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

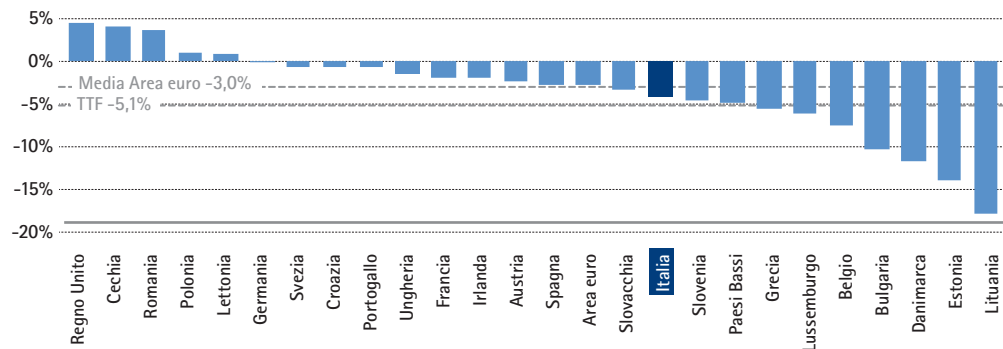
Prezzi al lordo delle imposte; c€/m<sup>3</sup>

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

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 m<sup>3</sup>



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 m<sup>3</sup>) 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 m<sup>3</sup>) 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 m<sup>3</sup>.

Nel 2015, con riferimento alla classe con consumi compresi tra 2,63 e 26,27 M(m<sup>3</sup>)/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€/m<sup>3</sup>

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m <sup>3</sup> )									
	< 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 <sup>(A)</sup>	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.

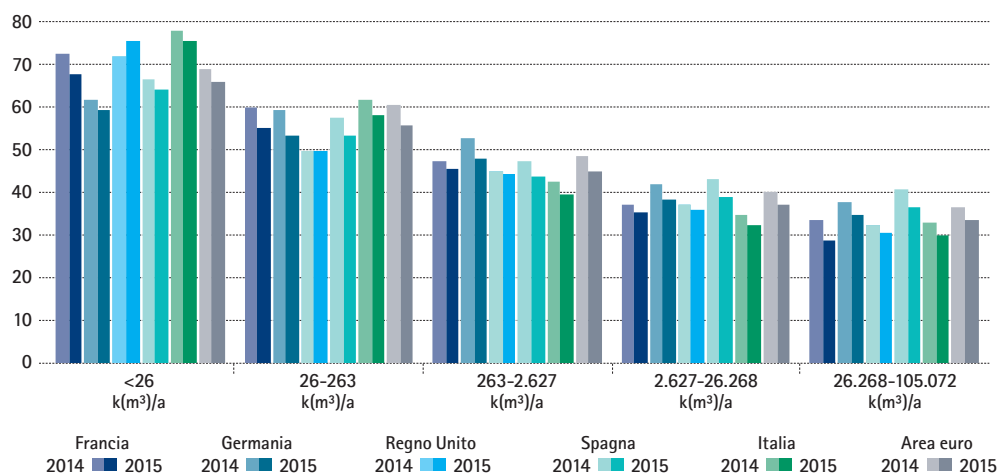


FIG. 1.22

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

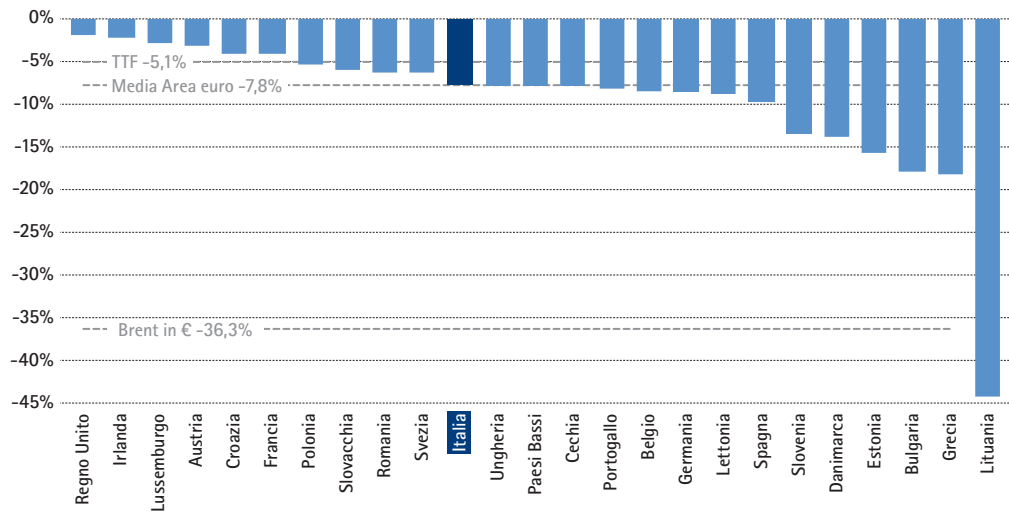
Prezzi al lordo delle imposte; c€/m<sup>3</sup>

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

FIG. 1.23

Variatione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali

Variatione percentuale 2015-2014 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 M(m<sup>3</sup>)



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 <sup>(A)</sup>	TOTALE	
<b>ANNO 2015</b>							
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
<b>ANNO 2014</b>							
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, eolica), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.

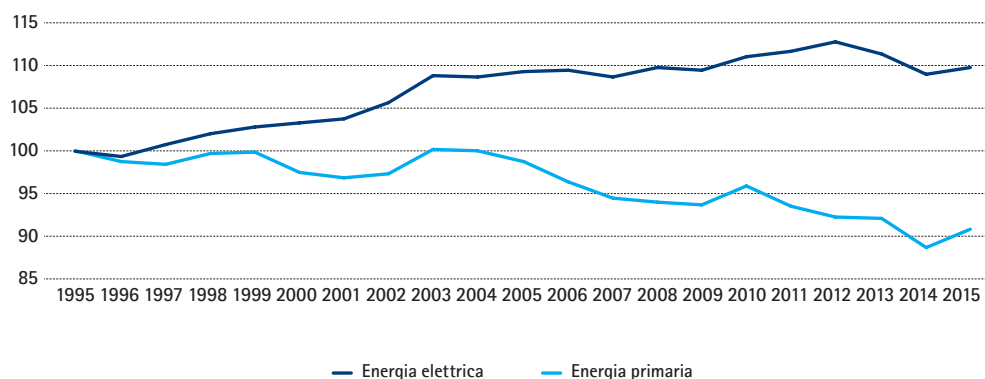
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

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

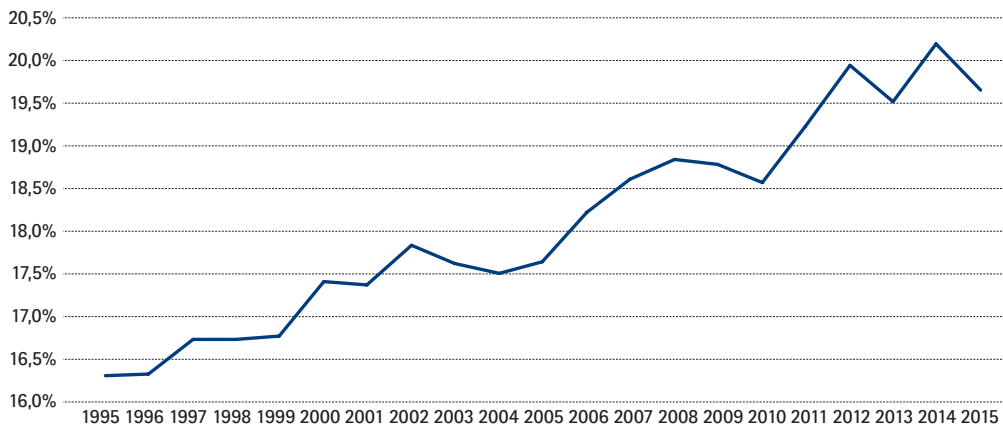
dell'agricoltura e dei trasporti, segnale di un'economia in ripartenza. Si conferma l'interesse per il GPL uso autotrazione, che ha visto aumentare i consumi del 5,8%.

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

	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.

## TAV. 2.1

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

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 sé<sup>1</sup>. 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 <sup>(A)</sup>									50,8
Esportazioni <sup>(A)</sup>									4,5
Perdite di rete <sup>(A)</sup>									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.

<sup>1</sup> 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 GAUDI 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, Emmedue, 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 TWh<sup>2</sup>, 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
<b>PRODUZIONE TOTALE</b>	<b>302.570</b>	<b>299.276</b>	<b>289.803</b>	<b>279.829</b>	<b>282.038</b>

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Terna.

<sup>2</sup> Dato provvisorio di Terna.

	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.

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
<b>TOTALE</b>	<b>12.633</b>	<b>107.067</b>	<b>261,5</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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/A<sup>3</sup>, e che non hanno risposto all'Indagine annuale alla data di chiusura

## TAV. 2.4

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

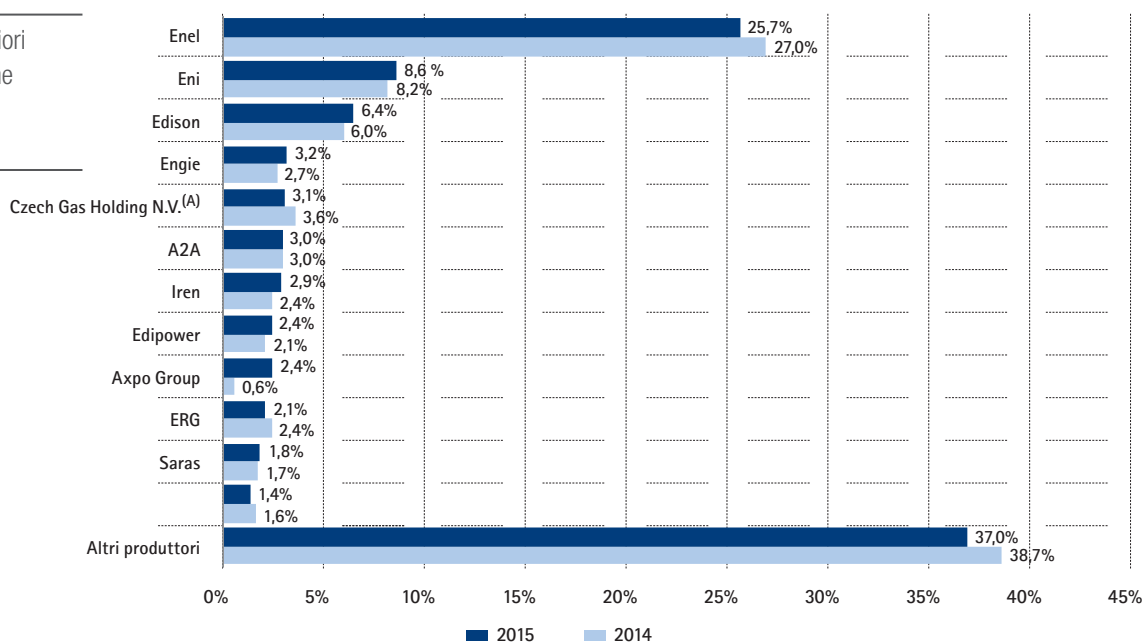
## TAV. 2.5

Produttori, impianti e generazione nel 2015 per fonte

<sup>3</sup> 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 Herfindahal-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

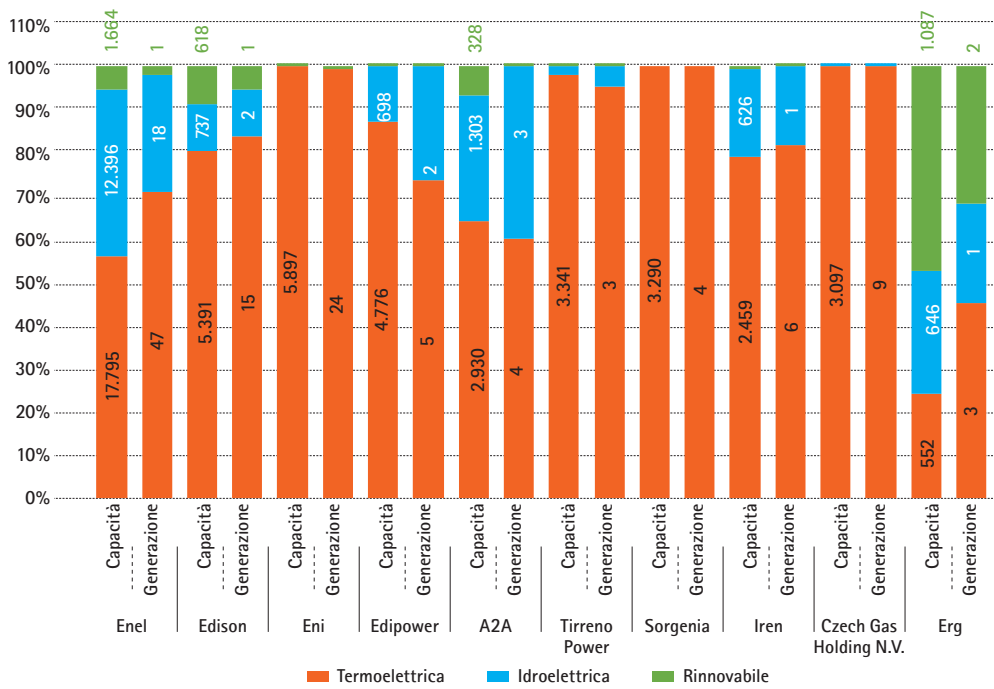


FIG. 2.2

Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2015  
Capacità in MW; generazione in TWh

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

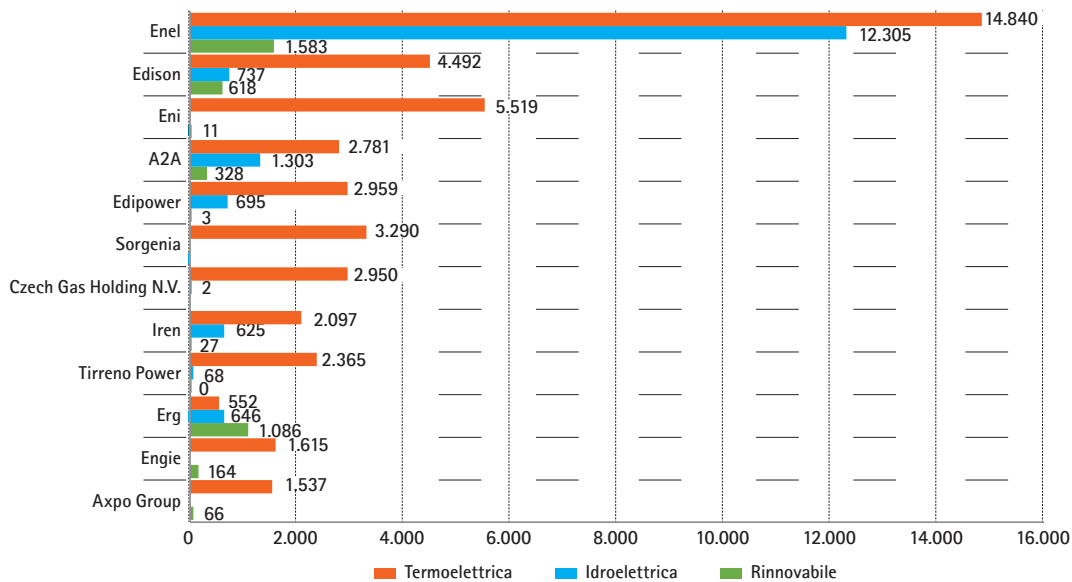


FIG. 2.3

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% lussemburghese<sup>4</sup>. 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

<sup>4</sup> 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 <sup>(A)</sup>	GAS NATURALE	ALTRE FONTI <sup>(B)</sup>
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
<b>TOTALE</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

(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, BIOLIQUIDI 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
<b>TOTALE</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

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 bioenergie<sup>5</sup> (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.

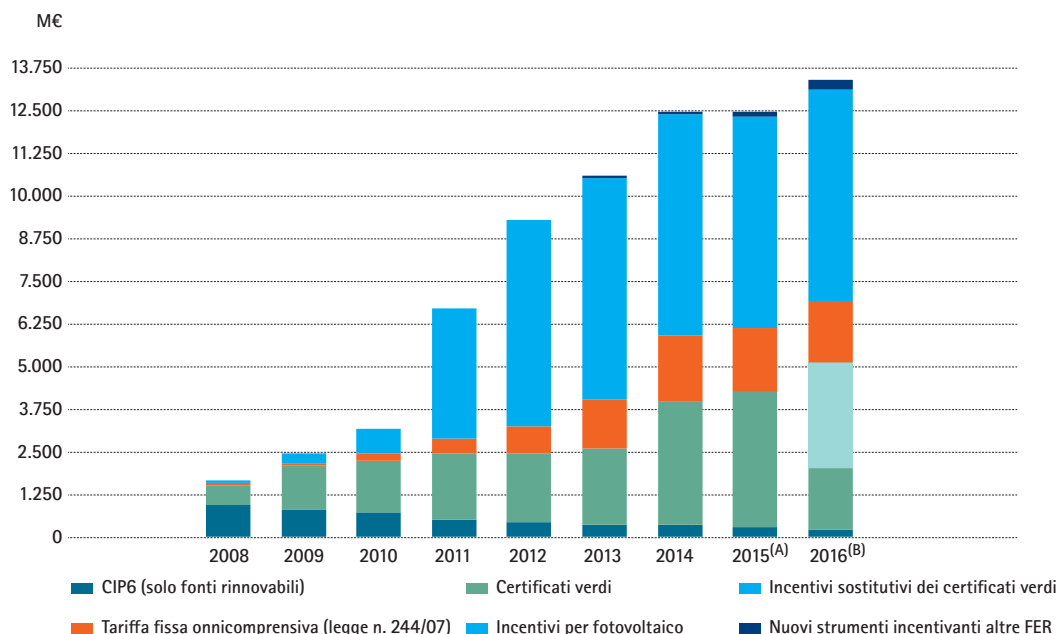
La Lombardia e la Basilicata sono le regioni che mostrano il più basso livello di concentrazione nella generazione elettrica (il C3 è su valori del 31%).

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

<sup>5</sup> 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 Umbria<sup>6</sup>.

### 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*)<sup>7</sup> 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 2012<sup>8</sup>. A decorrere dall'1 gennaio 2016 i certificati verdi sono sostituiti da strumenti incentivanti di tipo *feed in premium*<sup>9</sup> 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.

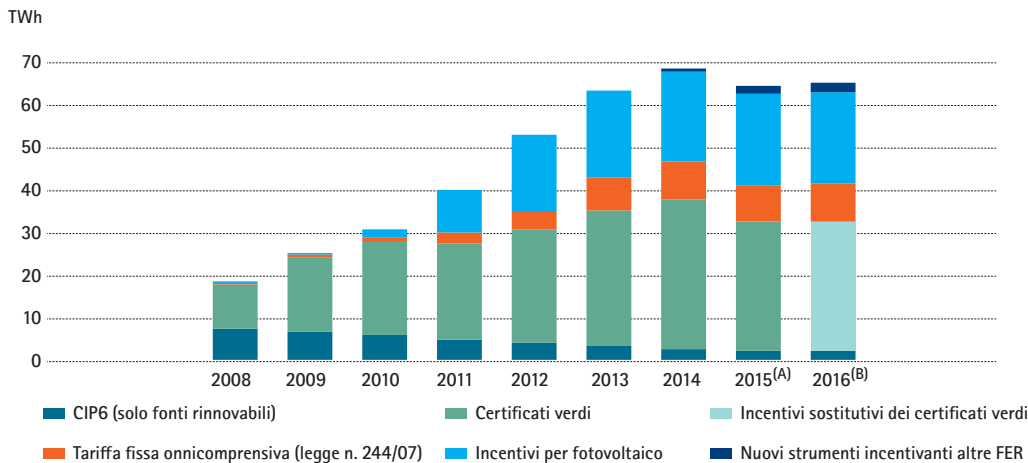


FIG. 2.5

Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante

TWh

(A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GSE.

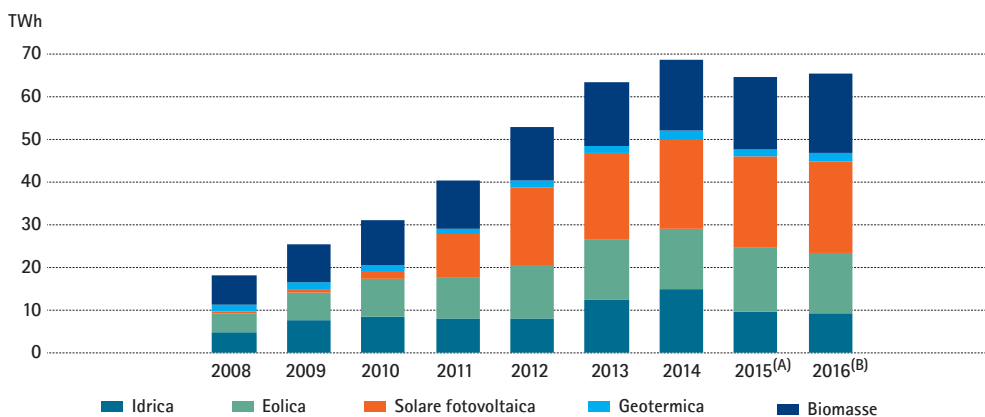


FIG. 2.6

Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte

TWh

(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

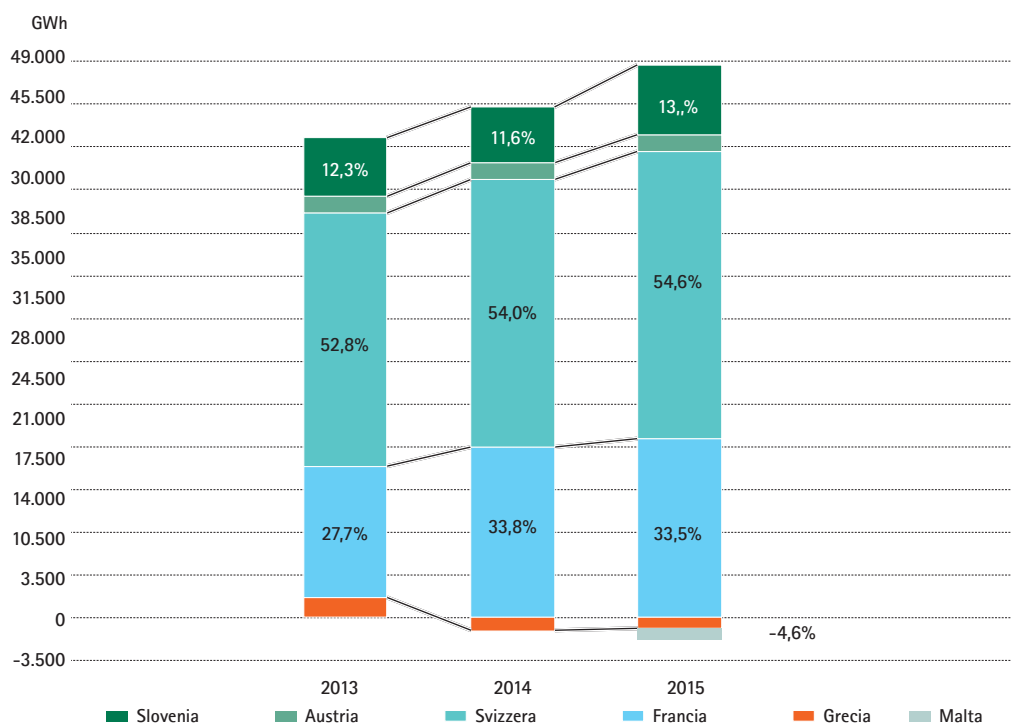
rinnovabili. La figura 2.4 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili - secondo lo schema indicato nei punti precedenti - espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

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 A<sub>3</sub>.

La componente tariffaria A<sub>3</sub>, 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 Valcanale<sup>10</sup>. 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.E.L.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.E.L.F., cambiando il nome della società in Rete. Con l'incorporazione di S.E.L.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.E.L.F. che già facevano parte della RTN.

	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
<b>TOTALE LINEE AD ALTA TENSIONE</b>	<b>64.649</b>	<b>64.472</b>	<b>64.628</b>	<b>64.926</b>	<b>72.767</b>
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
<b>TOTALE LINEE A CORRENTE CONTINUA</b>	<b>131.364</b>	<b>131.010</b>	<b>131.322</b>	<b>131.918</b>	<b>147.600</b>
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
<b>TOTALE STAZIONI</b>	<b>263.198</b>	<b>262.504</b>	<b>263.135</b>	<b>264.334</b>	<b>296.057</b>

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di TERNA.

### TAV. 2.9

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

<sup>10</sup> 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'estero

MW; capacità nelle ore di picco (dalle 7:00 alle 23:00)

CONFINE	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
<b>TOTALE IMPORTAZIONE</b>	<b>8.935</b>	<b>8.935</b>	<b>8.935</b>	<b>7.205</b>	<b>7.205</b>	<b>7.405</b>
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
<b>TOTALE ESPORTAZIONE</b>	<b>4.065</b>	<b>4.065</b>	<b>4.065</b>	<b>3.510</b>	<b>3.510</b>	<b>3.510</b>

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 prestiti<sup>11</sup>, è sempre rimasta costante, tra i soci con quote superiori al 2% si sono avvicinati *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'Île, 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

<sup>11</sup> 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'autorizzazione<sup>12</sup> 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

<sup>12</sup> 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
<b>TOTALE</b>	<b>100,0</b>

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 gruppo<sup>13</sup>. 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 *multitutility* 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.

<sup>13</sup> 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.

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%
<b>TOTALE</b>	<b>100%</b>	<b>281,6</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

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

### TAV. 2.13

Ripartizione delle imprese che distribuiscono energia elettrica per classi di addetti

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI <sup>(A)</sup>
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
<b>ITALIA</b>	<b>861.463</b>	<b>389.961</b>	<b>952</b>	<b>-</b>

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

### TAV. 2.14

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2015  
km

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 Selnet 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
<b>TOTALE</b>	<b>59.111</b>	<b>29.355</b>	<b>208.894</b>	<b>7.453</b>	<b>268.004</b>	<b>36.651</b>

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 di 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 settore<sup>14</sup>, 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

<sup>14</sup> 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
<b>TOTALE CLIENTI DOMESTICI</b>	<b>59.111</b>	<b>29.355</b>	<b>2.014</b>

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
<b>TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI</b>	<b>208.860</b>	<b>7.450.490</b>

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 clienti<sup>15</sup>.

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 semplici<sup>16</sup>;
- 45 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi<sup>17</sup>;

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 <sup>(A)</sup>
Bassa tensione	304.435	7,7
Media tensione	1.469	18,5
<b>TOTALE</b>	<b>305.904</b>	<b>9,9</b>

(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 zionali ponderati per il valore degli acquisti zionali, 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 giornaliera, 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 antieconomici<sup>18</sup>. 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 discrete<sup>19</sup> 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 12:00<sup>20</sup> 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 zonale<sup>21</sup>; 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 sottofasi<sup>22</sup> 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 sessione<sup>23</sup>. 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*.

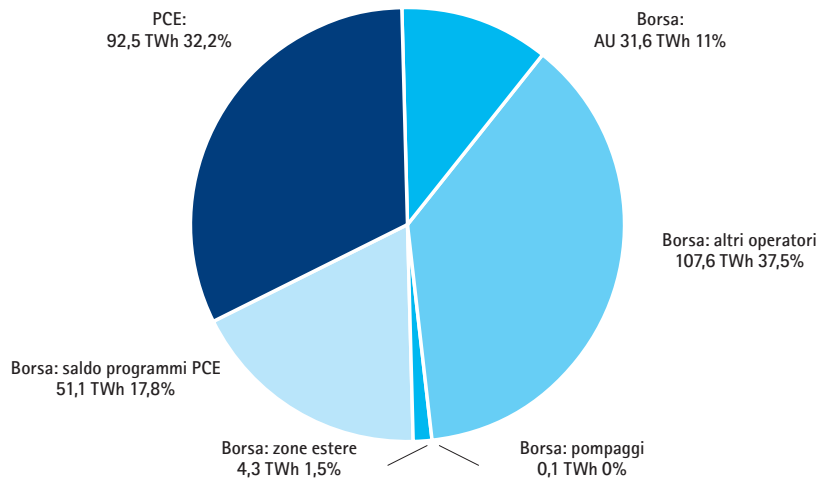


FIG. 2.8

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*)<sup>24</sup>.

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"<sup>25</sup>.

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

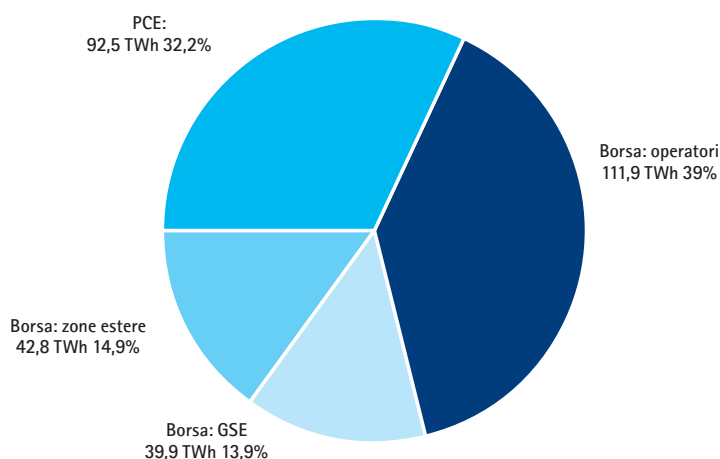
Nel 2015 la quantità di energia elettrica acquistata sull'MGP nel Sistema Italia è stata pari a 287,2 TWh, in crescita dell'1,8% rispetto al 2014 (282 TWh), invertendo il trend decrescente in atto dal 2010 al 2014. A livello zonale, tale aumento appare particolarmente consistente al Sud (+12,57%), al 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%).

<sup>24</sup> 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.

<sup>25</sup> 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 PCE<sup>26</sup>, calata a 51 TWh (-23,2%) (Fig. 2.8).

### Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

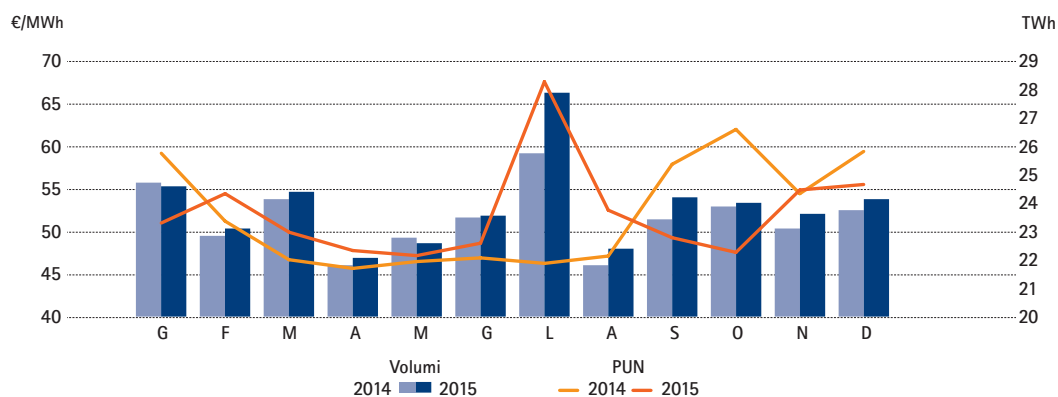
Sul lato dell'offerta, l'aumento dei volumi venduti in Borsa nel 2015 è da ricondursi principalmente alla crescita delle importazioni, che hanno raggiunto 42,8 TWh segnando un aumento del 19% sull'anno precedente. La crescita delle importazioni è dovuta all'aumento

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

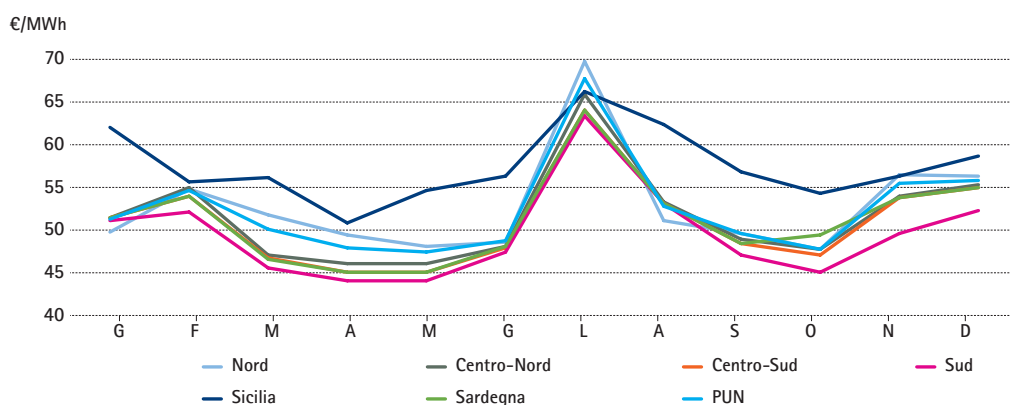
<sup>26</sup> Il saldo programmi della PCE consiste nella differenza tra gli sbilanciamenti a programma in immissione e prelievo, i quali a loro volta sono la differenza tra la posizione netta degli scambi registrati sulla PCE e, rispettivamente, le immissioni o i prelievi effettivamente registrati a 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 2016<sup>27</sup>. 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 analizzate<sup>28</sup>, 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

<sup>27</sup> Si veda il sito di Terna, News operatori del 25 maggio 2016.

<sup>28</sup> 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

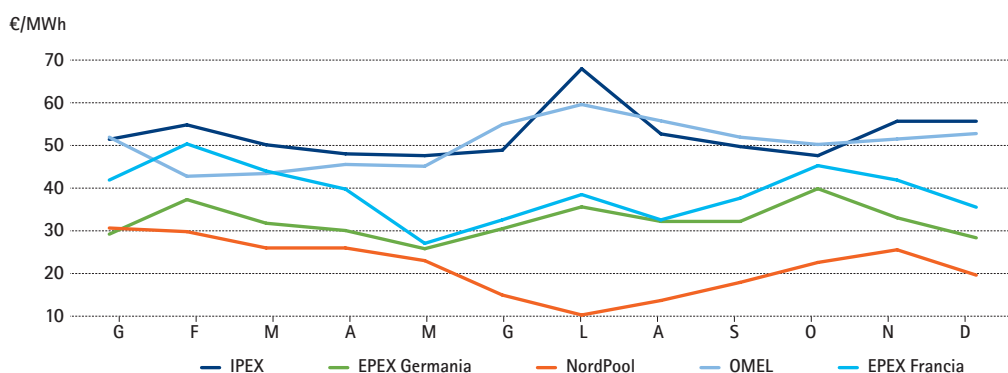
STATISTICHE	PERIODO <sup>(A)</sup>	AUSTRIA	FRANCIA	SVIZZERA	SLOVENIA
Ore di Import antieconomico (h)	Pre MC	18	58	46	0
	Post MC	1	3	108	2
Ore con prezzo uguale (h)	Pre MC	0	1	1	140
	Post MC	17	115	1	271
Media Import quando antieconomico (MWh)	Pre MC	220	1852	2034	0
	Post MC	10	95	1985	53
Media Import 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%<sup>29</sup>. La suddivisione di tale capacità tra i tre Paesi è bilanciata nettamente

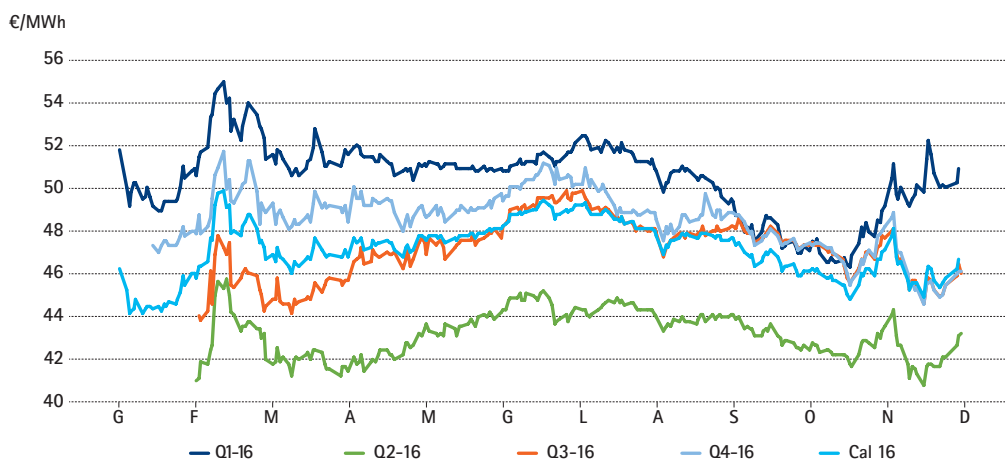
<sup>29</sup> Dato riferito a tutto il 2015.

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

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.



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

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'allocatione 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 allocatione esplicita della capacità su orizzonte mensile e annuale, che sussistono anche successivamente all'avvio del *market coupling*.

### 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

### FIG. 2.13

Andamento dei prodotti forward sul PUN scambiati su EEX nel 2015

€/MWh

### 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 (Tab. 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	IMPRESSE OPERANTI <sup>(A)</sup>	IMPRESSE 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 2015<sup>30</sup> (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.

<sup>30</sup> 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.

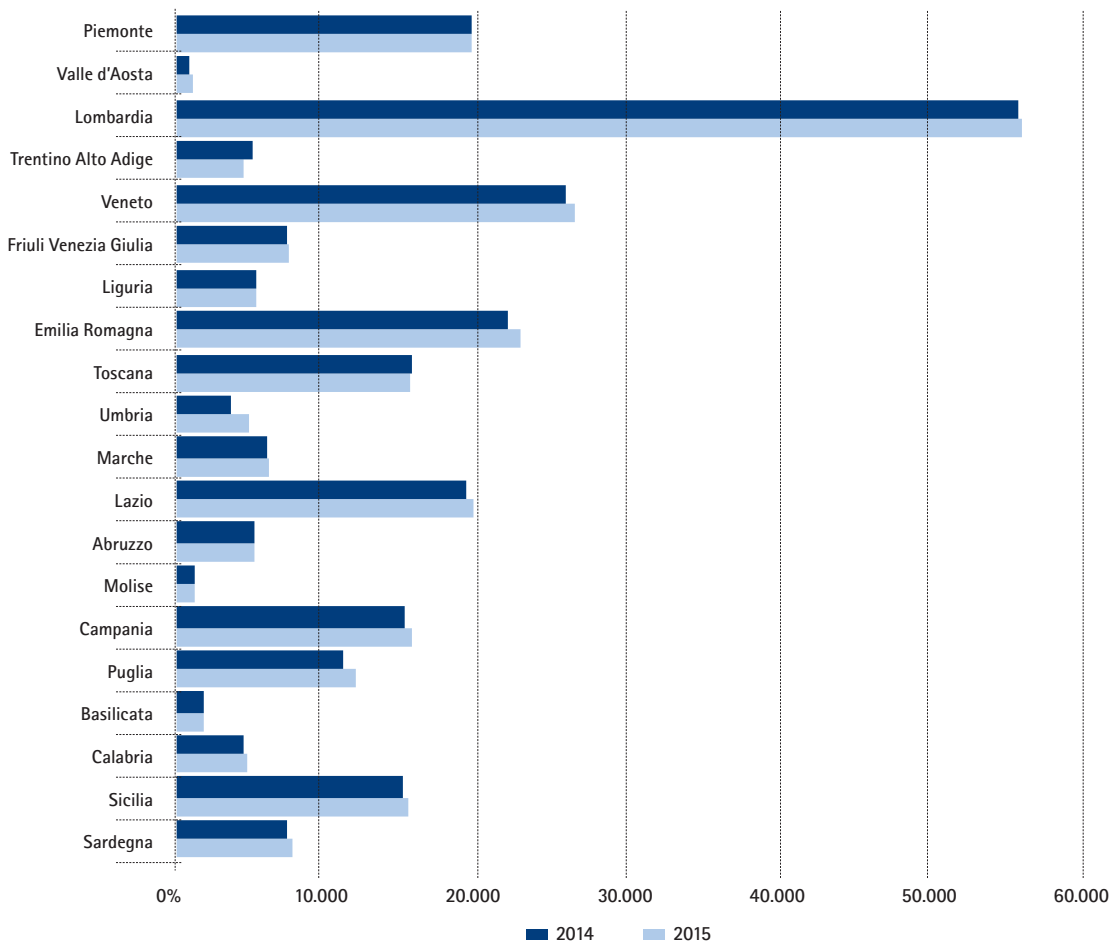
Come si è detto poco sopra, l'elettricità fornita sul mercato libero nel 2015 ha evidenziato un buon recupero: con 192,4 TWh venduti, infatti, il livello delle vendite è risalito del 3,1% tornando vicino a quello registrato nel 2011 (che fu di 196,3 TWh). Rispetto al 2011 il numero dei clienti complessivamente 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.

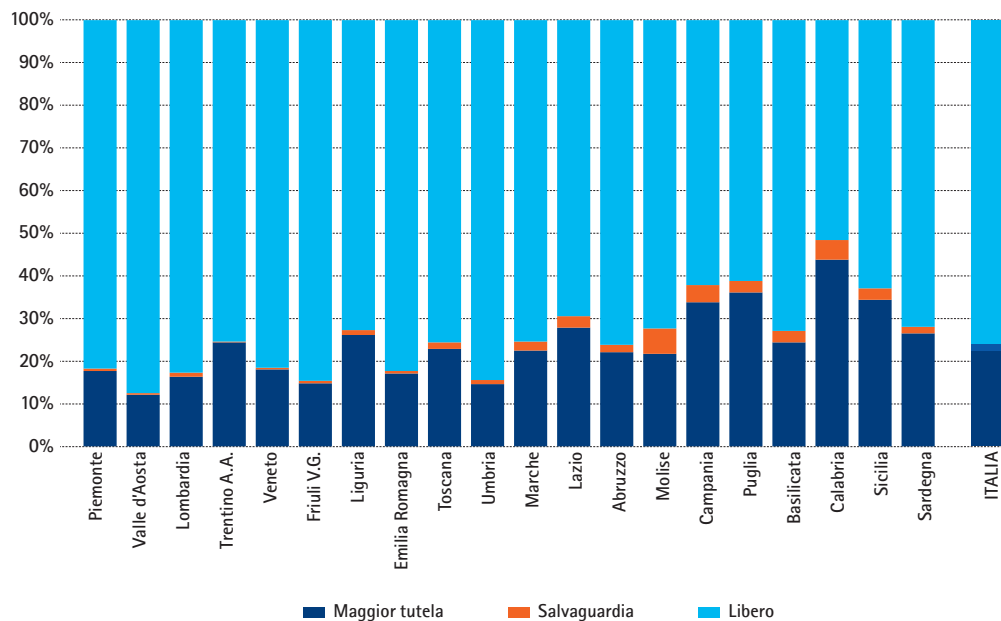
La distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Fig. 2.14) non evidenzia significativi mutamenti rispetto al 2014: la Lombardia rimane la regione con i consumi marcatamente più elevati e più che

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	-
<b>TOTALE</b>	<b>59.002</b>	<b>72.827</b>	<b>94.366</b>	<b>26.954</b>	<b>253.149</b>	<b>-</b>

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%
<b>TOTALE</b>	<b>24,2%</b>	<b>9,6%</b>	<b>27,6%</b>	<b>9,6%</b>

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

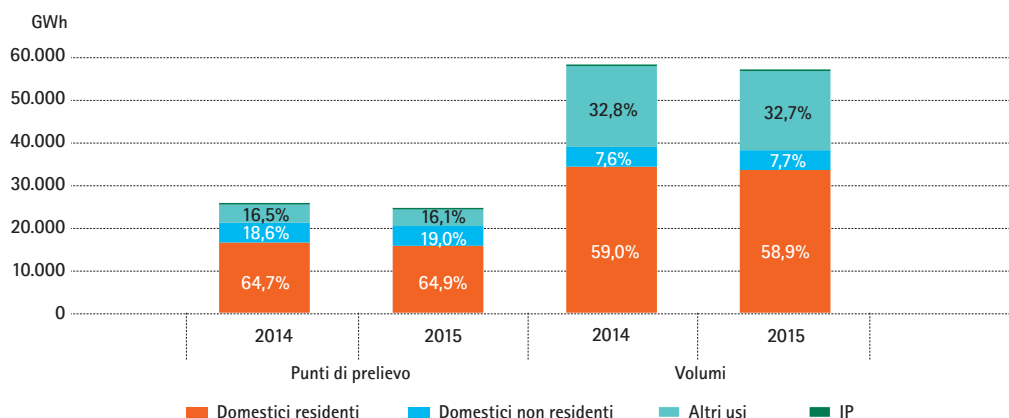
TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2014	2015	VARIAZIONE	2014	2015	VARIAZIONE
Domestici	38.626	37.946	-1,8%	21.203	20.306	-4,2%
Residenti	34.203	33.541	-1,9%	16.439	15.702	-4,5%
Non residenti	4.422	4.405	-0,4%	4.764	4.604	-3,4%
Illuminazione pubblica	314	362	15,2%	17	16	-6,4%
Altri usi	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 imprese<sup>31</sup> 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%
<b>TOTALE</b>	<b>56.911</b>	<b>100,0%</b>	<b>24.208</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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%
<b>TOTALE</b>	<b>56.911</b>	<b>100,0%</b>	<b>24.208</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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. 2.31

Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2015

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

### 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



## 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
<b>TOTALE DOMESTICI</b>	<b>37.946</b>	<b>100%</b>	<b>20.306</b>	<b>100%</b>	<b>1.869</b>

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

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
<b>ITALIA</b>	<b>33.541</b>	<b>15.702</b>	<b>4.405</b>	<b>4.604</b>	<b>37.946</b>	<b>20.306</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

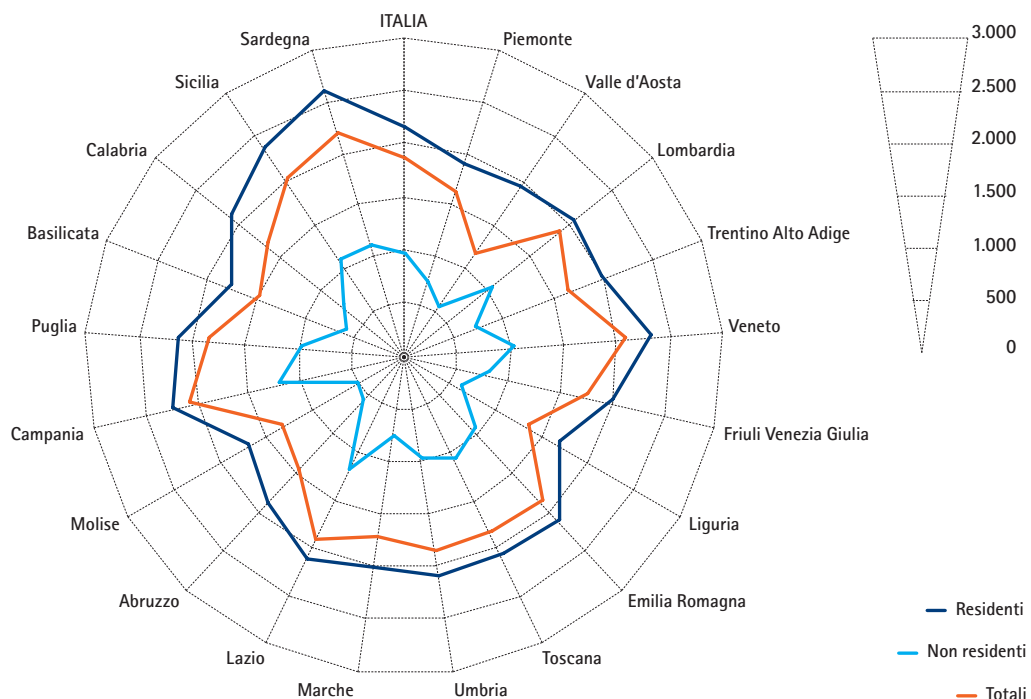
2015 è arrivata al 2,2% del totale dei clienti, ma nel 2010 era ancora pari al 65,9%. Diversamente da quanto è accaduto negli ultimi anni, nel 2015 il consumo medio unitario del cliente domestico è risalito, anche se di poco, a 1.869 kWh/anno (Tav. 2.33), dai 1.822 kWh registrati del 2014 (nel 2012 era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



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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
<b>TOTALE</b>	<b>37.946</b>	<b>20.306</b>	<b>1.869</b>

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
<b>TOTALE</b>	<b>9.888</b>	<b>3.622</b>	<b>2.730</b>	<b>8.715</b>	<b>264</b>	<b>32.950</b>	<b>18.603</b>	<b>3.887</b>

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
<b>ITALIA</b>	<b>9.888</b>	<b>3.622</b>	<b>8.715</b>	<b>264</b>	<b>18.603</b>	<b>3.887</b>

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

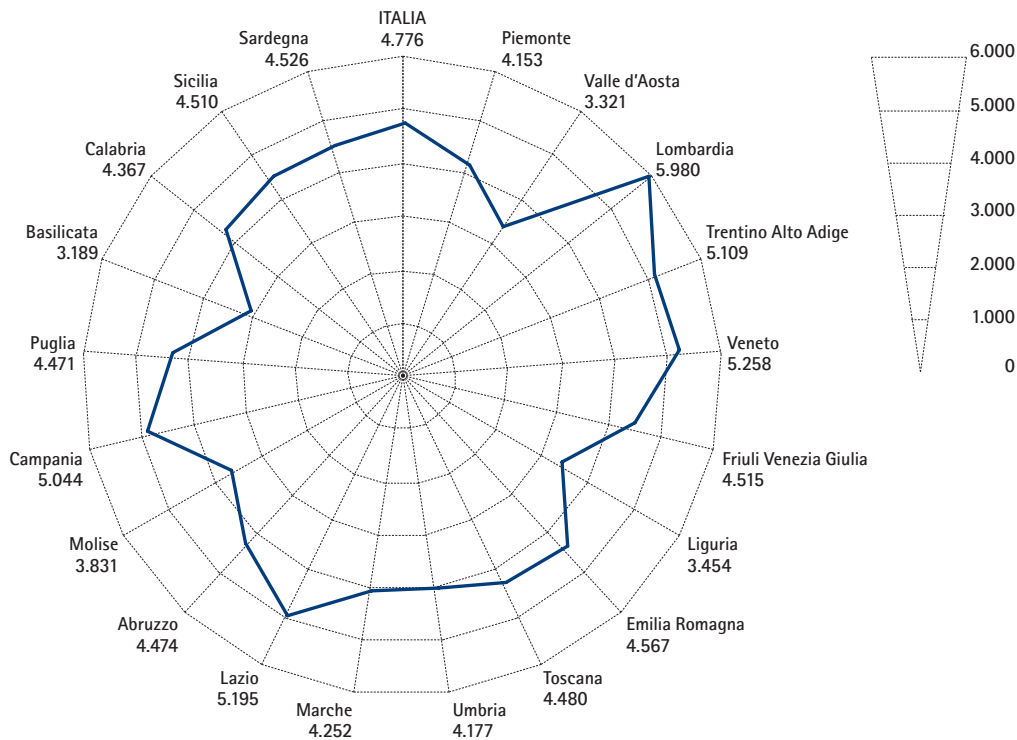


FIG. 2.18

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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
<b>TOTALE</b>	<b>362</b>	<b>1</b>	<b>16</b>	<b>1</b>	<b>23.241</b>

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 7,4% 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

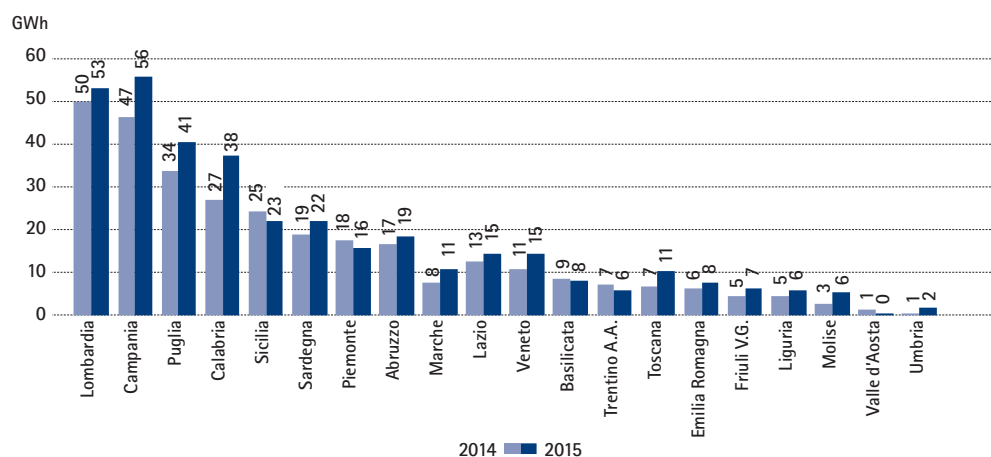
dell'illuminazione pubblica. I consumi medi delle diverse classi sono, naturalmente, molto differenziati.

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%	-
<b>TOTALE</b>	<b>56.911</b>	<b>100,0%</b>	<b>-</b>

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 *multitility* 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, Selnet 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 Selnet - 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 Selnet 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, Selnet effettuava solo la distribuzione di energia elettrica, mentre il servizio di maggior tutela era svolto, per conto di Selnet, 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) <sup>(A)</sup>	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
<b>TOTALE DOMESTICI</b>	<b>21.056</b>	<b>100,0%</b>	<b>9.377</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.246</b>
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
<b>TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL</b>	<b>3.313</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.522</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.177</b>

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%
<b>TOTALE DOMESTICI</b>	<b>21.056</b>	<b>100,0%</b>	<b>9.377</b>	<b>100,0%</b>

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
<b>TOTALE NON DOMESTICI</b>		<b>171.364</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.337</b>	<b>51.355</b>

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
<b>TOTALE NON DOMESTICI</b>	<b>171.364</b>	<b>5.610</b>	<b>3.337</b>	<b>62</b>

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 contratto<sup>32</sup> è cresciuto, in quanto lo scorso anno erano 1,3 milioni, ma la loro quota è rimasta sostanzialmente

<sup>32</sup> 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 servizi

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 servizi.

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 <sup>(A)</sup>	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%	-
<b>TOTALE VENDITORI NEL MERCATO LIBERO</b>	<b>192.420</b>	<b>100%</b>	<b>-</b>

(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 PosteEnergia; 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 venditori<sup>33</sup> 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

<sup>33</sup> 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(m<sup>3</sup>)

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%
<b>TOTALE BT</b>	<b>1.109</b>	<b>1.340</b>	<b>20,8%</b>	<b>67,6</b>	<b>77,5</b>	<b>14,7%</b>
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%
<b>TOTALE MT</b>	<b>2.027</b>	<b>2.337</b>	<b>15,3%</b>	<b>7,7</b>	<b>7,3</b>	<b>-5,0%</b>
Altri usi	117	141	20,6%	0,0	0,0	-2,8%
<b>TOTALE AT</b>	<b>117</b>	<b>141</b>	<b>20,6%</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>-2,8%</b>
<b>TOTALE SALVAGUARDIA</b>	<b>3.253</b>	<b>3.817</b>	<b>17,4%</b>	<b>75,2</b>	<b>84,8</b>	<b>12,7%</b>

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 asta<sup>34</sup>, 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

<sup>34</sup> 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.

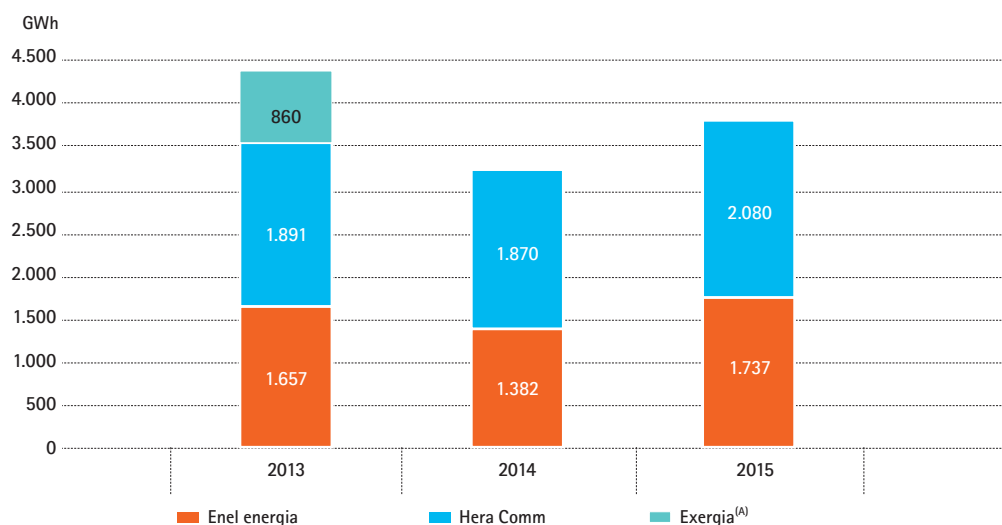
Per effetto della crescita dei relativi punti e volumi, la quota dell'illuminazione pubblica sull'intero mercato è salita dal 15% al 21% in termini di clienti e dal 9% al 12% in termini di volumi acquisiti. Gli usi industriali e commerciali hanno di conseguenza diminuito la loro importanza in questo 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 UC<sub>3</sub> e UC<sub>6</sub> 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 <sub>3</sub> e UC <sub>6</sub>	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 (espresse 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
<b>TOTALE CLIENTI DOMESTICI</b>	<b>59.002</b>	<b>29.683</b>	<b>207,07</b>	<b>96,42</b>

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
<b>TOTALE DOMESTICI</b>	<b>12</b>	<b>54</b>	<b>24</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>33,9</b>	<b>189,8</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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
<b>TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI</b>	<b>190.330</b>	<b>7.239</b>	<b>158,48</b>	<b>74,99</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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.

### TAV. 2.55

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

Prezzi minimo e massimo in €/MWh

### TAV. 2.56

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

Quantità di energia in GWh; prezzi in €/MWh

### 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 <sup>(A)</sup>	419	135	558	1.111
<b>TOTALE</b>	<b>21.869</b>	<b>17.739</b>	<b>22.157</b>	<b>61.765</b>

(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 2016<sup>35</sup>, 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'Istat<sup>36</sup>.

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 acquisita<sup>37</sup> 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.

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

<sup>36</sup> 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.

<sup>37</sup> 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 ELETTRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETTRICA REALE <sup>(A)</sup>	VARIAZIONE A 12 MESI
<b>2015</b>						
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%
<b>ANNO 2016</b>	<b>100,0</b>	<b>-1,2%</b>	<b>100,0</b>	<b>0,0%</b>	<b>100,0</b>	<b>-1,2%</b>
<b>2016</b>						
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%

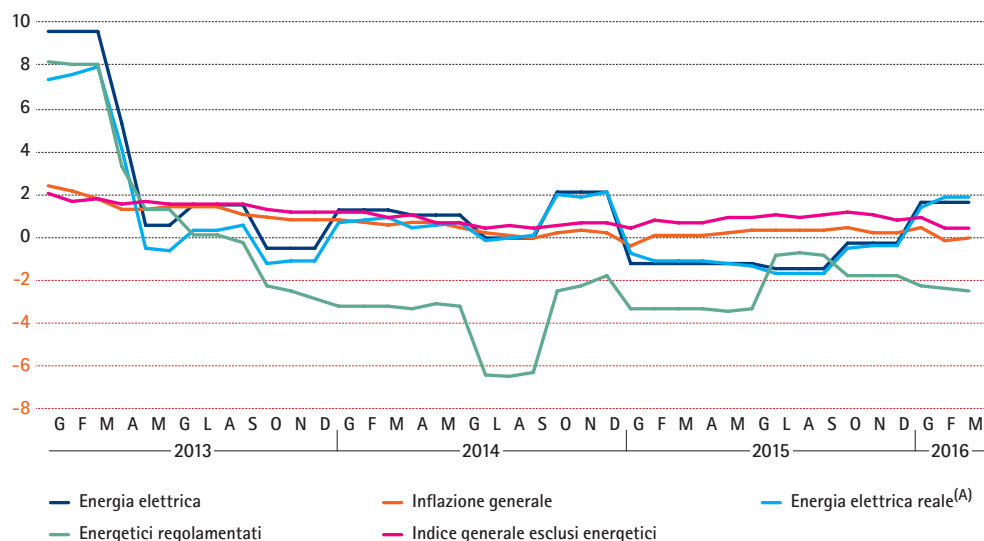
(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

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%).

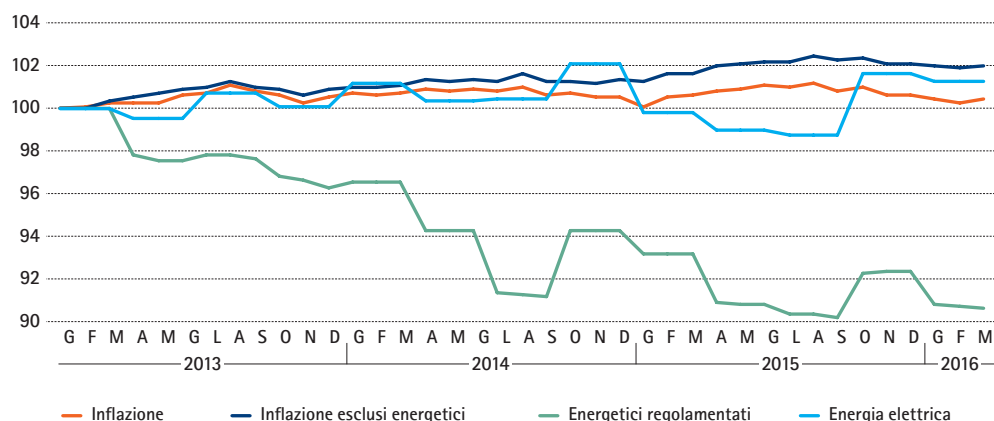


FIG. 2.22

Livello dei prezzi nell'ultimo triennio

Indici base gennaio 2013=100

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

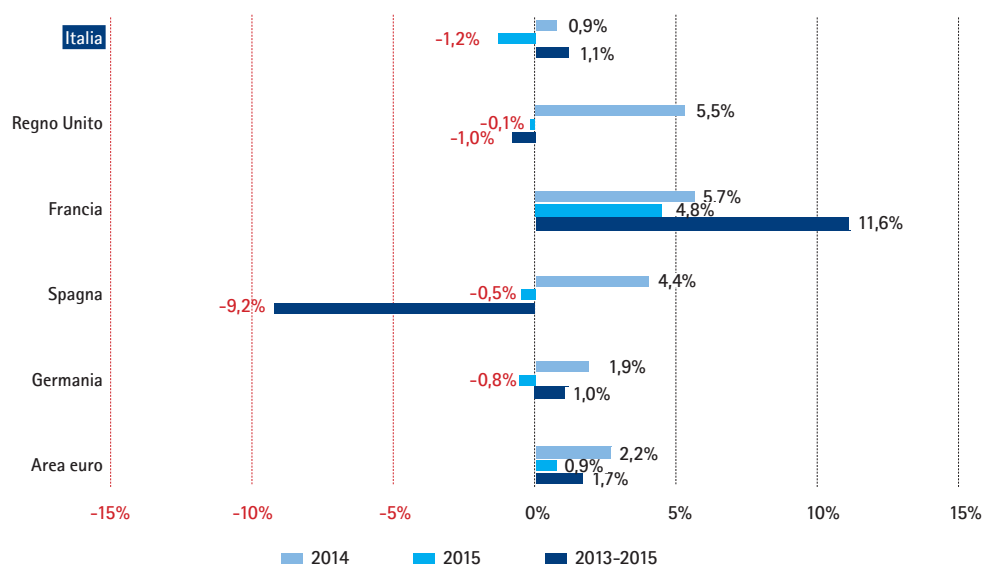


FIG. 2.23

Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali Paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2013-2015

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.

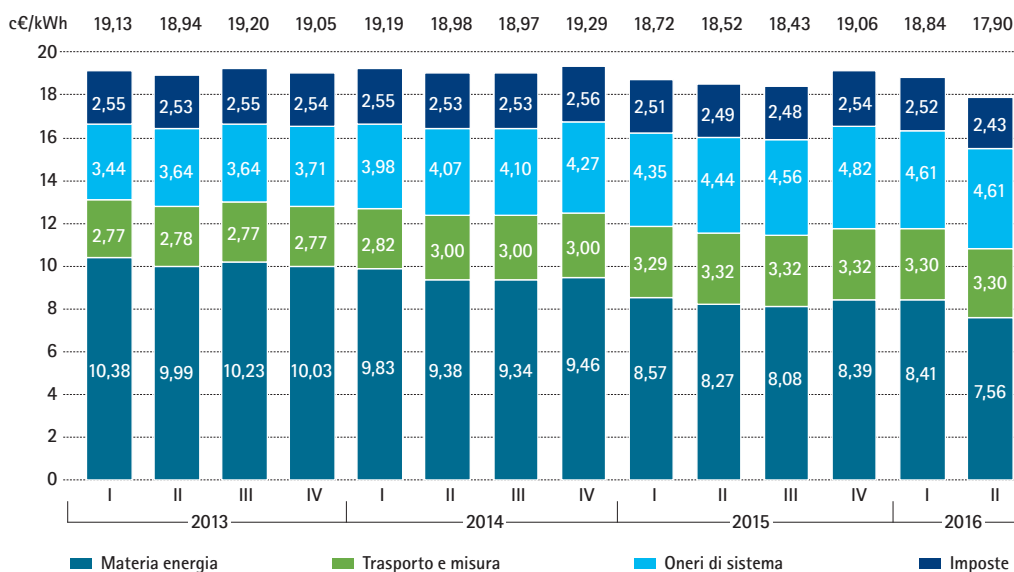
La crescita del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo

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**

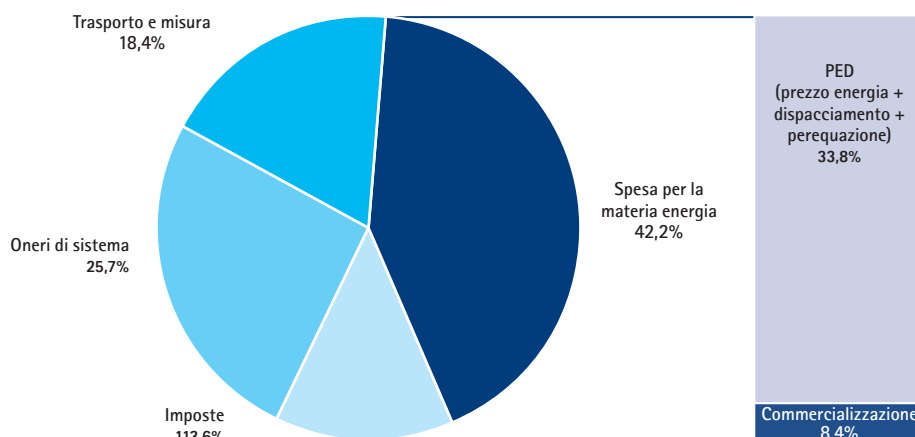
Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW  
c€/kWh; 2013-2016



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

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

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

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 A<sub>3</sub>, 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<sub>E</sub>, 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 UC<sub>3</sub> e UC<sub>6</sub>, 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 PPE<sub>1</sub> e PPE<sub>2</sub>);
- le voci relative alla commercializzazione (corrispettivi PCV e DISP<sub>BT</sub>).

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 A<sub>3</sub>. 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)<sup>(A)</sup>

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 controalmentata 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.

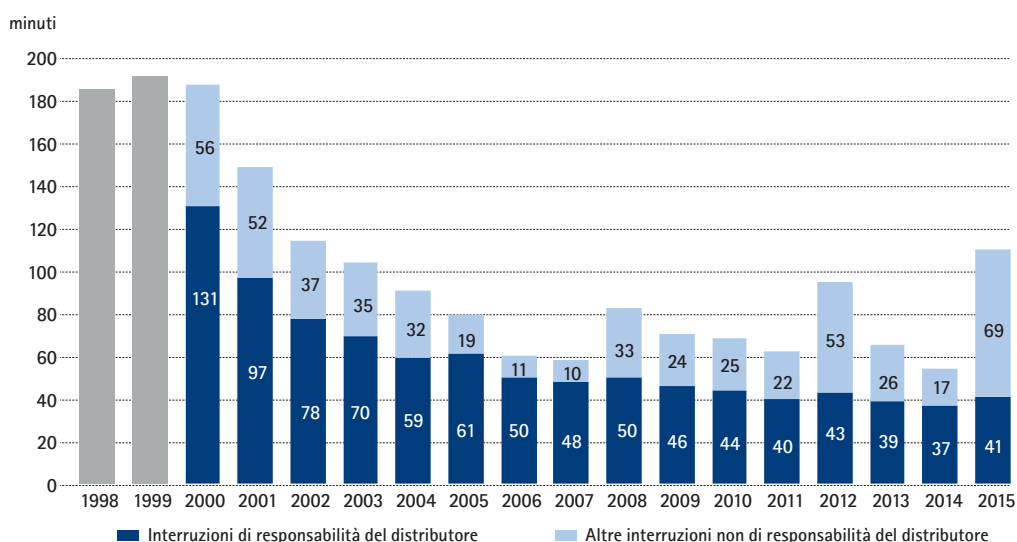
Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2015, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 41 minuti a livello nazionale (Fig. 2.26 e Fig. 2.28), e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (di durata compresa tra un 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<sup>(A)</sup>; 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.

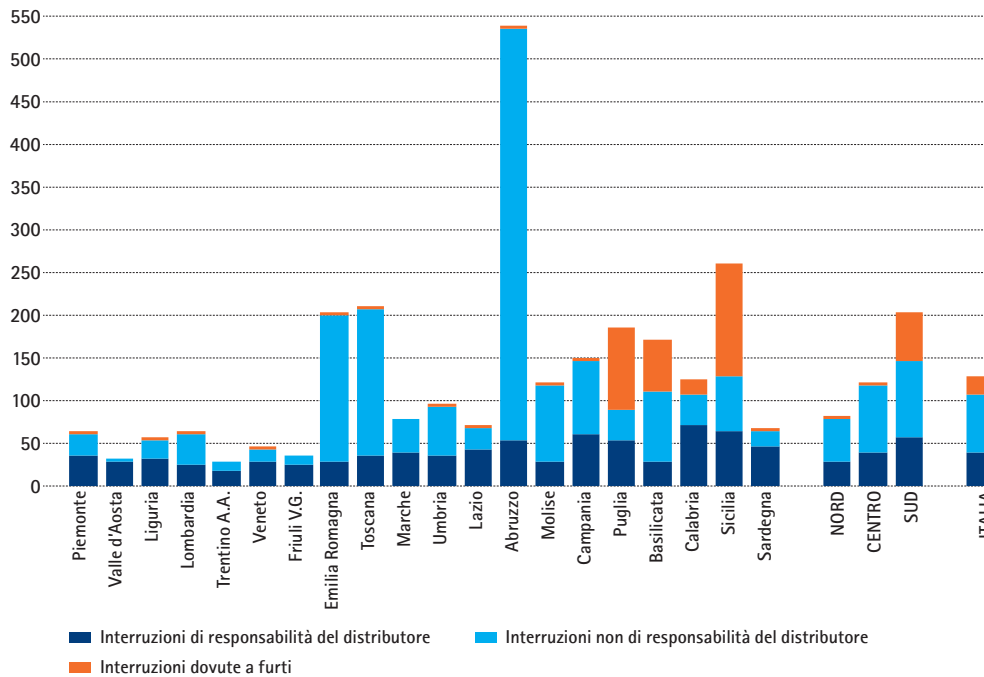


FIG. 2.27

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

(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.

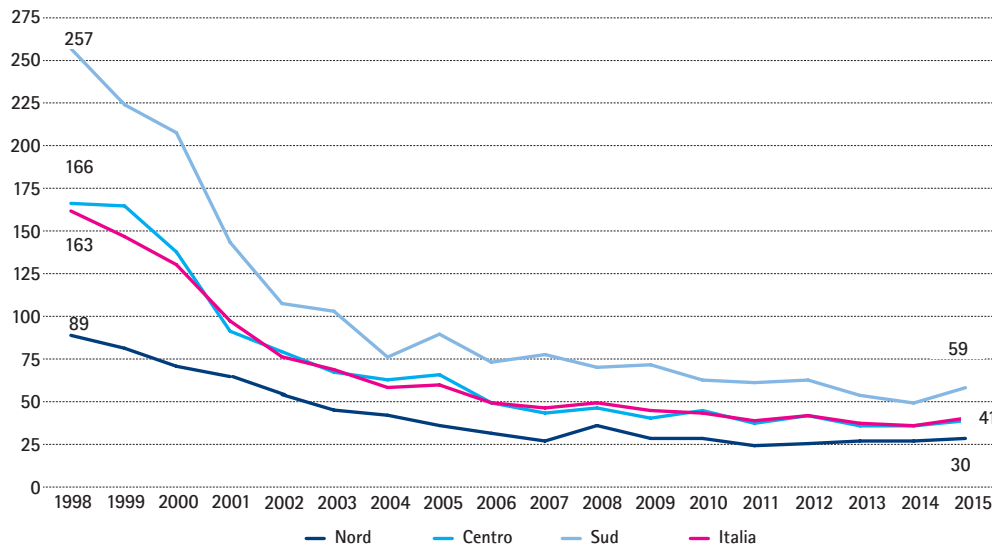


FIG. 2.28

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici  
Minuti persi per cliente BT all'anno<sup>(A)</sup>; 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.

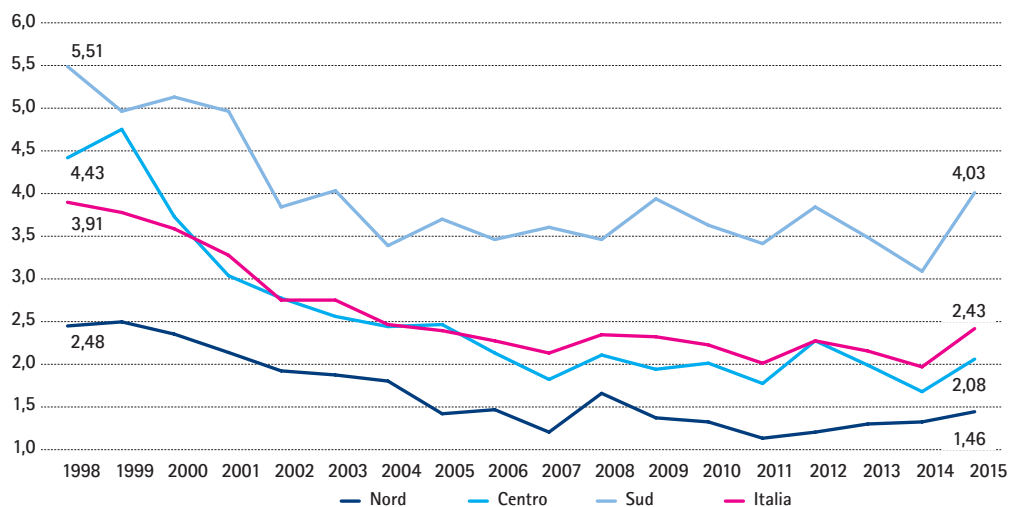
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

- 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)<sup>(A)</sup>



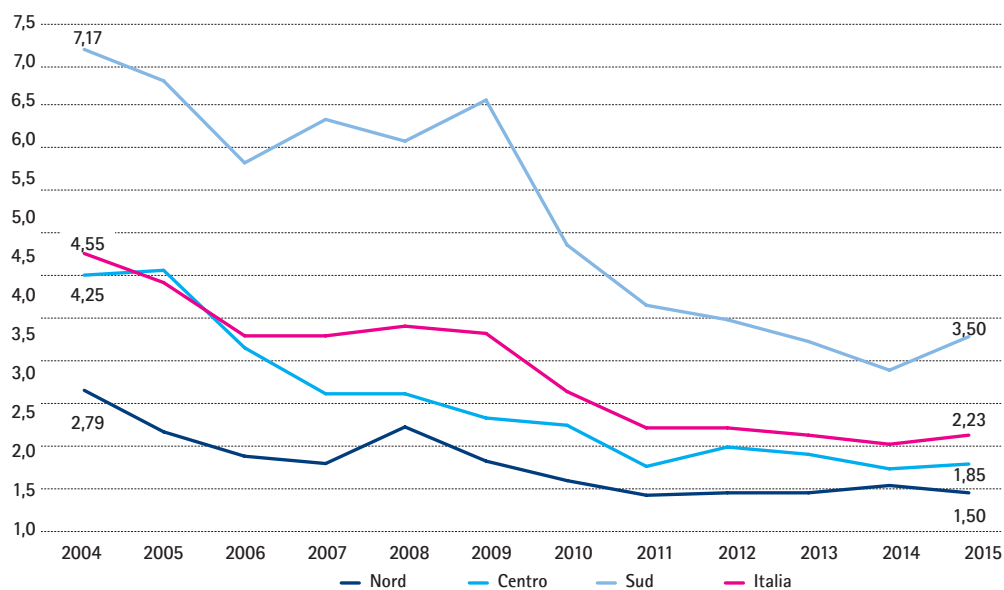
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2015 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

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)<sup>(A)</sup>



(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.

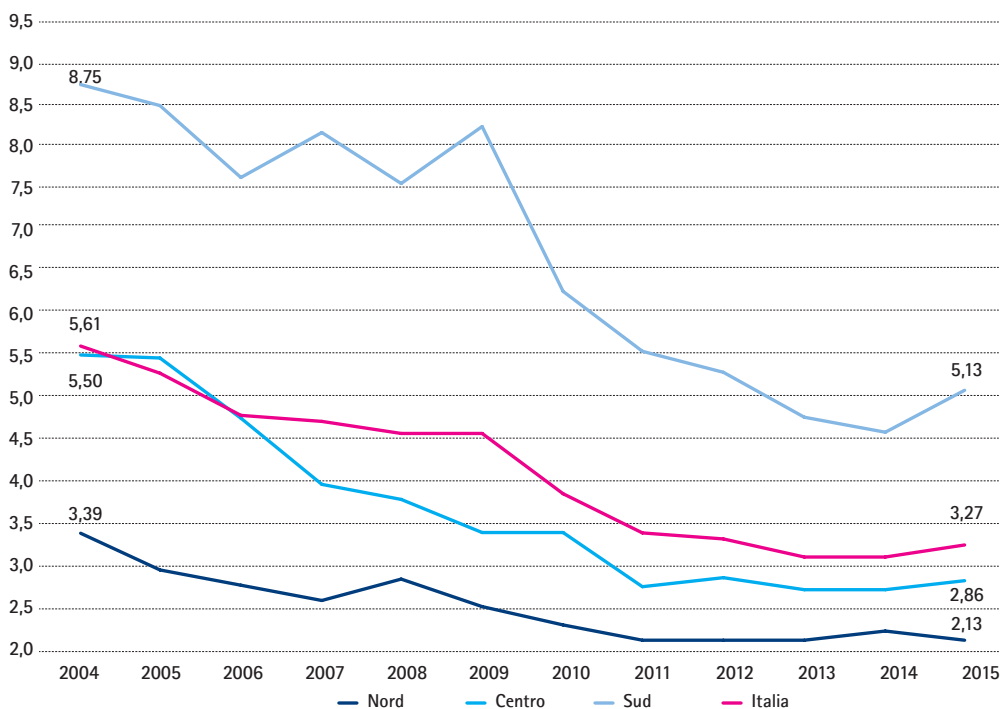


FIG. 2.31

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<sup>(A)</sup>

(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
<b>ITALIA</b>	<b>110</b>	<b>2,43</b>	<b>2,23</b>	<b>4,17</b>

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
<b>ITALIA</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>20</b>	<b>45</b>	<b>35</b>	<b>37</b>	<b>40</b>	<b>22</b>

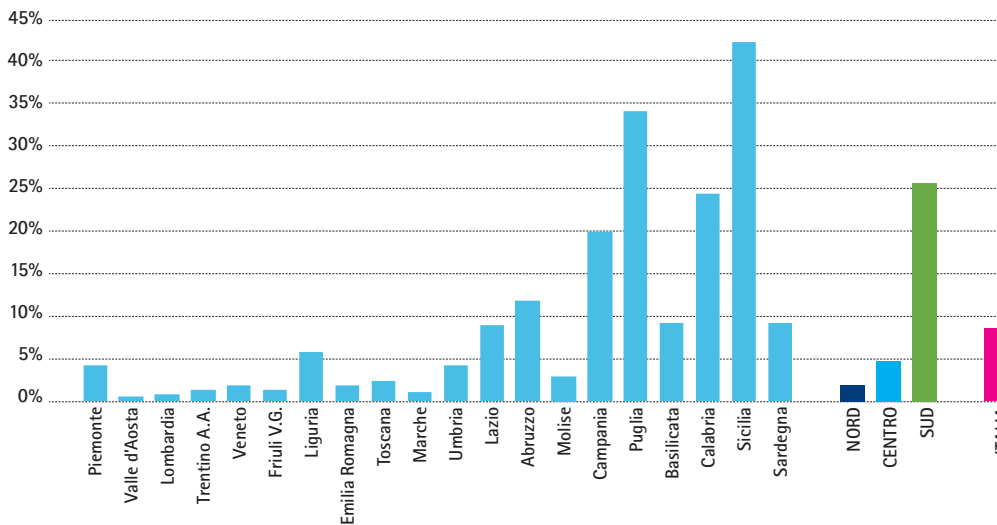
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

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.



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

ANNO	CTS RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CTS TRATTENUTO	ECCEDEZZA 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.

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 distributtrici era pari a 450,00 € per il numero di utenti in media tensione serviti dall'impresa distributtrice).

### TAV. 2.69

Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione

### 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 distributtrici

### TAV. 2.70

Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributtrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati  
M€

## TAV. 2.71

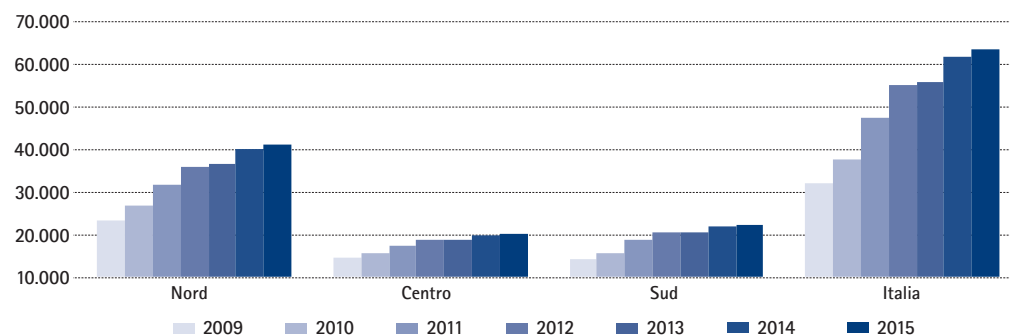
Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati  
M€

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<sup>(A)</sup>



(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

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA <sup>(A)</sup>				
	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
<b>TOTALE</b>	<b>96,2</b>	<b>23,0</b>	<b>6,2</b>	<b>1,2</b>	<b>0,2</b>

(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.

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.

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. 2.72

Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione  
Anno 2015

### TAV. 2.73

Indicatori relativi ai buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione  
Anni 2006-2015

**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
<b>TOTALE</b>	<b>714.099</b>	<b>106,0</b>	<b>3.887</b>	<b>5,2</b>

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
<b>Carta dei servizi</b>			
1997	6.099	21	0,001
1998	4.167	54	0,002
1999	8.418	22	0,001
<b>Regolazione della qualità commerciale</b>			
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;

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.

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.

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.

### 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

### 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

### TAV. 2.82

Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in media tensione nel 2015

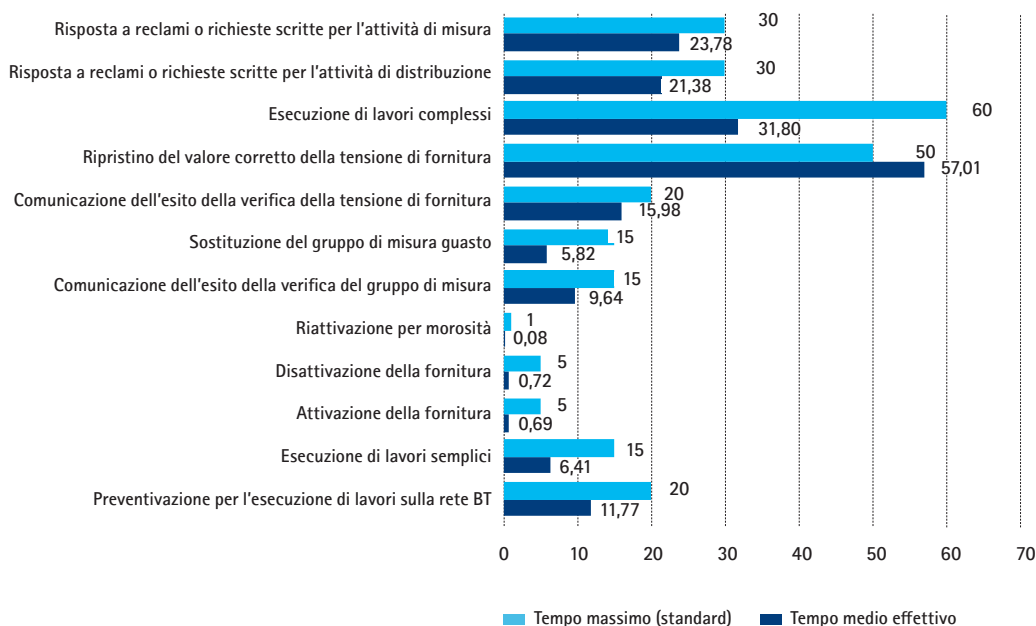
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



**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

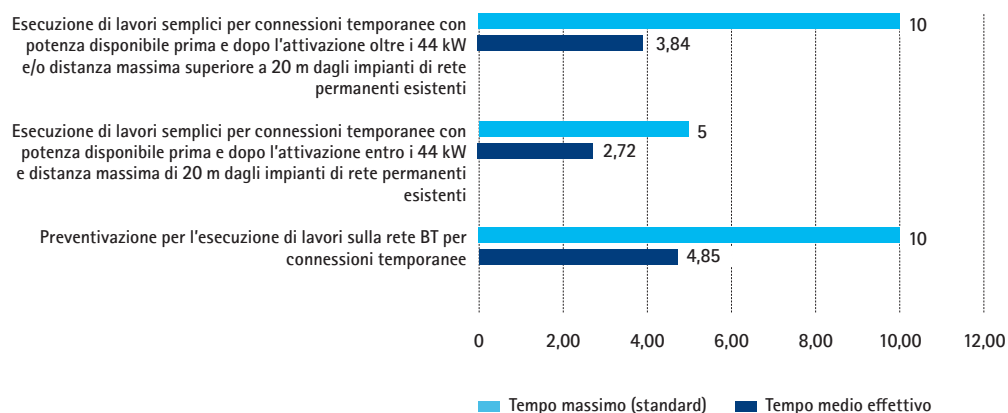


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

**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:

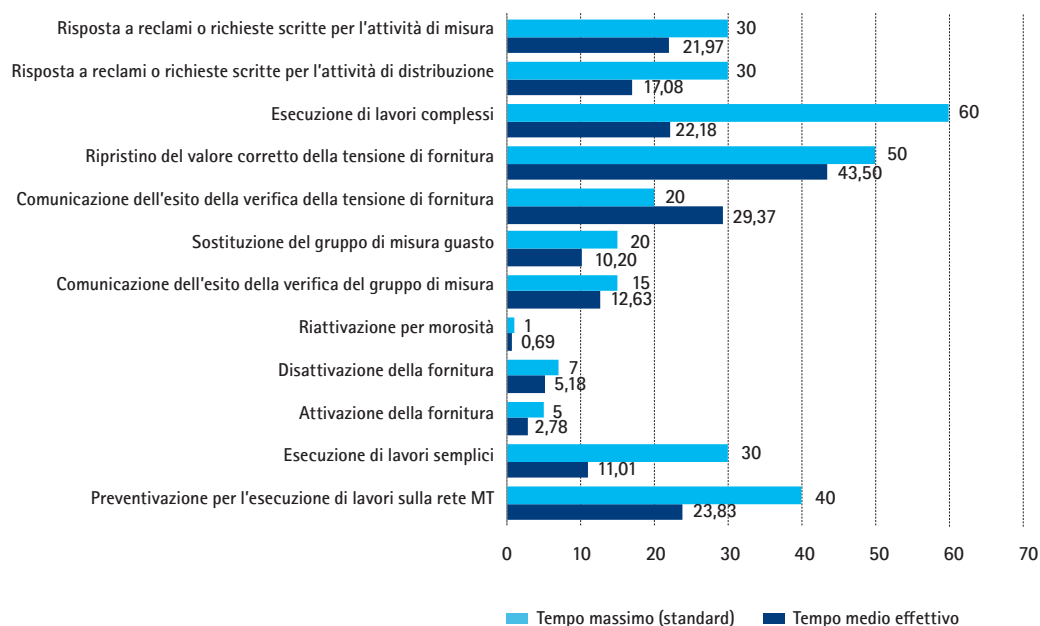


FIG. 2.36

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.

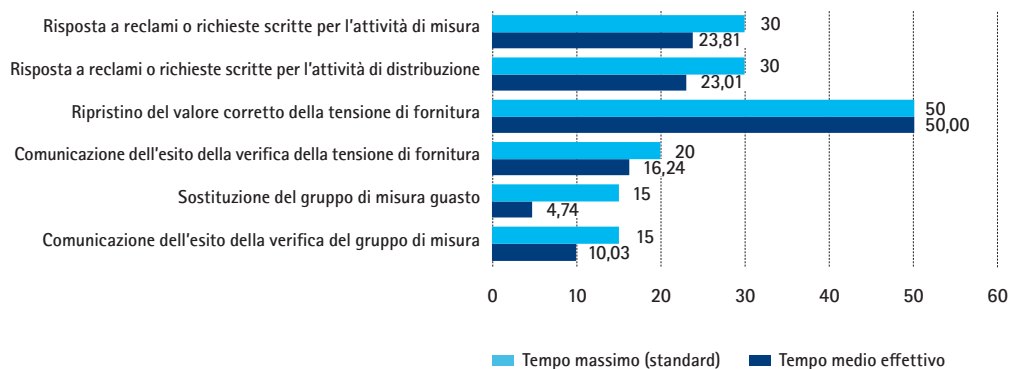


FIG. 2.37

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.

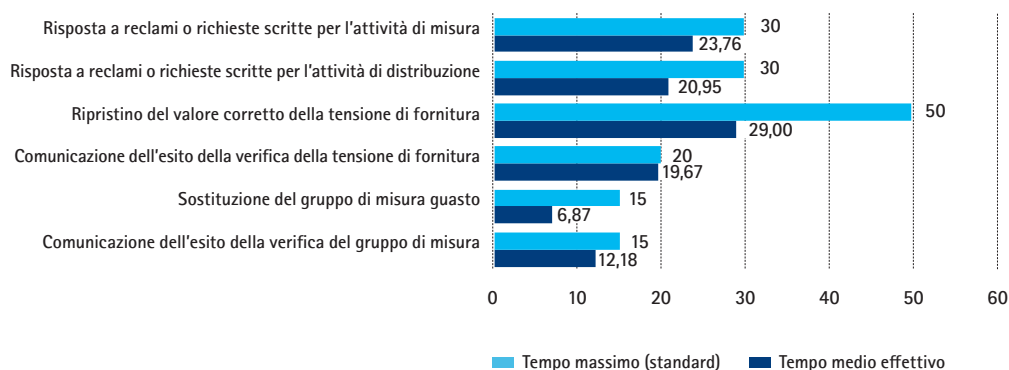


FIG. 2.38

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(m<sup>3</sup>) dai 61,9 G(m<sup>3</sup>) 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(m<sup>3</sup>) rispetto al 2014, tornando a 61,2 G(m<sup>3</sup>); le esportazioni si sono ridotte di 16 M(m<sup>3</sup>). 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(m<sup>3</sup>) 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(m<sup>3</sup>), 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(m<sup>3</sup>), 41,6 G(m<sup>3</sup>), 23,8 G(m<sup>3</sup>) e 18,4 G(m<sup>3</sup>); 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(m<sup>3</sup>) sia rimasto solo il gruppo Royal Dutch Shell con impieghi scesi, rispetto all'anno scorso, da 12,3 G(m<sup>3</sup>) a 11,0 G(m<sup>3</sup>). Nella classe dei gruppi i cui impieghi sono compresi tra 2 e 10 G(m<sup>3</sup>), sono presenti dieci gruppi con vendite e autoconsumi che passano dai 6,2 G(m<sup>3</sup>) di ENOI, in crescita rispetto allo scorso anno quando aveva impieghi per 4,5 G(m<sup>3</sup>), ai 2,3 G(m<sup>3</sup>) 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(m<sup>3</sup>) e nella classe 0,1-1 G(m<sup>3</sup>). 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(m<sup>3</sup>).

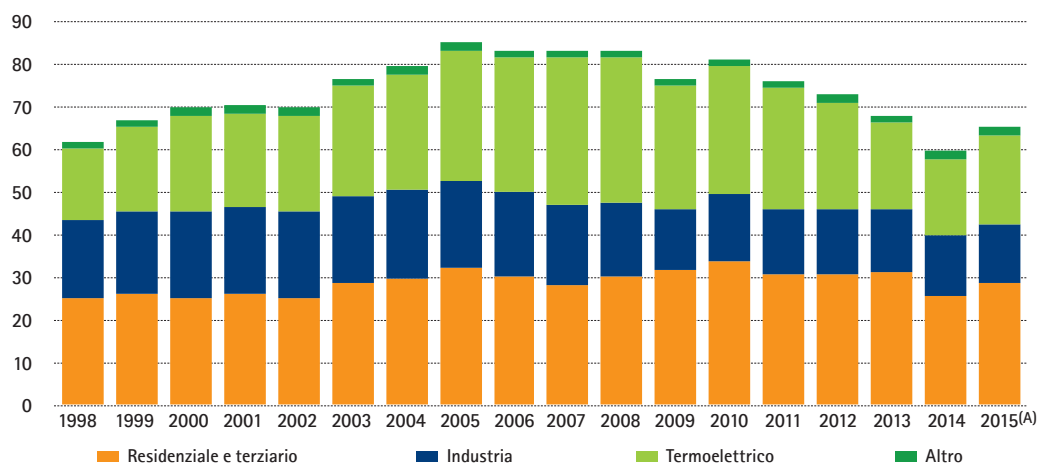
Nella classe dei gruppi con impieghi tra 1 e 2 G(m<sup>3</sup>) se ne contano 15, con impieghi che passano dai 1,7 G(m<sup>3</sup>) dei due più grandi (Canarbino ed Estra) ai poco più di 1 G(m<sup>3</sup>) dei due gruppi più piccoli (2B Energia e Alpiq). Sono 66, invece, i gruppi della classe con impieghi compresi tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>) le cui vendite e/o autoconsumi sono pari a 393,1 M(m<sup>3</sup>), mentre nell'ultima classe ricadono 297 gruppi con impieghi che passano dai 99,5 M(m<sup>3</sup>) del più grande ai 1.100 m<sup>3</sup> del più piccolo. Oltre la metà di questi (162 gruppi) ha vendite e/o autoconsumi inferiori ai 10 M(m<sup>3</sup>). 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(m<sup>3</sup>), 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(m<sup>3</sup>), 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(m<sup>3</sup>).

FIG. 3.1

Consumi di gas naturale per settore  
G(m<sup>3</sup>)



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

## TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale  
2015G(m<sup>3</sup>); valori riferiti ai gruppi  
industriali

	GRUPPO ENI	15-45 G(m <sup>3</sup> )	10-15 G(m <sup>3</sup> )	2-10 G(m <sup>3</sup> )	1-2 G(m <sup>3</sup> )	0,1-1 G(m <sup>3</sup> )	< 0,1 G(m <sup>3</sup> )	TOTALE
Produzione nazionale netta	6,2	0,4	0,7	-	-	0,1	0,1	7,5
Importazioni nette <sup>(A)</sup>	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 <sup>(B)</sup>	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 <sup>(C)</sup>	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(m<sup>3</sup>) e i più piccoli con quote pari a 12,3% e 12,1%.

Le vendite al mercato finale, dove 0,3 G(m<sup>3</sup>) 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(m<sup>3</sup>), tuttavia, questa quota è pari al 79,4%, mentre per i gruppi della classe 0,1-1 G(m<sup>3</sup>) tali vendite equivalgono al 42,4% del gas impiegato.



Su 100 m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup> al mercato tutelato; il valore maggiore, pari a 27,3 m<sup>3</sup>, si osserva per il gruppo Eni, ma anche per i piccoli gruppi tale quantità, pari a 26,2 m<sup>3</sup>, 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(m<sup>3</sup>). 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(m<sup>3</sup>) – 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(m<sup>3</sup>), 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(m<sup>3</sup>). 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(m<sup>3</sup>) e quelle probabili in 52,4 G(m<sup>3</sup>) (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)<sup>1</sup>. In realtà, tenendo conto del fatto che nel 2015 la produzione di gas è stata di 6.877 M(m<sup>3</sup>), il valore delle riserve certe diffuso lo scorso anno, pari a 53.713 M(m<sup>3</sup>), avrebbe dovuto scendere a 46.836 M(m<sup>3</sup>). I quantitativi di riserve certe stimati al 31 dicembre 2015 in 49.122 M(m<sup>3</sup>), 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

---

<sup>1</sup> 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%.

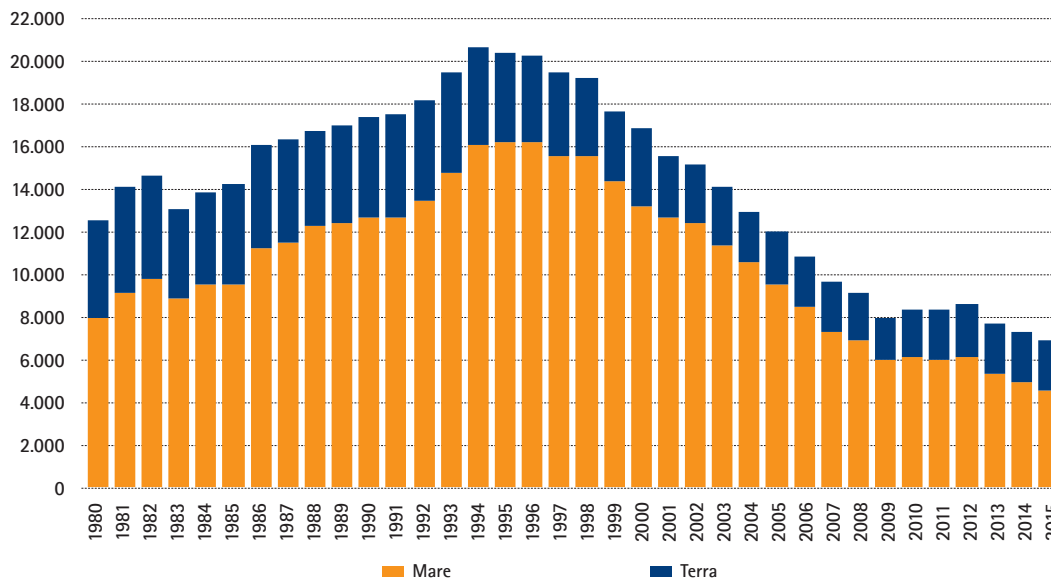


FIG. 3.2

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.

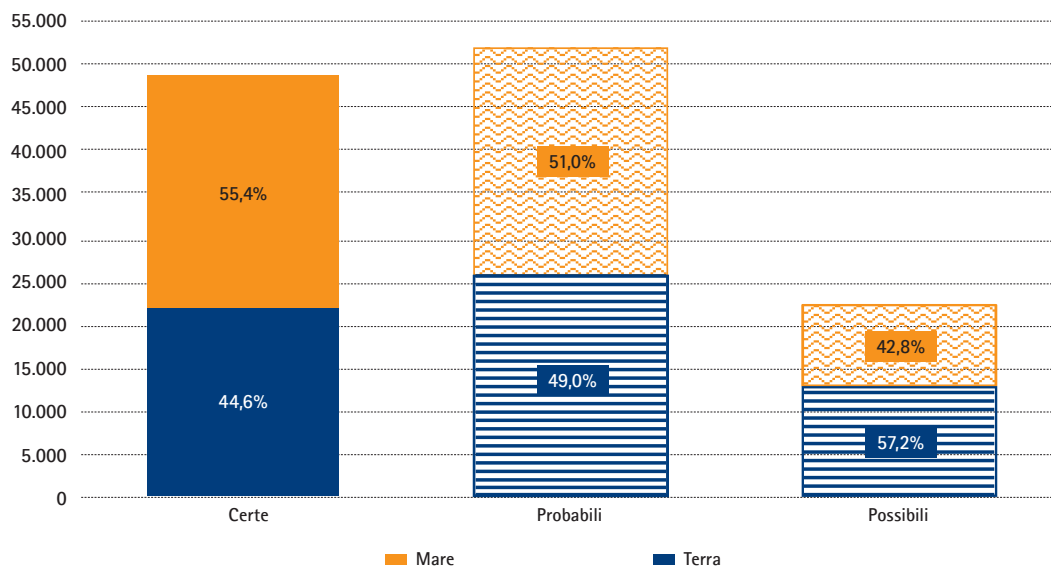


FIG. 3.3

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 societari<sup>2</sup>. 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(m<sup>3</sup>)

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%
<b>TOTALE</b>	<b>7.465</b>	<b>100,0%</b>
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(m<sup>3</sup>), recuperando quindi quasi integralmente il calo registrato lo scorso anno, cioè 5,4 dei 6,2 M(m<sup>3</sup>) persi nel 2014. Le esportazioni, al contrario, sono lievemente diminuite da 237 a 221 M(m<sup>3</sup>). 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(m<sup>3</sup>) dai 55.520 M(m<sup>3</sup>) 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(m<sup>3</sup>).

Poiché la produzione nazionale è scesa, come si è appena visto, a 6.771 M(m<sup>3</sup>), i quantitativi di gas complessivamente immessi in rete nel 2015 (Fig. 3.4) sono valutabili in 67.523 M(m<sup>3</sup>), 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 gas<sup>3</sup>. 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(m<sup>3</sup>), 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(m<sup>3</sup>), 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.

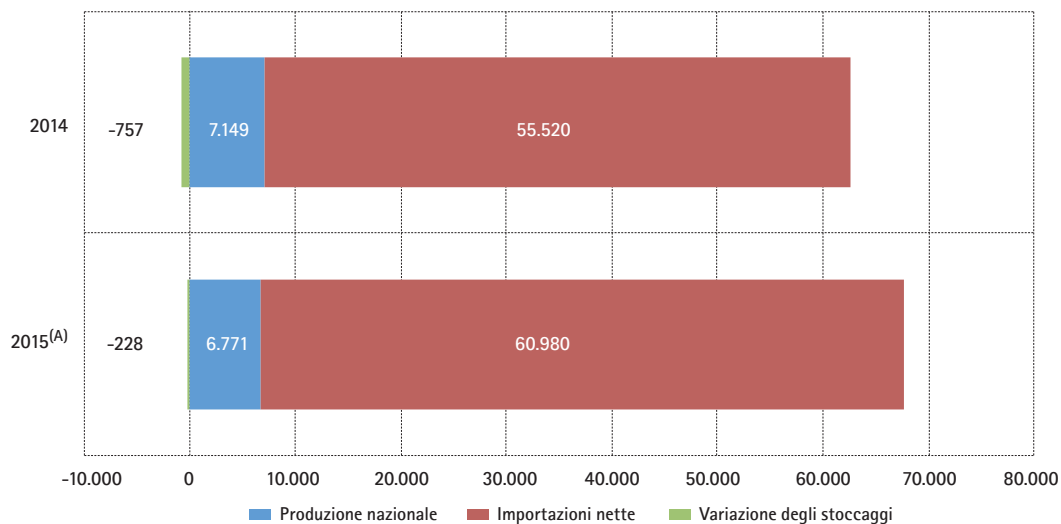


FIG. 3.4

Immissioni in rete negli ultimi due anni  
M(m<sup>3</sup>)

(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

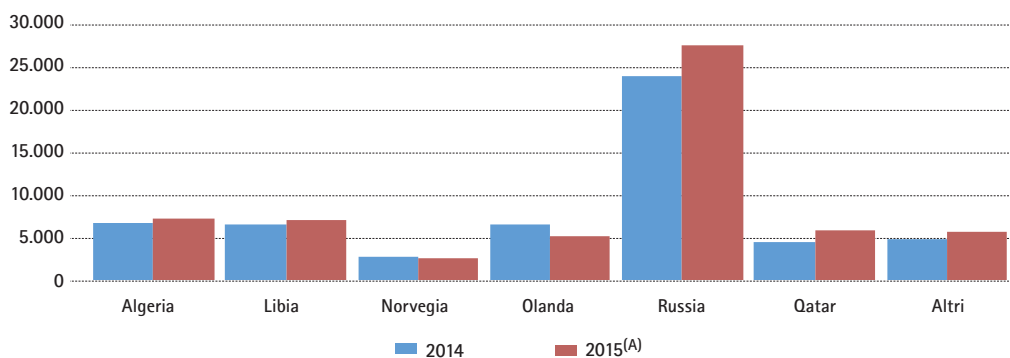


FIG. 3.5

Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza  
M(m<sup>3</sup>); stime effettuate in base al punto di ingresso del gas

(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(m<sup>3</sup>), 4,6 in più rispetto al 2014<sup>4</sup>. L'aumento è stato, quindi, dell'8,4%, leggermente inferiore a

quello valutato nei dati del Ministero dello sviluppo economico<sup>5</sup>. Il 7,5% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 4,5 G(m<sup>3</sup>) 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(m<sup>3</sup>), 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

<sup>4</sup> Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

<sup>5</sup> 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(m<sup>3</sup>); 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%	-
<b>TOTALE</b>	<b>59.581</b>	<b>100%</b>	<b>-</b>
Di cui: Importazioni dalle Borse europee	4.456	7,5%	-
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	61.201	-	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

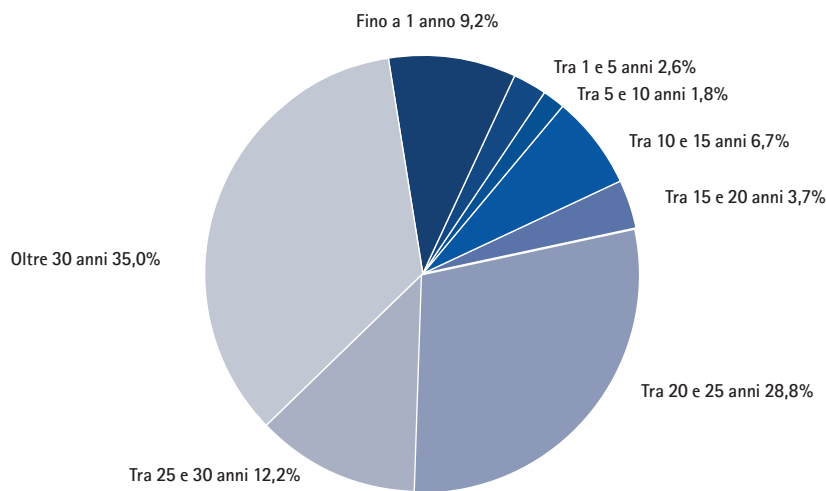
società al 53,8% (52,4% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), dal 56,5% evidenziato nel 2014. Si tratta della prima riduzione dal 2010, quando – grazie all'operatività dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 – la porzione di gas estero approvvigionata 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(m<sup>3</sup>) 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(m<sup>3</sup>) 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

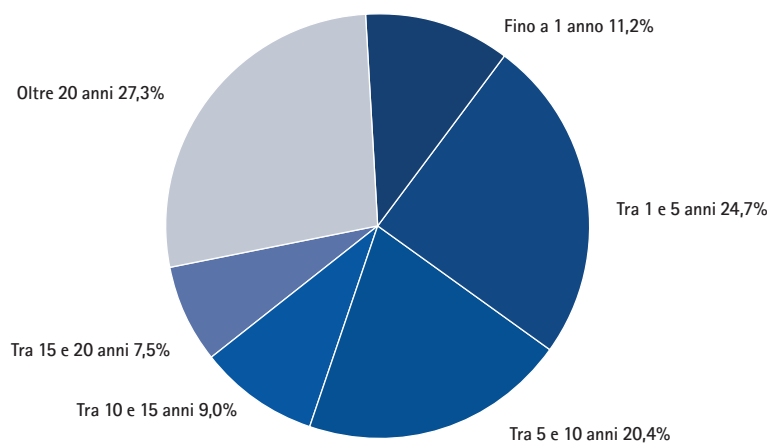
acquisto all'estero (Iren Mercato, innanzitutto, ma anche A2A Trading, ENOI, 2B Energia, Econgas, per citare i soggetti con i tassi di crescita più elevati), ve ne sono altre che invece li hanno ridotti in misura consistente (Repower Italia, Koch Supply & Trading, Gunvor International, in particolare). 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(m<sup>3</sup>), 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.



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

**FIG. 3.6**

Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2015, secondo la durata intera

**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(m<sup>3</sup>) pattuiti cinque anni fa, nel 2015 i volumi contrattati sono complessivamente scesi a

circa 85 G(m<sup>3</sup>). È rimasta sostanzialmente invariata l'incidenza delle importazioni *spot*<sup>6</sup>, 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).

<sup>6</sup> 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 regionale<sup>7</sup>. 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
<b>TOTALE</b>	<b>10.221</b>	<b>24.636</b>	<b>34.857</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

<sup>7</sup> 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(m<sup>3</sup>)

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI				ALTRO <sup>(A)</sup>	TOTALE	NUMERO DEI PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI				
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	
<b>ITALIA</b>	<b>10.221</b>	<b>24.636</b>	<b>32.188</b>	<b>13.216</b>	<b>20.898</b>	<b>18.497</b>	<b>84.798</b>	<b>7.635</b>	

(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(m<sup>3</sup>) rispetto

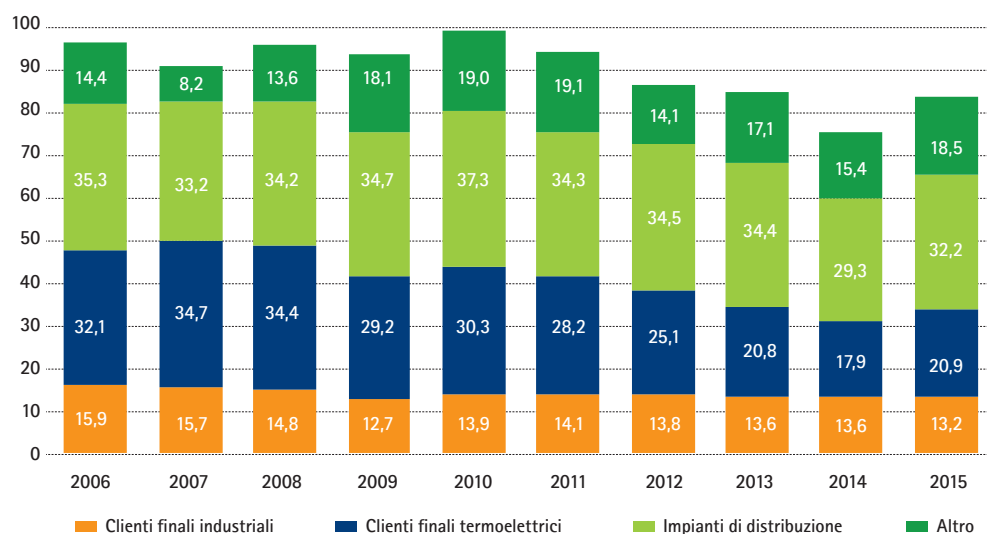
al valore del 2014, tornando a 84,8 G(m<sup>3</sup>) e recuperando quasi integralmente la perdita subita lo scorso anno, per riportarsi sui livelli del 2013, pari a 86 G(m<sup>3</sup>). Poiché il numero dei punti di riconsegna è leggermente diminuito (7.635 nel 2015 contro i 7.689 del 2014), il volume medio trasportato è risalito a 11,1 M(m<sup>3</sup>) 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(m<sup>3</sup>); 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(m<sup>3</sup>); 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(m<sup>3</sup>) standard per giorno

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI <sup>(C)</sup>
Passo Gries	59,0	19,8	39,2	33,6%	16
Tarvisio	107,0	97,7	9,3	91,3%	34
Mazara del Vallo <sup>(A)</sup>	95,9	86,5	9,4	90,2%	8
Gorizia <sup>(B)</sup>	2,0	0,004	2,0	0,2%	1
Gela <sup>(A)</sup>	32,5	27,1	5,4	83,5%	2
<b>TOTALE</b>	<b>296,4</b>	<b>235,2</b>	<b>61,2</b>	<b>79,4%</b>	<b>44</b>
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(m<sup>3</sup>)/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(m<sup>3</sup>), cioè il 16,3% del gas trasportato, mentre oggi ricevono 13 G(m<sup>3</sup>), 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(m<sup>3</sup>)/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(m<sup>3</sup>)/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(m<sup>3</sup>)/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(m<sup>3</sup>)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Di tali 5,4 M(m<sup>3</sup>)/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(m<sup>3</sup>)/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(m<sup>3</sup>)/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(m<sup>3</sup>)/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(m<sup>3</sup>) 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 <sup>(A)</sup>	0,0	0,0	0,0
Panigaglia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>TOTALE CAPACITÀ CONFERITA</b>	<b>229,7</b>	<b>212,5</b>	<b>190,9</b>	<b>43,6</b>	<b>43,0</b>	<b>32,0</b>
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 <sup>(A)</sup>	15,0	15,0	15,0
Panigaglia	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
<b>TOTALE CAPACITÀ DISPONIBILE</b>	<b>121,1</b>	<b>138,3</b>	<b>167,4</b>	<b>307,2</b>	<b>307,8</b>	<b>318,8</b>

(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(m<sup>3</sup>)/giorno dall'anno termico 2019-2020. Infine a Gela, la disponibilità salirà di 11 M(m<sup>3</sup>)/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(m<sup>3</sup>) inferiore a quella ipotizzata nel progetto originario, pari a 915 M(m<sup>3</sup>), 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 Italgas 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 stoccaggio<sup>8</sup>. 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

<sup>8</sup> 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*.

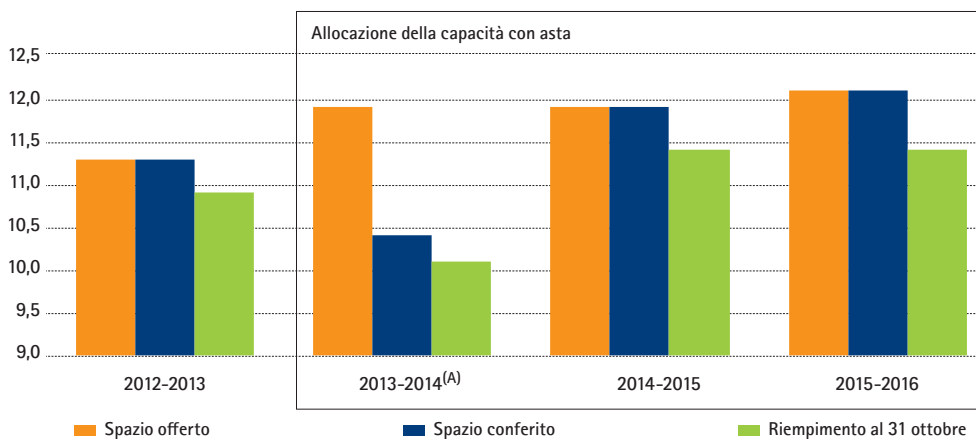
TAV. 3.8

Concessioni di stoccaggio in Italia

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	SCADENZA
Alfonsine <sup>(A)</sup>	Stogit	100%	Emilia Romagna	85,88	01/01/2017
Bordolano <sup>(A)</sup>	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 <sup>(A)</sup>	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	15/03/2031
Cortemaggiore	Stogit	100%	Emilia Romagna	81,61	01/01/2017
Cugno Le Macine <sup>(A)</sup>	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.

Il 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(m<sup>3</sup>), di cui 4,6 G(m<sup>3</sup>) destinati allo stoccaggio strategico, 197 M(m<sup>3</sup>) riservati allo stoccaggio minerario e 203 M(m<sup>3</sup>) al servizio di bilanciamento. Lo spazio offerto ad asta è stato pari a 12,1 G(m<sup>3</sup>) 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(m<sup>3</sup>) 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(m<sup>3</sup>), 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(m<sup>3</sup>) standard

## TAV. 3.9

Distribuzione dello spazio di stoccaggio in conferimento negli anni termici 2015-2016 e 2016-2017  
M(m<sup>3</sup>) 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
<b>TOTALE</b>		<b>16.727</b>			<b>17.179</b>

Fonte: AEEGSI.

- la restante capacità, pari a circa 3,7 G(m<sup>3</sup>) 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 stocaggi Stogit a marzo 2016 sono risultati pari a circa 19,6 G(m<sup>3</sup>), 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 stocaggi di Edison Stoccaggio a marzo 2016 sono risultati pari a circa di 1,2 G(m<sup>3</sup>), 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 gas<sup>9</sup>;
- 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;

<sup>9</sup> 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 <sup>3</sup> )	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* funzionale<sup>10</sup> 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(m<sup>3</sup>) 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(m<sup>3</sup>), il 5,1% – cioè 1,5 G(m<sup>3</sup>) – 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

<sup>10</sup> 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(m<sup>3</sup>)

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
<b>MEDIA</b>	<b>18</b>	<b>78,8</b>	<b>79,3</b>	<b>18</b>	<b>78,4</b>	<b>79,3</b>

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%
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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%
<b>ITALIA</b>	<b>6.494</b>	<b>98.932</b>	<b>1.747,3</b>	<b>106.395,2</b>	<b>150.127,9</b>	<b>85,2%</b>	<b>10,1%</b>
di cui non in funzione	-	-	12,1	200,2	214,1	-	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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. 3.13

Composizione societaria dei distributori

Quote del capitale sociale delle società di distribuzione

### TAV. 3.14

Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2015

Numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km

## 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. Definite<sup>11</sup> 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 m<sup>3</sup> all'anno, leggermente più alto di quello rilevato lo scorso anno, pari a 1.054 m<sup>3</sup>.

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 m<sup>3</sup> (190 m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup>.

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 m<sup>3</sup>. Il consumo medio complessivo che emerge dalle diverse categorie d'uso è pari a 1.325 m<sup>3</sup>/anno (Tav. 3.15), un valore in aumento rispetto ai 1.270 m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup>), 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 m<sup>3</sup>; 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

<sup>11</sup> Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

TAV. 3.16

FASCIA DI PRELIEVO (m <sup>3</sup> /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(m<sup>3</sup>)

(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 misura<sup>12</sup> rilevati in ciascuna fascia. Valutando la numerosità dei clienti attraverso i punti di riconsegna<sup>13</sup>, 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)*<sup>14</sup>. Nel 2015 il settore domestico risulta composto da circa 21 milioni di clienti che hanno prelevato quasi 15 G(m<sup>3</sup>), 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 m<sup>3</sup> 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

Clients e consumi per  
tipologia di cliente e regione  
nel 2015

Clients in migliaia e volumi in M(m<sup>3</sup>)

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 totale<sup>15</sup>. 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 gas<sup>16</sup> è di 40,6 addetti (Tav. 3.19), sostanzialmente analoga ai 41 addetti registrati

<sup>15</sup> 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.

<sup>16</sup> 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.

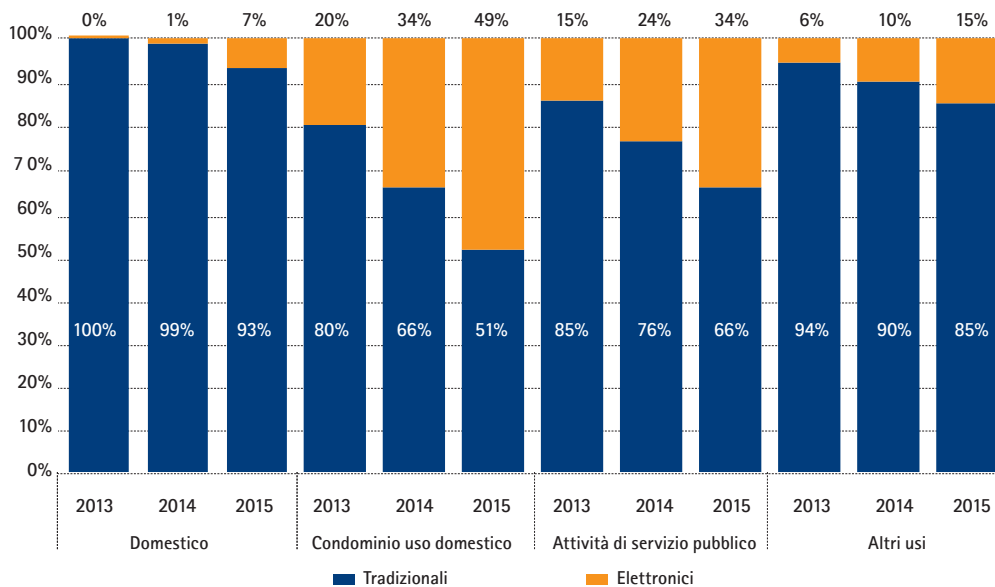
CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	2014		2015		NUMERO TOTALE	PRELIEVI
	NUMERO TOTALE	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	NON ACCESSIBILI		
<b>ELETTRONICI</b>						
Fino a G6	228	697	235	646	1.579	1.108
G6	1	6	3	4	13	39
Da G6 a G25	99	101	38	45	184	1.403
G25	83	43	26	26	95	1.355
G40	51	21	16	15	53	1.247
Oltre G40	62	25	17	21	63	9.713
Totale elettronici	524	894	336	757	1.987	14.865
<b>TRADIZIONALI</b>						
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
<b>TOTALE GRUPPI DI MISURA</b>	<b>23.204</b>	<b>9.260</b>	<b>3.400</b>	<b>10.738</b>	<b>23.398</b>	<b>31.007</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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(m<sup>3</sup>)



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

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%
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>40,6</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

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(m<sup>3</sup>)

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%	-
<b>TOTALE</b>	<b>31.007</b>	<b>100,0%</b>	<b>-</b>

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 <sup>(A)</sup>	NUMERO	TEMPO MEDIO <sup>(A)</sup>
Alta pressione	46	59,7	52	100
Media pressione	19	36,5	14	4,4
<b>TOTALE</b>	<b>65</b>	<b>48,1</b>	<b>66</b>	<b>52,2</b>

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

PRESSIONE	2014		2015	
	NUMERO	TEMPO MEDIO <sup>(A)</sup>	NUMERO	TEMPO MEDIO <sup>(A)</sup>
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
<b>TOTALE</b>	<b>173.714</b>	<b>9,2</b>	<b>130.703</b>	<b>28,5</b>

(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.

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.

### 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

### 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



## 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(m<sup>3</sup>), con una crescita rispetto allo stesso dato del 2014 del 15,5%. Il 37,6% di tale gas, cioè 87 G(m<sup>3</sup>), è stato intermediato dai grossisti, il 5,1%, cioè 11,8 G(m<sup>3</sup>), dai venditori puri e il 57,3%, cioè 132,7 G(m<sup>3</sup>), 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(m<sup>3</sup>), è stato alimentato per il 49% da grossisti puri e per il restante 51% da operatori misti. I 53,8 G(m<sup>3</sup>) 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(m<sup>3</sup>) 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(m<sup>3</sup>) 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(m<sup>3</sup>)

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	-	-	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>493</b>	<b>53.816</b>	<b>177.602</b>	<b>133.865</b>	<b>231.418</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.24

Mercato all'ingrosso nel periodo 2011-2015

OPERATORI <sup>(A)</sup> 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 <sup>3</sup> )	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 <sup>3</sup> )	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(m<sup>3</sup>).  
 Medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>).  
 Piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>).  
 Piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

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(m<sup>3</sup>).

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(m<sup>3</sup>) 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(m<sup>3</sup>) (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(m<sup>3</sup>).

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, AEVV 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 <sup>(A)</sup>					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
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
<b>TOTALE</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>).  
 Medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>).  
 Piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>).  
 Piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

## TAV. 3.26

Impieghi di gas dei grossisti nel 2015

Quote percentuali

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO <sup>(A)</sup>					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
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
<b>TOTALE</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>).  
 Medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>).  
 Piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>).  
 Piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

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, divenendo 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(m<sup>3</sup>)

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%
<b>TOTALE</b>	<b>177.602</b>	<b>42.032</b>	<b>219.634</b>	<b>100%</b>
Prezzo medio (c€/m <sup>3</sup> )	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 m<sup>3</sup> acquistati, in media 82,2 m<sup>3</sup> (80,6 nel 2014) provengono da queste due fonti, con una prevalenza del PSV (56,8 m<sup>3</sup>) sulle importazioni (25,4 m<sup>3</sup>). I restanti 17,8 m<sup>3</sup> provengono perlopiù

dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (12,6 m<sup>3</sup>) e in minima parte (3,2 m<sup>3</sup>) 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 m<sup>3</sup> su 100 (questo valore è anche in diminuzione rispetto a quello del 2014, quando era pari a 1,5 m<sup>3</sup>). 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(m<sup>3</sup>): 32 società nel 2015 e 23 nel 2014; hanno venduto almeno 500 M(m<sup>3</sup>): 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(m<sup>3</sup>) 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 terze<sup>17</sup>. 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

<sup>17</sup> 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.

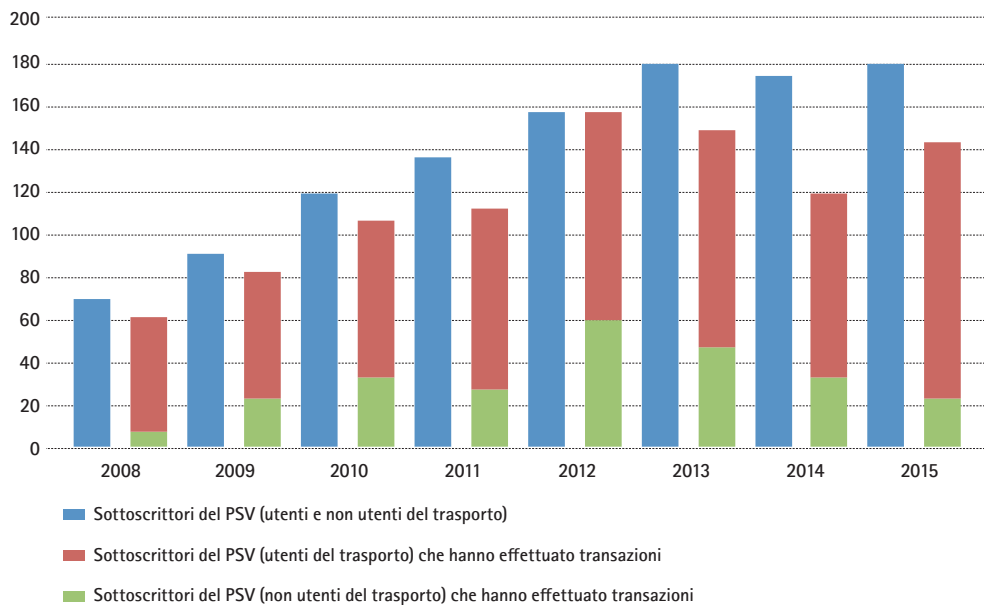


FIG. 3.11

Sottoscrittori del PSV  
dal 2008

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

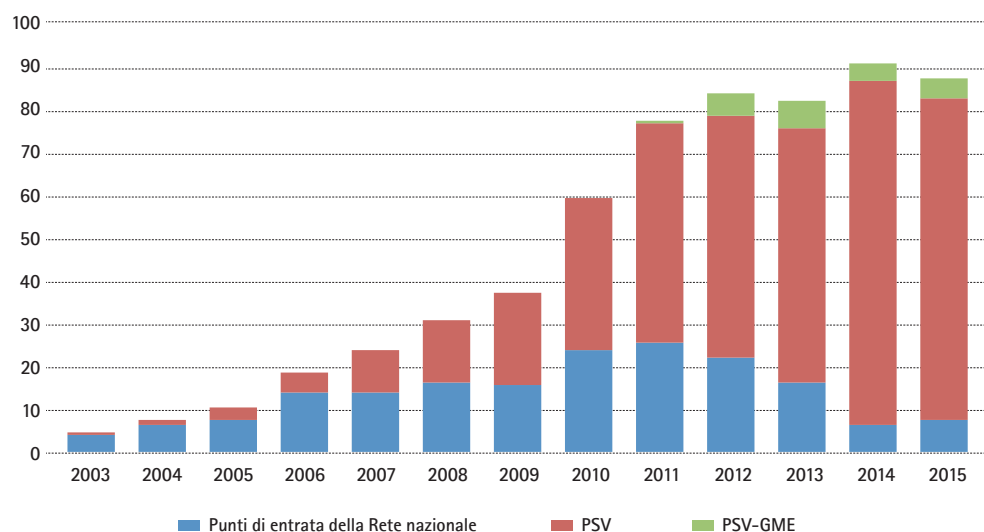


FIG. 3.12

Volumi delle transazioni nei  
punti di entrata della Rete  
nazionale

M(m<sup>3</sup>) standard da 38,1 MJ; le  
transazioni effettuate si riferiscono  
a gas immesso in rete dall'utente  
cedente

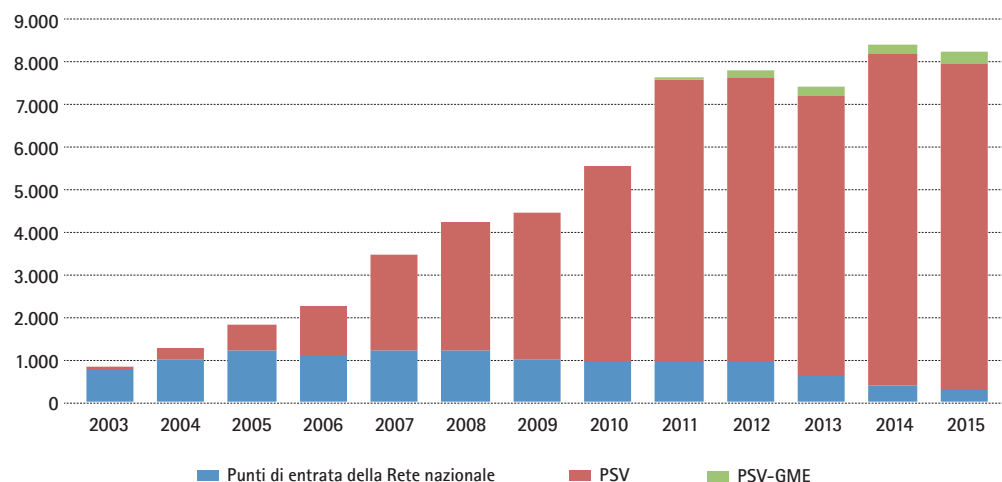
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

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 Electrtrade, 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 stoccatore 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 regolatorio<sup>18</sup> 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 Exend 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.

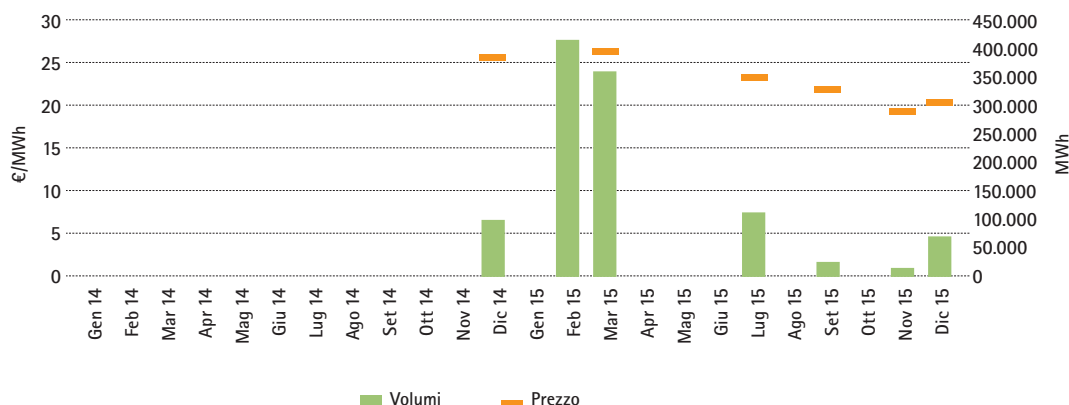
L'unico mercato tra quelli gestiti dal GME effettivamente utilizzato dagli operatori e sul quale si registra una liquidità rilevante e in costante crescita è il comparto PB-GAS, dedicato al bilanciamento giornaliero e che rappresenta il 98% della liquidità complessiva scambiata nei mercati gestiti dal 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,

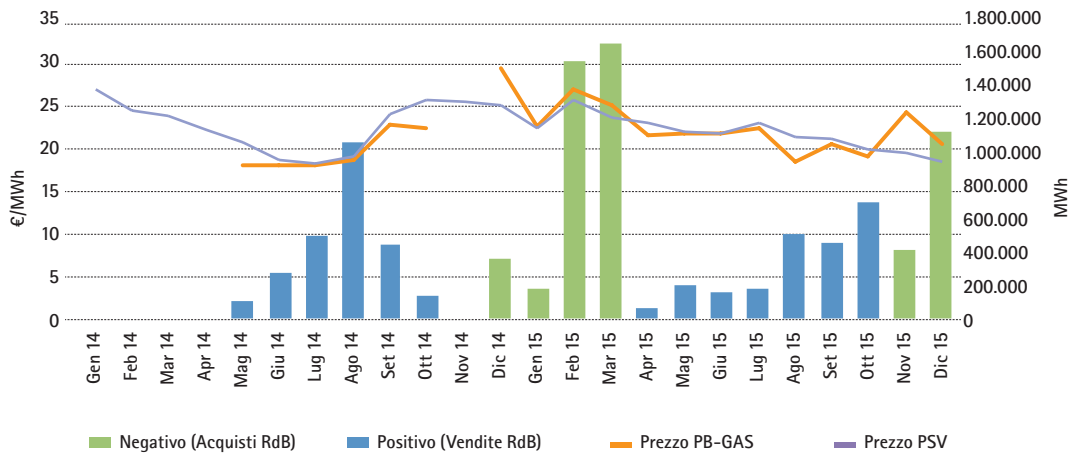
FIG. 3.14

Prezzi e volumi sul MI-GAS  
€/MWh; MWh

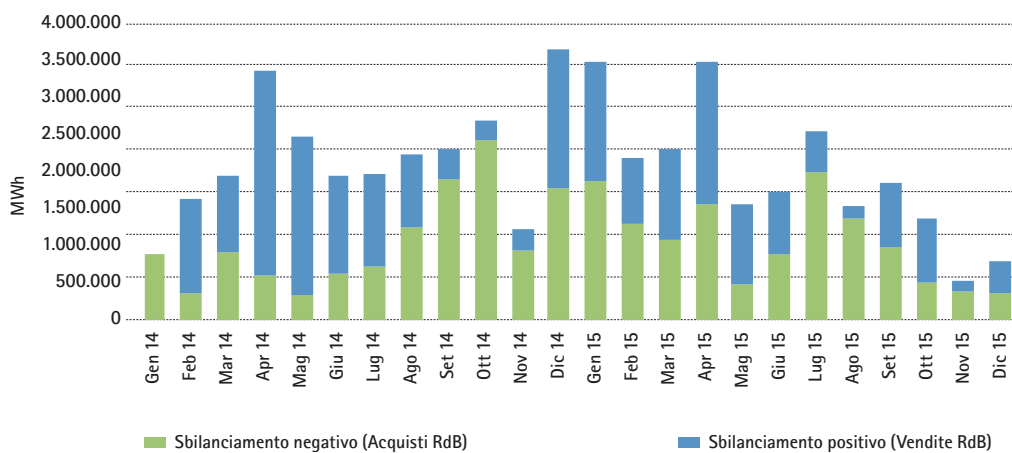


Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

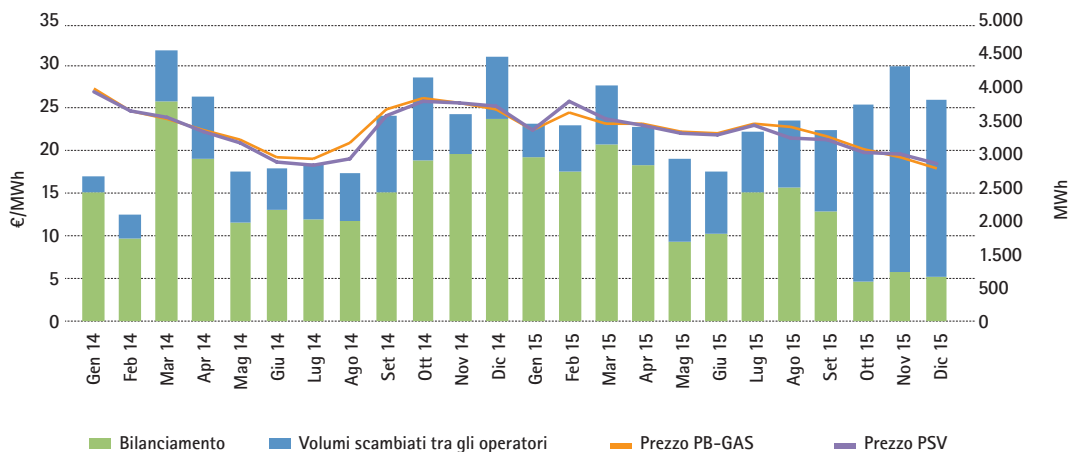
<sup>18</sup> Delibere 12 giugno 2015, 282/2015/R/gas, e 10 settembre 2015, 436/2015/R/gas.



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.



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(m<sup>3</sup>) cui vanno aggiunti 312 M(m<sup>3</sup>) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*, che lo scorso anno non erano enucleati, bensì considerati all'interno del mercato tutelato<sup>19</sup>. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali risulta pari a 54,1 G(m<sup>3</sup>), 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(m<sup>3</sup>), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 67,3 G(m<sup>3</sup>), 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 379<sup>20</sup>. Permane quindi il trend di ascesa, osservato anche nel mercato

<sup>19</sup> 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.

<sup>20</sup> 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.

	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 <sup>(A)</sup>	-	312	-	-	66	-
<b>TOTALE MERCATO</b>	<b>53.679</b>	<b>54.127</b>	<b>0,8%</b>	<b>21.466</b>	<b>21.287</b>	<b>-0,8%</b>
Autoconsumi	10.472	13.165	25,7%	1,8	2,0	13,8%
<b>CONSUMI FINALI</b>	<b>64.152</b>	<b>67.292</b>	<b>4,9%</b>	<b>21.468</b>	<b>21.289</b>	<b>-0,8%</b>

(A) Nel 2014 erano inclusi nelle vendite finali.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

### TAV. 3.28

Consumi finali di gas naturale nel 2014 e nel 2015

Punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m<sup>3</sup>)

OPERATORI	VENDITE	2011	2012	2013	2014	2015
NUMERO		312	313	335	342	379
Grandi	Superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )	25	21	22	22	25
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> )	61	59	68	67	56
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )	115	118	119	123	134
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )	111	115	126	130	164
VOLUME VENDUTO G(m <sup>3</sup> )		68,5	64,6	63,4	53,7	53,8
Grandi	Superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )	50,8	46,7	45,1	36,1	36,2
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> )	13,3	13,1	13,8	13,3	12,8
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )	4,1	4,4	4,1	3,8	4,4
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m <sup>3</sup> )		220	206	189	157	142
Grandi	Superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )	2.033	2.222	2.048	1.642	1.446
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> )	218	223	203	199	228
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )	35	38	35	31	33
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )	3	3	3	3	3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

### TAV. 3.29

Attività dei venditori nel periodo 2011-2015

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(m<sup>3</sup>) in luogo dei 157 M(m<sup>3</sup>) 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 puri<sup>21</sup> 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

<sup>21</sup> 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(m<sup>3</sup>) 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%
Ags m 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%
<b>TOTALE</b>	<b>53.816</b>	<b>90.642</b>	<b>144.457</b>	<b>-</b>
Prezzo medio (c€/m <sup>3</sup> )	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(m<sup>3</sup>) (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€/m<sup>3</sup>, 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€/m<sup>3</sup>. 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€/m<sup>3</sup> 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(m<sup>3</sup>)

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%	-
<b>TOTALE</b>	<b>53.816</b>	<b>100,0%</b>	<b>-</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

mediamente richiesto 25,68 c€/m<sup>3</sup>, 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'avvicendamento 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

SETTORE DI CONSUMO	2014				2015			
	MERCATO TUTELATO <sup>(A)</sup>	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
<b>TOTALE VOLUMI</b>	<b>10.827</b>	<b>42.852</b>	<b>10.472</b>	<b>64.152</b>	<b>10.403</b>	<b>43.413</b>	<b>13.165</b>	<b>66.980</b>
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
<b>TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA</b>	<b>14.605</b>	<b>6.861</b>	<b>2</b>	<b>21.468</b>	<b>13.417</b>	<b>7.803</b>	<b>2</b>	<b>21.223</b>

(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 addetti<sup>22</sup>. Il 79,2% delle imprese del settore<sup>23</sup> 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(m<sup>3</sup>) – 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(m<sup>3</sup>). 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(m<sup>3</sup>) 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

<sup>22</sup> 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.

<sup>23</sup> 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.

Consumi finali di gas naturale per settore di consumo

Punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m<sup>3</sup>)



## TAV. 3.33

Mercato finale per tipologia edimensione dei clienti nel 2015  
M(m<sup>3</sup>)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m <sup>3</sup> )						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 <sup>(A)</sup>	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	11	15	3	0	-	-	28
Industria	2	2	0	0	9	-	15
Generazione elettrica	0	0	0	-	-	-	0
Attività di servizio pubblico	1	5	1	-	-	-	8
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	1.130	2.373	1.095	1.765	747	31	7.140
Industria	246	748	806	3.549	7.560	4.997	17.907
Generazione elettrica	0	3	11	138	762	9.218	10.132
Attività di servizio pubblico	70	393	271	350	219	-	1.303
TOTALE	16.001	5.710	2.658	5.895	9.307	14.245	53.816

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 pubblico<sup>24</sup>. 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'Autorità<sup>25</sup> 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

<sup>24</sup> 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 m<sup>3</sup>/anno, non domestici con consumi inferiori a 50.000 m<sup>3</sup>/anno, attività di servizio pubblico.

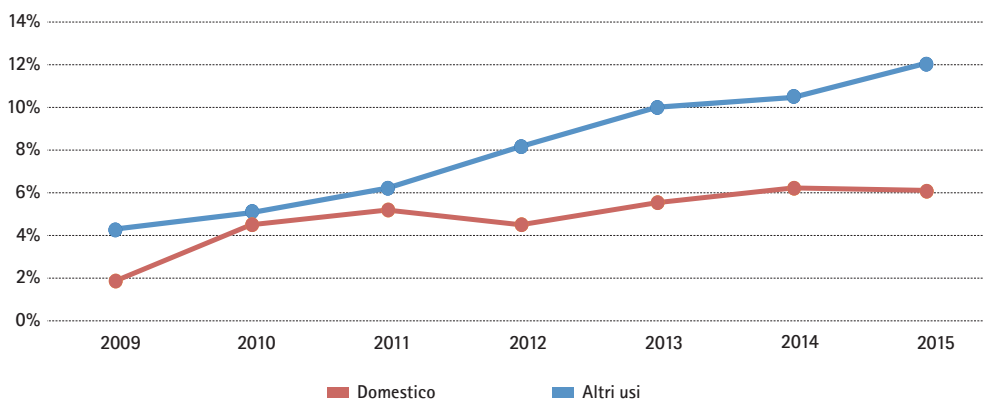
<sup>25</sup> Con la delibera 28 giugno 2013, 280/2013/R/gas.

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 <sup>3</sup>	8,9	11,5	10,1	13,1
5.000-50.000 m <sup>3</sup>	17,1	18,3	19,8	21,0
50.000-200.000 m <sup>3</sup>	23,2	23,7	25,5	25,9
200.000-2.000.000 m <sup>3</sup>	29,3	32,2	31,2	34,2
2.000.000-20.000.000 m <sup>3</sup>	60,0	66,0	58,6	63,6
oltre 20.000.000 m <sup>3</sup>	67,4	58,3	72,0	63,6
<b>TOTALE</b>	<b>6,5</b>	<b>45,8</b>	<b>6,5</b>	<b>48,7</b>

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 m<sup>3</sup>, per i condomini uso domestico da 12.038 a 12.756 m<sup>3</sup>, per il commercio da 6.307 a 6.867 m<sup>3</sup>, per le attività di servizio pubblico da 16.087 a 18.972 m<sup>3</sup>, per l'industria da 102,9 a 103,8 migliaia di m<sup>3</sup>, per la generazione elettrica da 20 a 23,8 M(m<sup>3</sup>). 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(m<sup>3</sup>)

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(m<sup>3</sup>), 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(m<sup>3</sup>); il commercio ne ha utilizzato l'11%, corrispondente a 7,2 G(m<sup>3</sup>); l'industria ne ha consumato il 28,5%, cioè 19,1 G(m<sup>3</sup>); la generazione elettrica ne ha assorbito il 32,4%, equivalente a 21,7 G(m<sup>3</sup>); le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato il 2,1%, equivalente a 1,4 G(m<sup>3</sup>). 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 m<sup>3</sup>/anno e 5.000-50.000 m<sup>3</sup>/anno), al 4,8% per la terza classe (50.000-200.000 m<sup>3</sup>/anno), all'11% per la quarta (200.000-2.000.000 m<sup>3</sup>/anno), al 17,3% per la penultima (2-20 milioni di m<sup>3</sup>/anno) e al 26,5% per l'ultima (oltre 20 milioni di m<sup>3</sup>/anno).

Della presenza di consumi nelle classi di consumo tutelate non domestiche (e superiori a 200.000 m<sup>3</sup>/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 clienti<sup>26</sup> che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2015<sup>27</sup>, 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 precedente<sup>28</sup>, 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(m<sup>3</sup>); il 20,3% dei consumi, 10,9 G(m<sup>3</sup>), è localizzato nell'area del Centro e il restante 17,2%, cioè 9,2 G(m<sup>3</sup>), 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(m<sup>3</sup>) – 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(m<sup>3</sup>) sono il Piemonte con 6,7 G(m<sup>3</sup>), cioè il 12,4% del totale nazionale, l'Emilia Romagna con 6,2 G(m<sup>3</sup>), cioè l'11,5% del totale nazionale, il Veneto con 5 G(m<sup>3</sup>), 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.

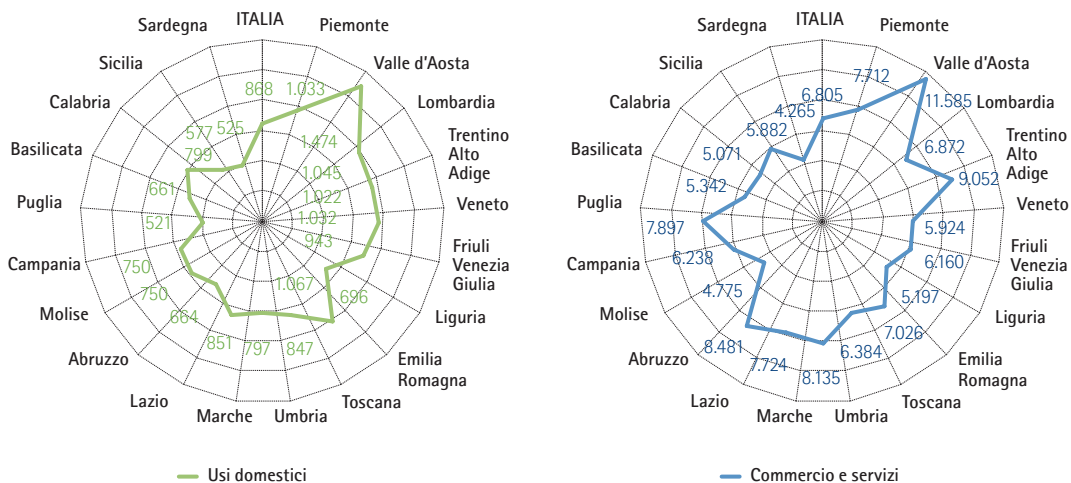
Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza, lo *switch* viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non è equivalente a uno *switch*, anche nel caso in 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

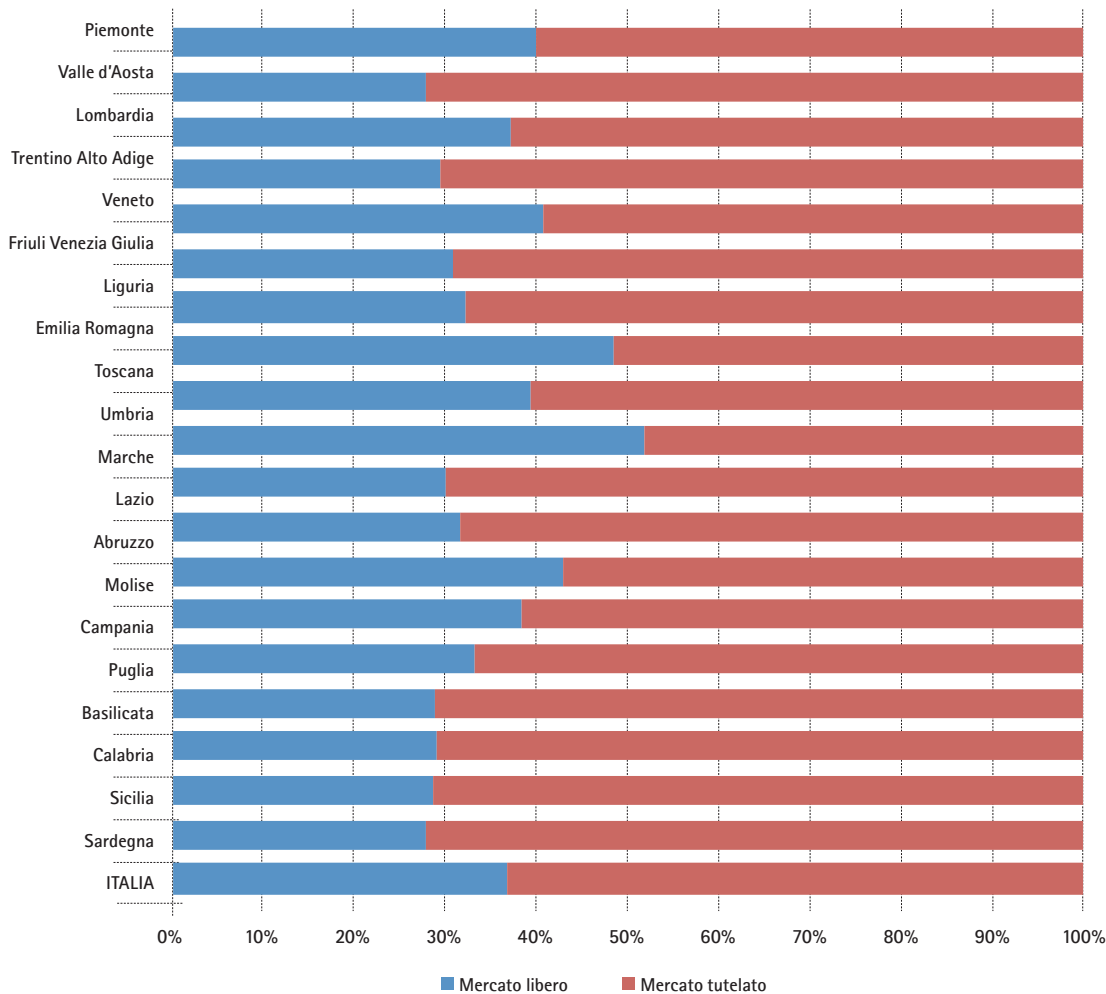
m<sup>3</sup>; gli usi domestici includono i condomini con uso domestico



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

**FIG. 3.20**

Clients 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 m<sup>3</sup>, 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 m<sup>3</sup>; i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole si riducono, rispettivamente, a 758 e 583 m<sup>3</sup>. 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 m<sup>3</sup>, non è molto dissimile

da quelli del Nord (6.833 m<sup>3</sup>), del Centro (7.139 m<sup>3</sup>) e del Sud e Isole (5.895 m<sup>3</sup>). 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 canalizzate<sup>29</sup>.

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;

<sup>29</sup> 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(m<sup>3</sup>); 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
<b>TOTALE</b>	<b>32,9</b>	<b>167.183</b>	<b>35,1</b>	<b>169.926</b>	<b>6,7</b>	<b>1,6</b>

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 perimento 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(m<sup>3</sup>), 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 m<sup>3</sup>. Come sempre, tuttavia, restano marcate le differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 136 m<sup>3</sup>, è infatti il più basso, se confrontato con i 364 m<sup>3</sup> dell'aria propanata e con i 1.430 m<sup>3</sup> 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

REGIONE	2014				2015			
	OPERATORI <sup>(A)</sup>	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	OPERATORI <sup>(A)</sup>	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

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m<sup>3</sup>); numero di operatori; clienti; comuni serviti

## 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%
<b>ITALIA</b>	<b>8,36</b>	<b>2.693,3</b>	<b>1.968,3</b>	<b>83,1%</b>	<b>3,5%</b>
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(m<sup>3</sup>)

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%	-
<b>TOTALE IMPRESE</b>	<b>35,10</b>	<b>100%</b>	<b>-</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

---

# Prezzi e tariffe

---

## Tariffe per l'uso delle infrastrutture

---

Nel novembre 2013 l'Autorità ha approvato<sup>30</sup> 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<sub>e</sub>), punto di uscita dalla stessa (CP<sub>u</sub>) e Rete regionale (CR<sub>r</sub>). 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 annullato<sup>31</sup> 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 Stato<sup>32</sup> 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 avviato<sup>33</sup> 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 approvate<sup>34</sup> 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<sub>e</sub>) applicati dall'operatore principale del trasporto, Snam Rete Gas. In dettaglio:

- riduzione del 10% dei corrispettivi CP<sub>e</sub> (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<sub>e</sub> (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

---

<sup>30</sup> Delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas.

<sup>31</sup> Sentenza del TAR Lombardia, Sezione seconda, 3 luglio 2014, n. 1729.

<sup>32</sup> Sentenza del Consiglio di Stato, Sezione sesta, 28 luglio 2015, n. 3735.

<sup>33</sup> Delibera 3 settembre 2015, 429/2015/R/gas.

<sup>34</sup> Delibera 11 dicembre 2015, 606/2015/R/gas.

CORRISPETTIVO UNITARIO VARIABILE	
CV	0,003461

CP <sub>e</sub> – 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		
<i>Hub stoccaggio</i>			
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, Treccate, 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/Monteverdese, 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 Vulgano, Torrente Tona	0,683506
Crotone, Hera Lacinia	1,741404	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	3,256517

CP <sub>u</sub> – 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			
<i>Hub stoccaggio</i>					
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 <sub>r</sub>	
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale	1,123985

**TAV. 3.42**

Tariffe di trasporto, dispacciamento e relativa misura per l'anno 2016

Corrispettivi unitari variabili (commodity); €/S(m<sup>3</sup>)

Corrispettivi unitari di capacità sulla Rete nazionale €/anno/ S(m<sup>3</sup>)/giorno

Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale €/anno/S(m<sup>3</sup>)/giorno

### 3. Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

Corrispettivo transitorio per il servizio di misura  
€/anno/S(m<sup>3</sup>)/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/Monteverdese, 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 Vulgano, 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<sub>e</sub> (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<sub>r</sub>, destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- RE<sub>r</sub>, 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  $0,1135 \text{ c€/m}^3$ , quello per la componente  $RE_T$  è pari a  $0,9018 \text{ c€/m}^3$ , mentre quello della componente  $UG_{3FT}$  è pari a  $0,0501 \text{ c€/m}^3$ .

### Rigassificazione

Anche per il servizio di rigassificazione del GNL l'Autorità ha fissato nel 2013<sup>35</sup> i criteri di regolazione delle tariffe per il periodo 2014-2017. Alla fine del 2015 l'Autorità ha approvato<sup>36</sup> 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 <sup>3</sup> liquido/anno)	4,619573	28,510659	23,699105
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	$C_{rs}$ (€/m <sup>3</sup> liquido/anno)	0,124261	-	0,074538
Quota % a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale	$Q_{cp}$ (per m <sup>3</sup> consegnato)	1,7%	1,05%	1,7%
Corrispettivo di misura del gas	CMG (€/m <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> )	0,001381

Fonte: Stogit.

### Stoccaggio

Nell'ottobre 2014 l'Autorità ha definito<sup>37</sup> 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)<sup>38</sup>. All'inizio di quest'anno l'Autorità ha approvato in via provvisoria<sup>39</sup> 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

<sup>35</sup> Delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas.

<sup>36</sup> Delibera 17 dicembre 2015, 625/2015/R/gas.

<sup>37</sup> Delibera 30 ottobre 2014, 531/2014/R/gas.

<sup>38</sup> Delibera 12 febbraio 2015, 49/2015/R/gas.

<sup>39</sup> 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 <sup>3</sup> )	PREZZO DI ASSEGNAZIONE (media ponderata) (c€/m <sup>3</sup> )
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 ( $\tau_1$ , €/cliente/anno) è composta da tre elementi, relativi a distribuzione ( $\tau_{1dis}$ ), misura ( $\tau_{1mis}$ ) e commercializzazione ( $\tau_{1cot}$ ). A partire dall'1 gennaio 2015, gli elementi  $\tau_{1dis}$  e  $\tau_{1mis}$  sono differenziati in funzione della classe dimensionale del misuratore. La quota variabile ( $\tau_3$ , €/m<sup>3</sup>) è articolata per scaglione di consumo. Come di consueto, i valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2016 sono stati fissati<sup>40</sup> nel mese di dicembre dell'anno precedente, e sono riportati nella tavola 3.46 (quote fisse  $\tau_1$ ) e nella tavola 3.47 (quota variabile  $\tau_3$ ). Vi sono poi delle componenti aggiuntive, espresse in c€/m<sup>3</sup> e aggiornate trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel secondo trimestre 2016)<sup>41</sup>:

- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,1526 c€/m<sup>3</sup> fino a 200.000 S(m<sup>3</sup>)/anno, 0,0771 c€/m<sup>3</sup> oltre tale soglia);
- UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli (1,0816 c€/m<sup>3</sup> fino a 200.000 S(m<sup>3</sup>)/anno, 0,5465 c€/m<sup>3</sup> oltre tale soglia);
- UG2, di modulazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi<sup>42</sup>;

<sup>40</sup> Delibera 22 dicembre 2015, 645/2015/R/gas.

<sup>41</sup> Stabilito dalle delibere 28 dicembre 2015, 657/2015/R/com, 30 marzo 2016, 139/2016/R/com e 141/2016/R/gas.

<sup>42</sup> 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 m<sup>3</sup>/anno) e una quota variabile (c€/m<sup>3</sup>) differenziata per scaglione di consumo.

COMPONENTI PER CLASSE DEL GRUPPO DI MISURA	AMBITO					
	NORD- OCCIDENTALE	NORD- ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD- ORIENTALE	CENTRO-SUD- OCCIDENTALE	MERIDIONALE
$\tau 1$ (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
$\tau 1$ (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
$\tau 1$ (cot)	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20

Fonte: AEEGSI.

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.

**TAV. 3.46**

Articolazione della quota fissa  $\tau 1$  della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2016

€/punto di riconsegna/anno

**TAV. 3.47**

Articolazione della quota variabile  $\tau 3$  della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2016

c€/m<sup>3</sup>; scaglioni di consumo in m<sup>3</sup>/anno

- UG<sub>3INT</sub>, a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità (0,0617 c€/m<sup>3</sup>);
- UG<sub>3UI</sub>, 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€/m<sup>3</sup>);
- UG<sub>3FT</sub>, a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema di trasporto (0,1541 c€/m<sup>3</sup>);
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (0,1336 c€/m<sup>3</sup> fino a 200.000 S(m<sup>3</sup>)/anno, 0,0624 c€/m<sup>3</sup> 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€/m<sup>3</sup> fino a 200.000 S(m<sup>3</sup>)/anno, 0,5545 c€/m<sup>3</sup> 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€/m<sup>3</sup> (Tav. 3.48). Tale prezzo nel 2014 era risultato pari a 42,3 c€/m<sup>3</sup>. 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€/m<sup>3</sup>. 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 consumi<sup>43</sup>, 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€/m<sup>3</sup>; classi di consumo annuo espresse in m<sup>3</sup>

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
<b>TOTALE</b>	<b>39,3</b>	<b>45,5</b>	<b>44,0</b>	<b>42,3</b>	<b>38,9</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

<sup>43</sup> Nella media del 2015 il costo a copertura della distribuzione è stato di circa 12 c€/m<sup>3</sup> per il consumatore tipo da 1.400 m<sup>3</sup>.

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
<b>TOTALE</b>	<b>55,7</b>	<b>46,0</b>	<b>41,0</b>	<b>32,5</b>	<b>28,1</b>	<b>26,5</b>	<b>38,9</b>

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

### TAV. 3.49

Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2015

c€/m<sup>3</sup>; classi di consumo annuo espresse in m<sup>3</sup>

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 acquisita<sup>44</sup> per il 2016 da questo segmento di consumo è pari a -3,1%.

<sup>44</sup> 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 <sup>(A)</sup>	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%

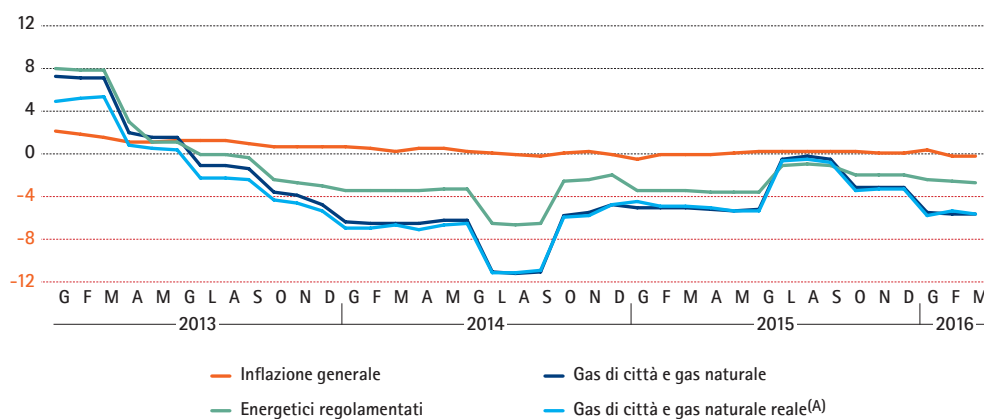
(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

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



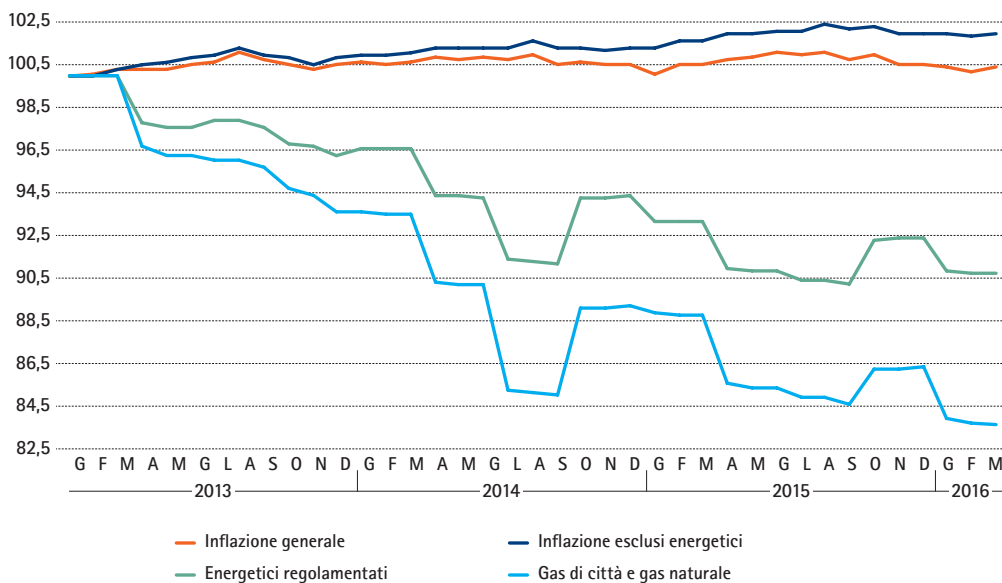
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - Indici nazionali.

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%.

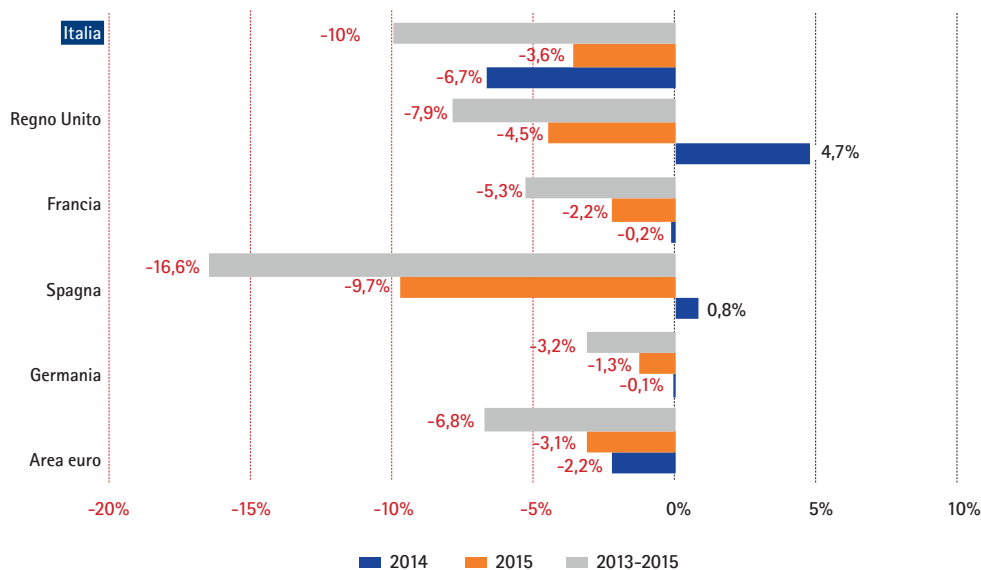
L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere valutato anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando

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

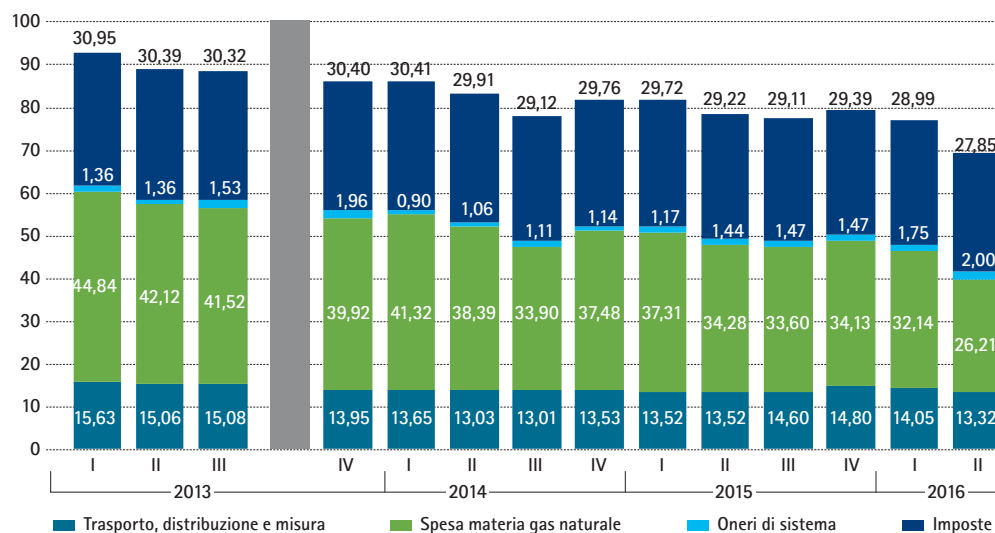
condizioni economiche di fornitura<sup>45</sup> che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie (accanto alle condizioni da loro definite per il mercato libero), valorizzate per un consumatore caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m<sup>3</sup> e da un impianto di riscaldamento autonomo. Tale prezzo è calcolato

<sup>45</sup> 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<sup>(A)</sup>

c€/m<sup>3</sup>; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m<sup>3</sup>



(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€/m<sup>3</sup>.

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 previsto<sup>46</sup> 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  $Q_{Tint}$ ,  $QT_{PSV}$ ,  $QT_{MCV}$ );
- 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

<sup>46</sup> Delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/gas.

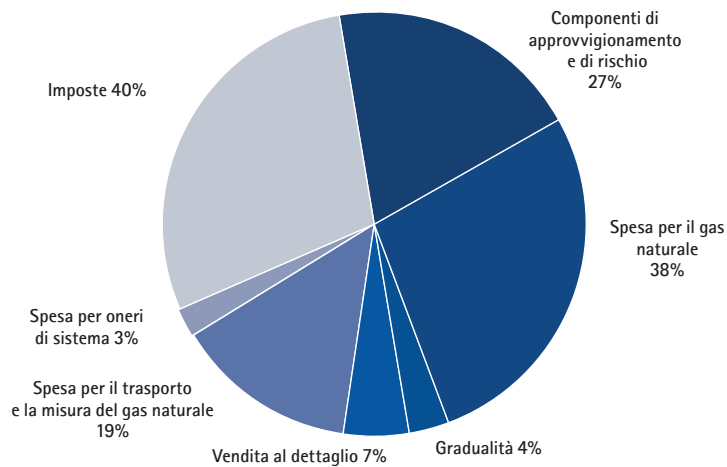


FIG. 3.25

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 m<sup>3</sup>

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€/m<sup>3</sup>, circa il 10%, in cui il prezzo complessivo (69,38 c€/m<sup>3</sup>) è tornato al livello di inizio 2010 (69,34 c€/m<sup>3</sup>). Il bilancio a partire dall'attuazione della prima fase della riforma (aprile 2013)<sup>47</sup> fa registrare sinora una diminuzione di 23,4 c€/m<sup>3</sup> (oltre il 25%) nel prezzo complessivo.

All'1 aprile 2016 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m<sup>3</sup> 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)

<sup>47</sup> 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€/m<sup>3</sup> per le accise  
e aliquote percentuali per l'IVA

IMPOSTE Fascia di consumo annuo	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
	< 120 m <sup>3</sup>	120-480 m <sup>3</sup>	480-1.560 m <sup>3</sup>	> 1.560 m <sup>3</sup>	< 1,2 M(m <sup>3</sup> )	> 1,2 M(m <sup>3</sup> )
<b>ACCISA</b>						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno <sup>(A)</sup>	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
<b>ADDIZIONALE REGIONALE<sup>(B)</sup></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
<b>Liguria</b>						
- 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
<b>Lazio</b>						
- territori ex Cassa del Mezzogiorno <sup>(A)</sup>	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
<b>Abruzzo</b>						
- 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 <sup>(C)</sup>	10 <sup>(C)</sup>

(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 sistema<sup>48</sup> (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.

<sup>48</sup> 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).

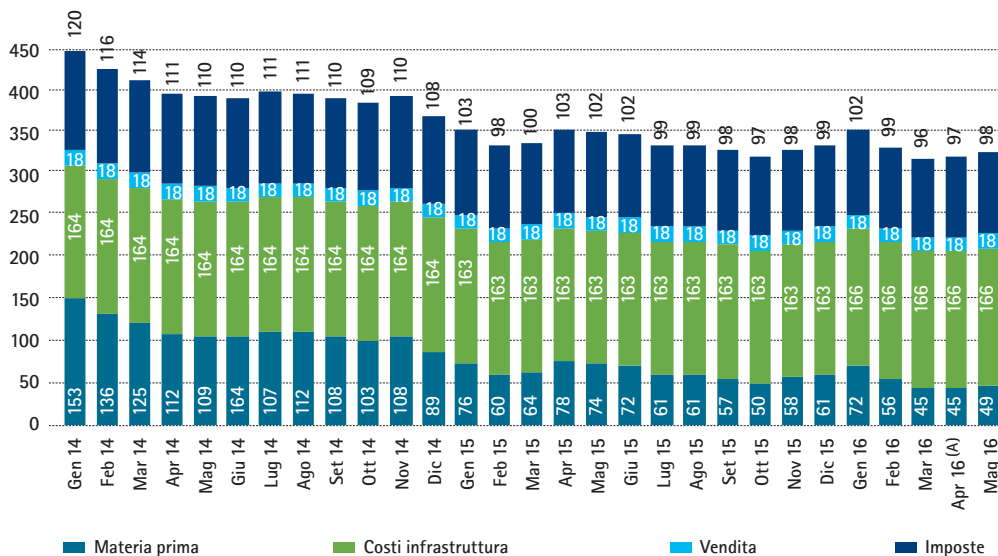


FIG. 3.26

Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo c€/m<sup>3</sup>, famiglia con consumo annuo di 200 m<sup>3</sup>

(A) Da aprile 2016, a seguito della diminuzione dei consumi medi, l'utente tipo è caratterizzato da un consumo di 200 m<sup>3</sup>/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 2011<sup>49</sup> 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 €/

m<sup>3</sup> e abbia una validità biennale. Il valore applicato dall'1 gennaio 2014 è pari a 0,176 €/m<sup>3</sup> 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 disposto<sup>50</sup> 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

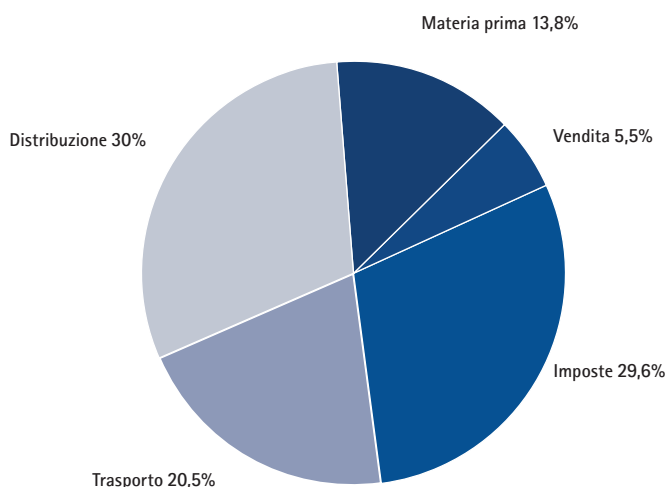
<sup>49</sup> Delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11.

<sup>50</sup> 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 m<sup>3</sup>



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)<sup>51</sup>. 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 2015<sup>52</sup>, 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€/m<sup>3</sup>, è poi diminuita, passando attraverso alcune oscillazioni, sino ai 45 c€/m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup> di GPL è pari a 326 c€/m<sup>3</sup> 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%.

<sup>51</sup> Approvata con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas.

<sup>52</sup> 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 CATHODICAMENTE <sup>(B)</sup>
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" <sup>(A)</sup>	1.325,0	14,3
<b>TOTALE RETE ISPEZIONATA</b>	<b>34.654,9</b>	<b>220,5</b>
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.

ESTENSIONE DELLA RETE DI ACCIAIO	ESTENSIONE DELLA RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATHODICA EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATHODICA NON EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE DI ACCIAIO NON PROTETTA CATHODICAMENTE	% RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATHODICA EFFICACE
34.645,4	34.444,3	3,0	198,1	99,4

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

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.

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. 3.52

Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2015  
Km

### TAV. 3.53

Protezione catodica delle reti nel 2015  
km

### TAV. 3.54

Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2015  
Numero di sistemi e punti di misura

### TAV. 3.55

Impianti di odorizzazione nel 2015

**TAV. 3.56**

Emergenze 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. 3.57**

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

ADESIONI DEGLI UTENTI	ADESIONI DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	TOTALE DELLE ADESIONI
163	162	325

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

**TAV. 3.58**

Interruzioni 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. 3.59**

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

ADESIONI DEGLI UTENTI	ADESIONI DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	TOTALE DELLE ADESIONI
166	163	329

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

**TAV. 3.60**

Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2015

Numero di punti di riconsegna (PDR) con capacità conferita indicata in m<sup>3</sup>/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
<b>IN BASE ALLA CAUSA</b>	
Causa di forza maggiore	0
Causa di terzi	1
Causa dell'impresa di trasporto	65
<b>PER TIPO DI PUNTO DI RICONSEGNA</b>	
Clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	35
City Gate	31
<b>TOTALE</b>	<b>66</b>

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
<b>TOTALE</b>	-	<b>147.487</b>	-	<b>1</b>

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.

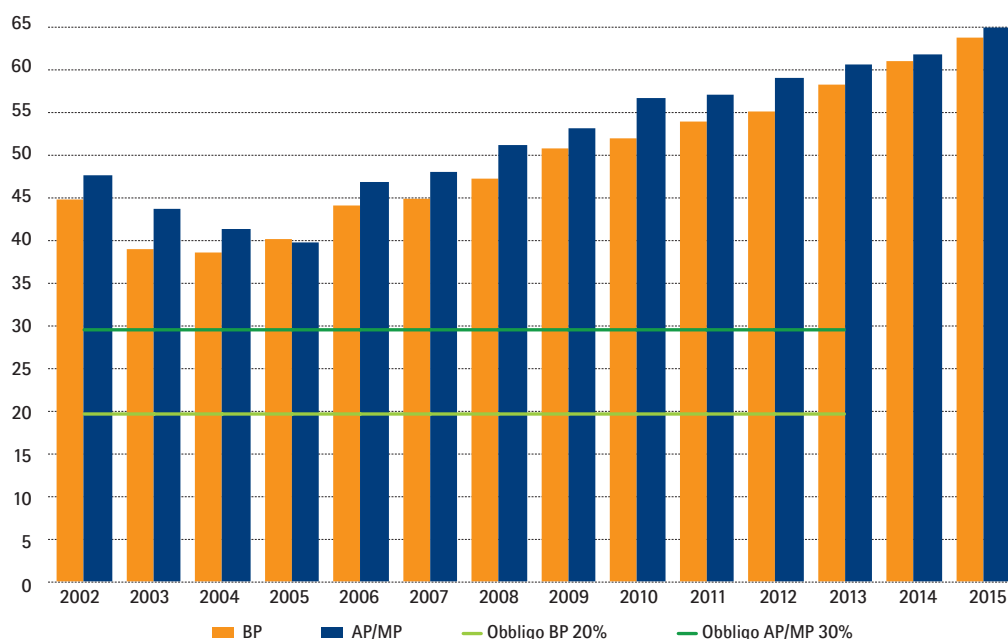
## Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

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)<sup>53</sup> 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

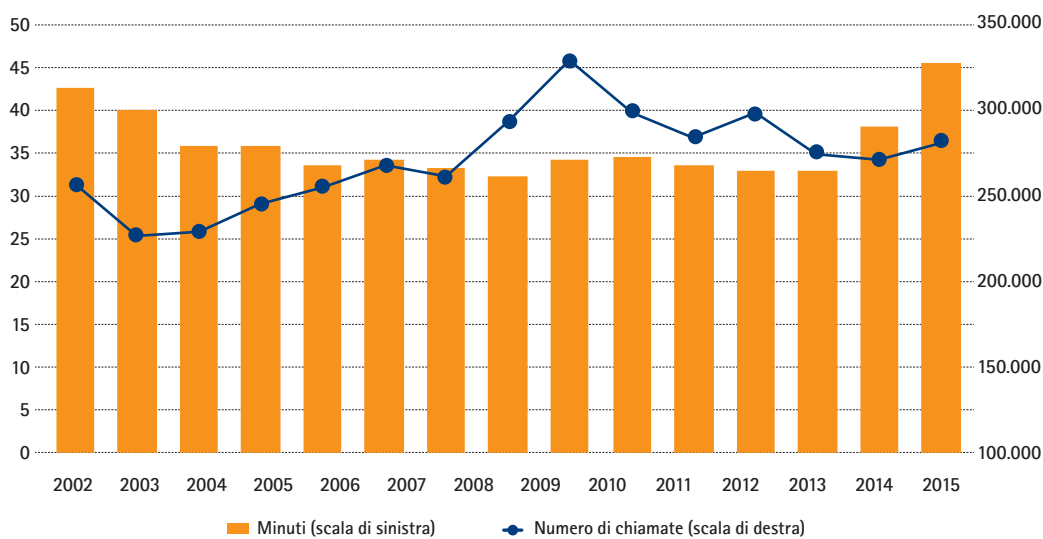
**FIG. 3.28**

Percentuale di rete ispezionata dal 2002



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

<sup>53</sup> 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 <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	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
<b>TOTALE ANNO 2014</b>	<b>2.138</b>	<b>962</b>	<b>1.959</b>	<b>2.651</b>	<b>7.710</b>
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
<b>TOTALE ANNO 2015</b>	<b>2.639</b>	<b>1.333</b>	<b>2.125</b>	<b>3.651</b>	<b>9.748</b>

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 <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	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
<b>TOTALE ANNO 2014</b>	<b>41.135</b>	<b>10.349</b>	<b>8.498</b>	<b>57.872</b>	<b>117.854</b>
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
<b>TOTALE ANNO 2015</b>	<b>39.625</b>	<b>9.092</b>	<b>8.044</b>	<b>59.191</b>	<b>115.952</b>

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 (A<sub>1</sub>, A<sub>2</sub>, B e C). La classe A<sub>1</sub>, 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:

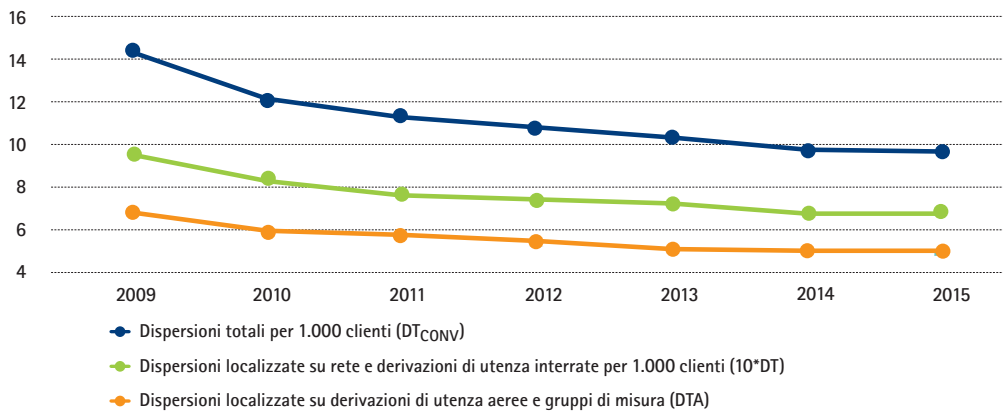
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 7.710 a 9.748; aumentano anche le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata (passano da 4.939 nel 2014 a 5.111 nel 2015), le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza 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 A<sub>1</sub>, generalmente le più pericolose, nel 2015 sono diminuite rispetto al 2014.

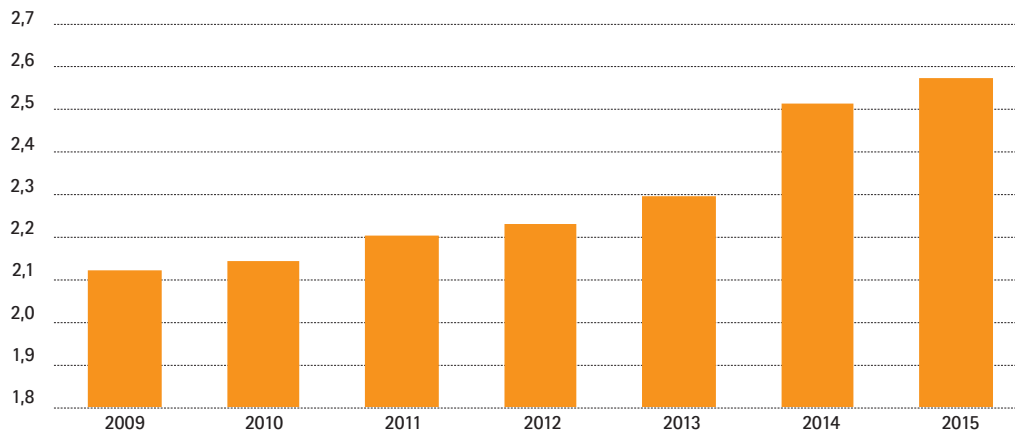
La figura 3.29 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione premi-penalità: si evidenzia un



**FIG. 3.30**

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti  
Impianti soggetti a regolazione incentivante; 2009-2015

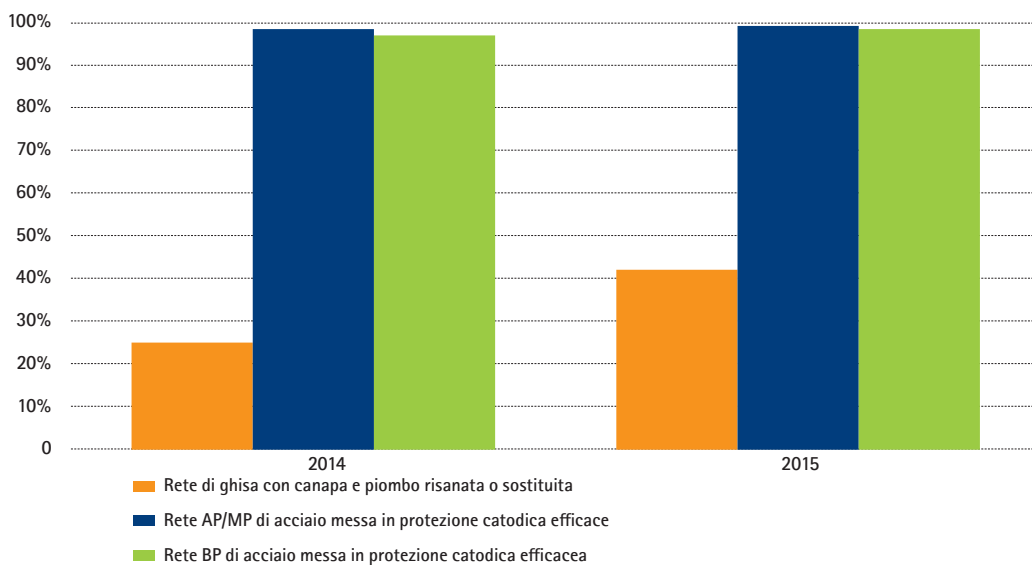
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.



**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<sup>(A)</sup>-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
Acsm-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
<b>TOTALE</b>	<b>17.996.833</b>	<b>243.412</b>	<b>13,53</b>	<b>25.063</b>	<b>1,39</b>	<b>268.475</b>

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 <sup>(A)</sup>	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA <sup>(B)</sup>	% 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
Acsm-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
Agsdm 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
<b>TOTALE</b>	<b>116.637</b>	<b>280.030</b>	<b>240,1</b>	<b>82.641</b>	<b>157.531</b>	<b>190,6</b>

(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	LUNGHEZZA DELLA RETE			NUMERO DISPERSIONI			
	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA	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
2l 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
Acsm-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
<b>TOTALE</b>	<b>11,20</b>	<b>201.301</b>	<b>129.344</b>	<b>7.261</b>	<b>0,06</b>	<b>99.183</b>	<b>0,49</b>

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
<b>TOTALE</b>	<b>67.660</b>	<b>67.411</b>	<b>248</b>	<b>100,0</b>

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

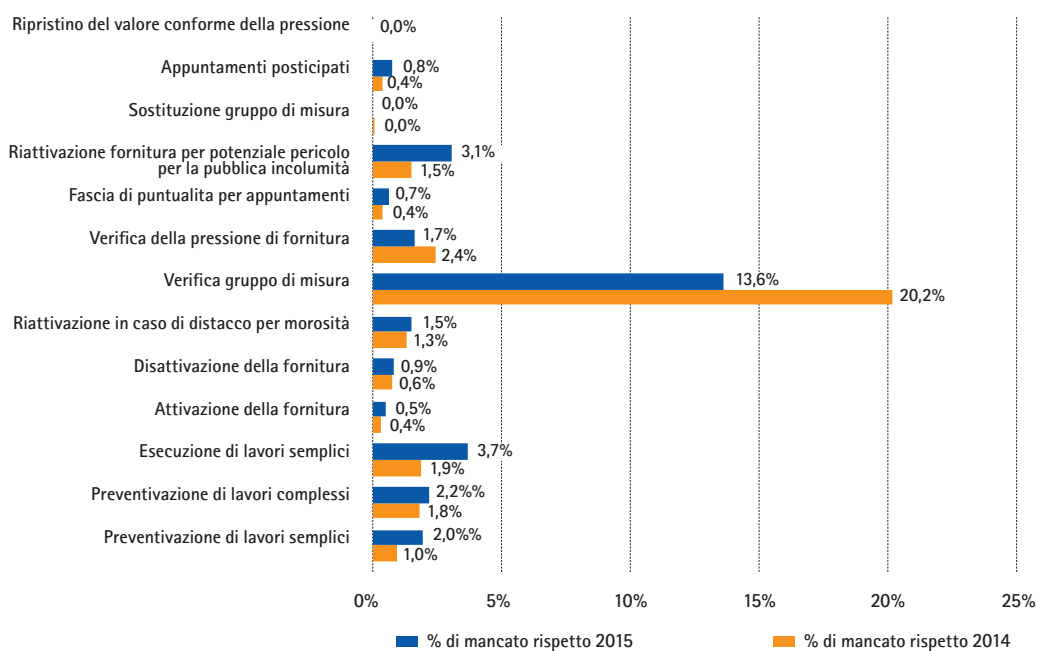
ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	NUMERO DI RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
<b>CARTA DEI SERVIZI</b>		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
1999	11.212	1.640
2000	14.635	3.709
2001	16.424	12.086
<b>REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ COMMERCIALE DELL'AUTORITÀ</b>		
2002	14.651	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.

### TAV. 3.69

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.

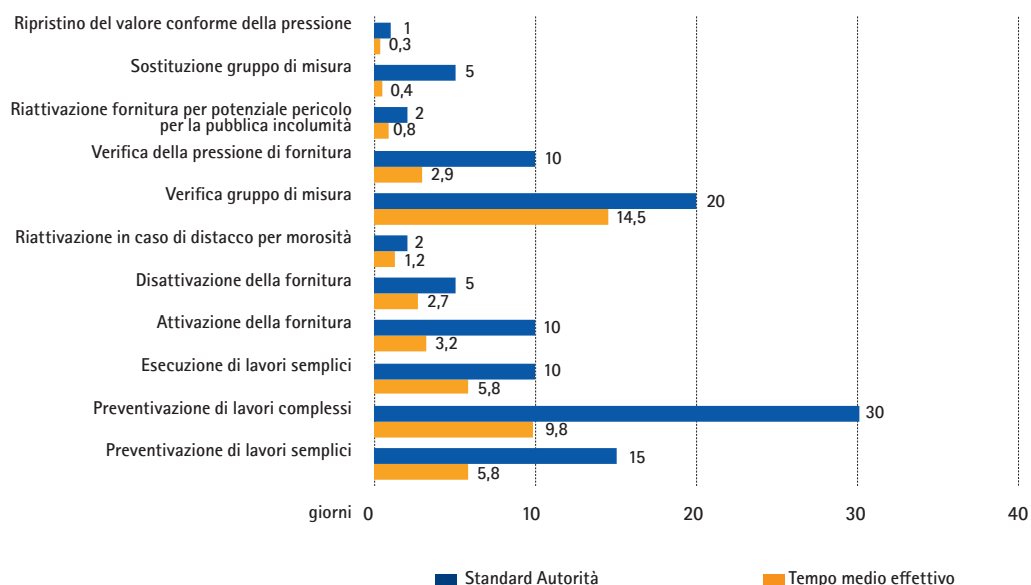
### FIG. 3.33

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	ANNO 2014			ANNO 2015		
		NUMERO DI RICHIESTE	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
<b>TOTALE</b>		<b>3.530.129</b>		<b>20.094</b>	<b>3.548.641</b>		<b>31.261</b>

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
<b>TOTALE 2014</b>	-	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
<b>TOTALE 2015</b>	-	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 distributtrice - 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 gas<sup>54</sup>. 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
<b>TOTALE</b>	<b>180.588</b>	<b>3.840</b>	<b>10</b>	<b>3.599</b>

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

<sup>54</sup> 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
<b>TOTALE</b>	<b>24.203</b>	<b>637</b>	<b>5</b>	<b>513</b>

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

DIMENSIONE DELL'IMPRESA DI DISTRIBUZIONE <sup>(A)</sup>	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
<b>TOTALE</b>	<b>180.588</b>	<b>3.840</b>	<b>10</b>	<b>3.599</b>

(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 <sup>(A)</sup>	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
<b>TOTALE</b>	<b>24.203</b>	<b>637</b>	<b>5</b>	<b>513</b>

(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
<b>TOTALE</b>	<b>14</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

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
<b>TOTALE</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

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%<sup>1</sup> 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).

---

<sup>1</sup> 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 <sup>3</sup> )	M(m <sup>3</sup> )	-	%
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<sub>t</sub> di energia termica fornita, sono stati erogati 107,7 GWh<sub>f</sub> 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 <sup>(A)</sup>	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 <sup>(B)</sup>	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%
<b>TOTALE GENERALE</b>	<b>1.633.172</b>	<b>100%</b>	<b>1.918.834</b>	<b>100%</b>	<b>556.631</b>	<b>100%</b>

(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).

ESERCENTE	POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31/12/2014	
	ELETTRICA MWe	TERMICA MWt
Centrali termoelettriche		1.140
Impianti di cogenerazione <sup>(A)</sup>	868	1.132
Impianti di termovalorizzazione RSU		477
Produzione semplice a bioenergie <sup>(B)</sup>		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
<b>TOTALE</b>	<b>949</b>	<b>8.374</b>

(A) Impianti dedicati, alimentati a combustibili fossili.

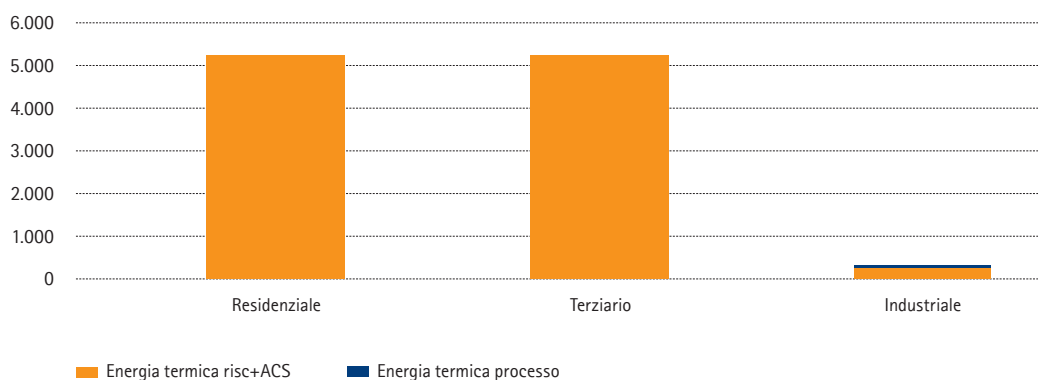
(B) Caldaie alimentate a bioenergie, gas di discarica e fanghi.

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%<sup>2</sup> 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 teleriscaldamento<sup>3</sup>.

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  
m<sup>3</sup>

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%
<b>TOTALE</b>	<b>316.244.793,8</b>	<b>-</b>

Fonte: Elaborazione su dati dell'Annuario AIRU 2015.

<sup>2</sup> Fonte: Annuario AIRU 2015.

<sup>3</sup> 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(m<sup>3</sup>), comprensivo di accise e addizionali regionali;
- $PCI$  è il potere calorifico inferiore del gas naturale, espresso in kcal/m<sup>3</sup> o in MJ/m<sup>3</sup>;
- $\eta$  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  $\eta$ , 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 specifici<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> 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 operatori<sup>2</sup>;
- 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 pubblica<sup>3</sup>, 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 Campania<sup>4</sup>, 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	
<b>TOTALE</b>	<b>1.438</b>	<b>525</b>	<b>126</b>	<b>14</b>	<b>5.954.067</b>	<b>4.470.979</b>	<b>42.829.787</b>	<b>1.677.813</b>
		<b>2.103</b>				<b>54.932.646</b>		

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
<b>TOTALE</b>	<b>1.577</b>	<b>258</b>	<b>136</b>	<b>6.748.818</b>	<b>2.523.585</b>	<b>44.043.802</b>
		<b>1.971</b>			<b>53.316.205</b>	

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 abitanti<sup>5</sup>. 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

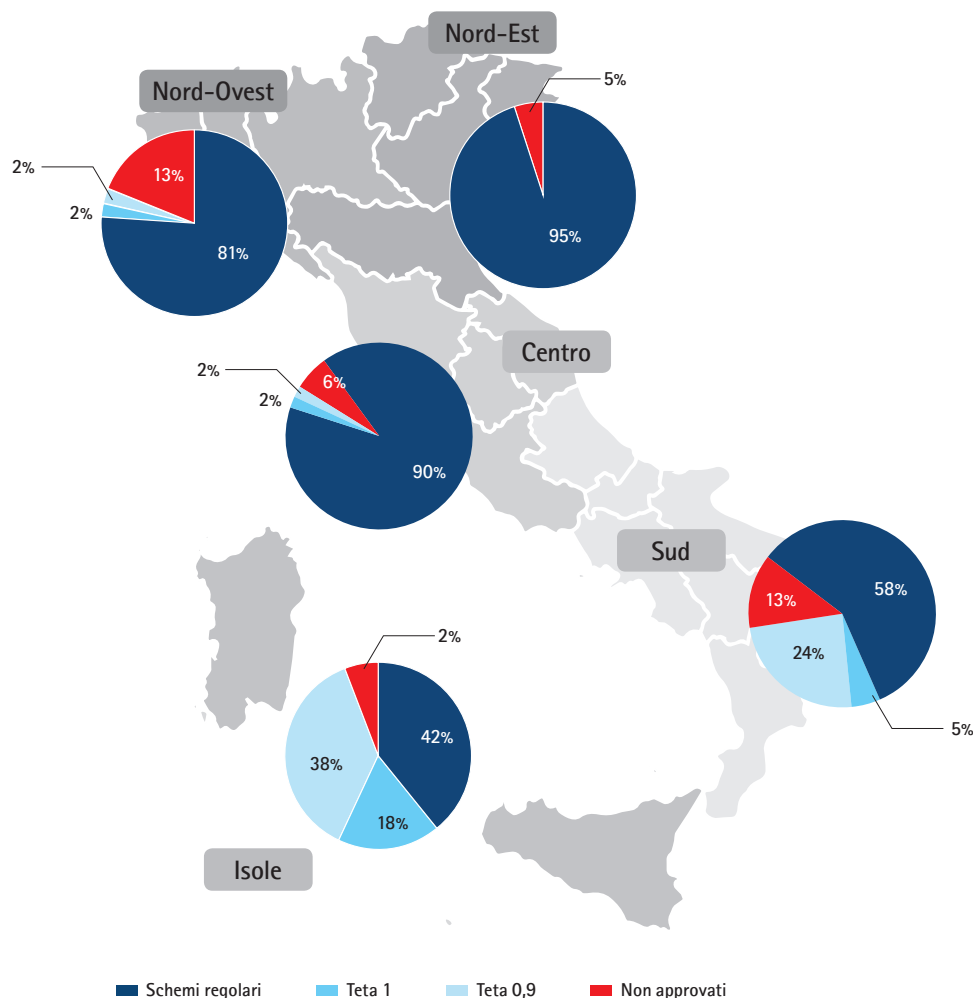
<sup>5</sup> Con riferimento al biennio 2012-2013, le gestioni interessate da provvedimenti di approvazione da parte dell'Autorità sono 2.103, con una popolazione servita di 54.932.646 abitanti (Tav. 5.1).

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.



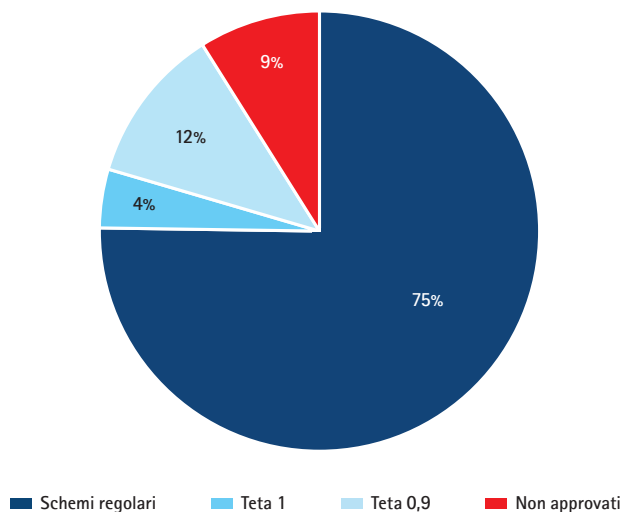
**FIG. 5.1**

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 nazionale<sup>6</sup>. 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:

<sup>6</sup> 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.

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					
<b>TOTALE</b>	<b>54</b>	<b>11.915.836</b>	<b>5,5%</b>	<b>4,5%</b>	<b>1.565.095.771</b>

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

### TAV. 5.3

Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie per il 2014 e il 2015, in relazione al fabbisogno di investimenti

## TAV. 5.3 - SEGUE

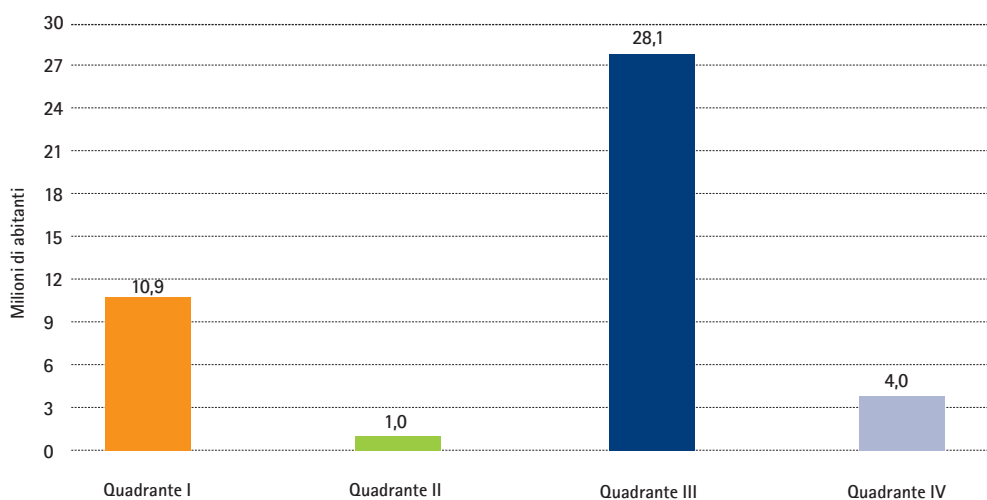
Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie per il 2014 e il 2015, in relazione al fabbisogno di investimenti

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
<b>TOTALE</b>	<b>82</b>	<b>32.127.966</b>	<b>6,8%</b>	<b>6,4%</b>	<b>4.232.060.332</b>

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.

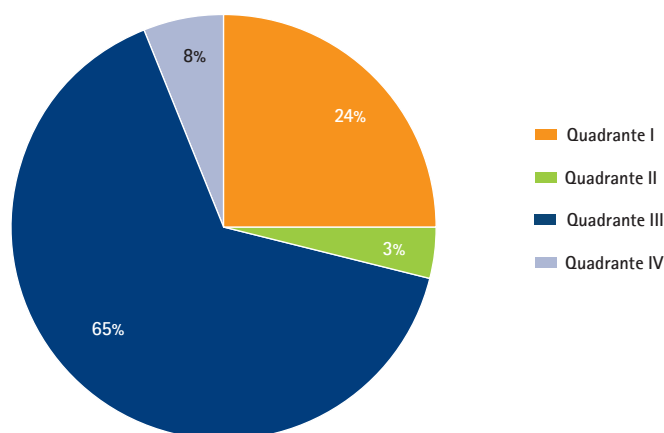


FIG. 5.4

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 euro<sup>7</sup>: 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 aggiornabili<sup>8</sup>  $Opex_{aj}$ , 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 €/m<sup>3</sup>, compreso tra un valore minimo di 1,43 €/m<sup>3</sup> nel Nord-Ovest e un valore massimo di 2,12 €/m<sup>3</sup> nel Centro. In particolare, si segnala l'incidenza più contenuta della voce afferente ai costi operativi (data dalla somma di  $Opex_{end}$  e  $Opex_{aj}$ ) nell'area Nord-Ovest (con 1,03 €/m<sup>3</sup>), mentre la maggior quota di VRG destinata alla copertura dei costi delle immobilizzazioni si registra nel Centro (0,54 €/m<sup>3</sup>). 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.

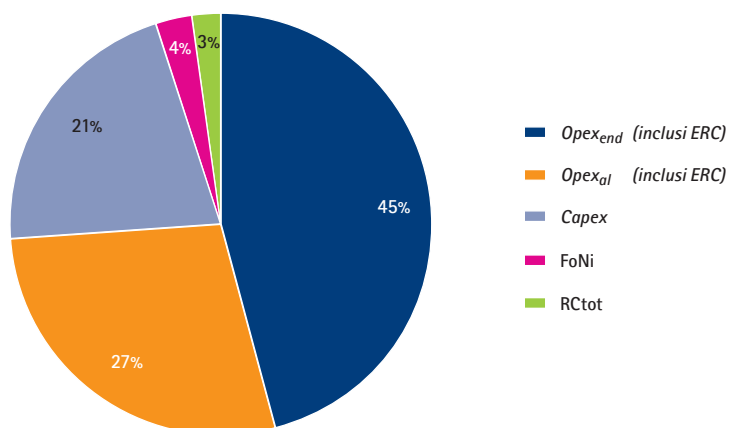
<sup>7</sup> Il dato si riferisce a 128 delle 136 gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione dei pertinenti schemi regolatori da parte dell'Autorità. Sono state escluse dall'analisi le gestioni con riguardo alle quali l'Autorità ha prescritto ai soggetti competenti un riallineamento del PEF in conseguenza delle rettifiche dalla medesima compiute alla predisposizione tariffaria in sede di approvazione.

<sup>8</sup> I costi operativi aggiornabili ( $Opex_{aj}$ ) 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**

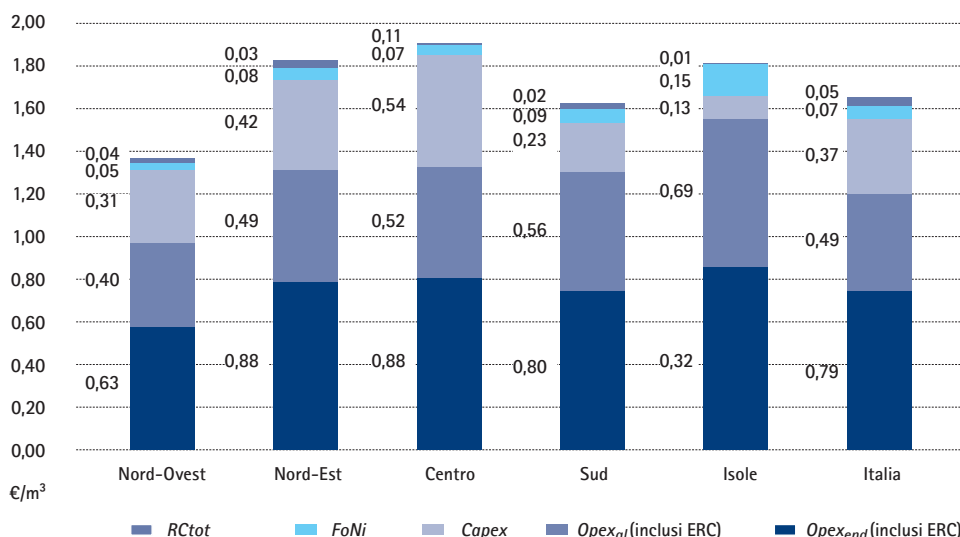
Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2015



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<sup>2015</sup>*). 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<sup>2015</sup>* 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 sottensione 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 <sup>2015</sup> 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%
<b>ITALIA</b>	<b>89.638.671</b>	<b>79%</b>

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

#### TAV. 5.4

Oneri locali esplicitati come ERC<sup>2015</sup> dai soggetti competenti

## TAV. 5.5

Altri costi operativi  
esplicitabili come ERC<sup>2015</sup>  
Stima dell'Autorità su un campione  
di gestori

REGIONE	ERC <sup>2015</sup> 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%
<b>TOTALE</b>	<b>256.599.271</b>	<b>30%</b>

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

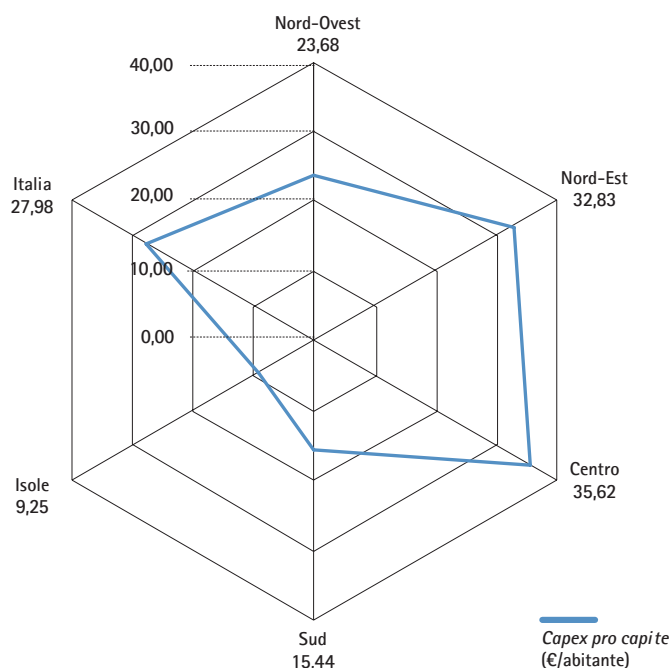


FIG. 5.7

Capex pro capite per macroarea nel 2015

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

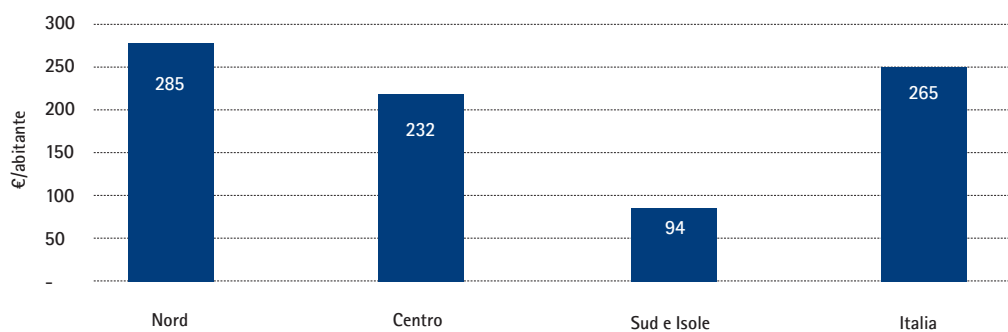


FIG. 5.8

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 €/m<sup>3</sup>, risulta compreso tra un minimo di 0,47 €/m<sup>3</sup> e un massimo di 2,80 €/m<sup>3</sup>.

FIG. 5.9

Opex per volumi erogati nel 2015

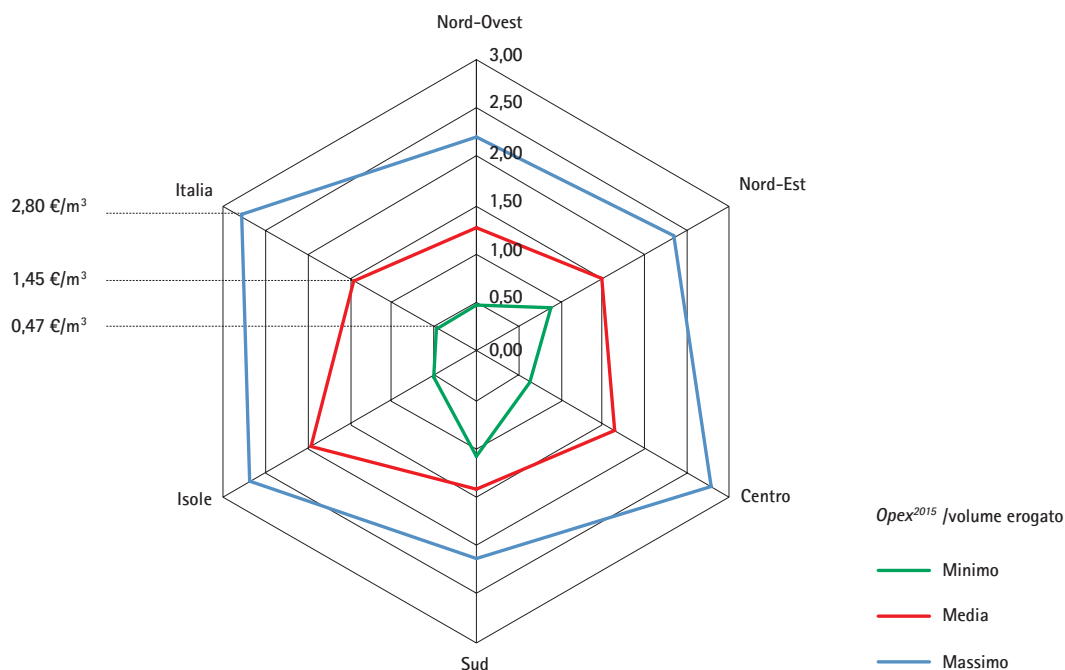
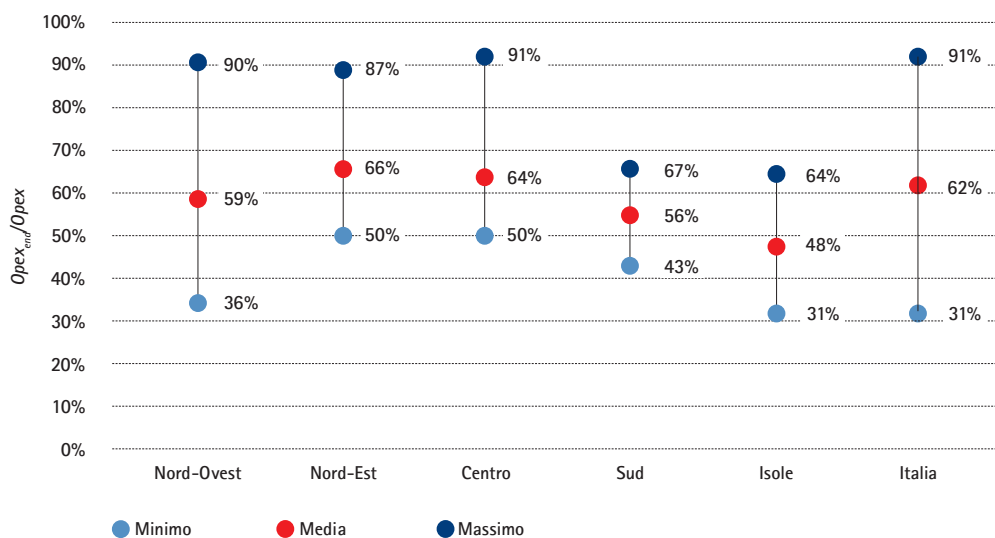


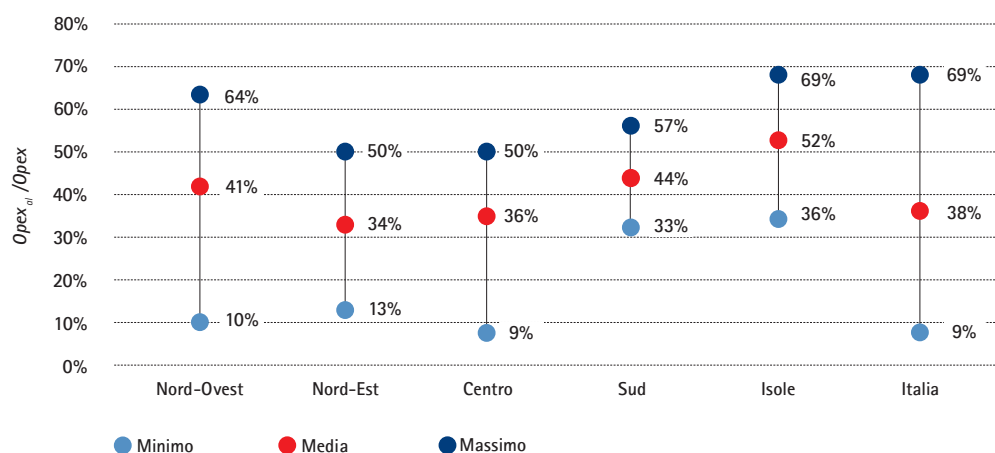
FIG. 5.10

Incidenza dei costi operativi endogeni sugli Opex nel 2015



Inoltre, la composizione degli *Opex* evidenzia una forte variabilità del peso degli *Opex<sub>END</sub>* 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<sub>OI</sub>* 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

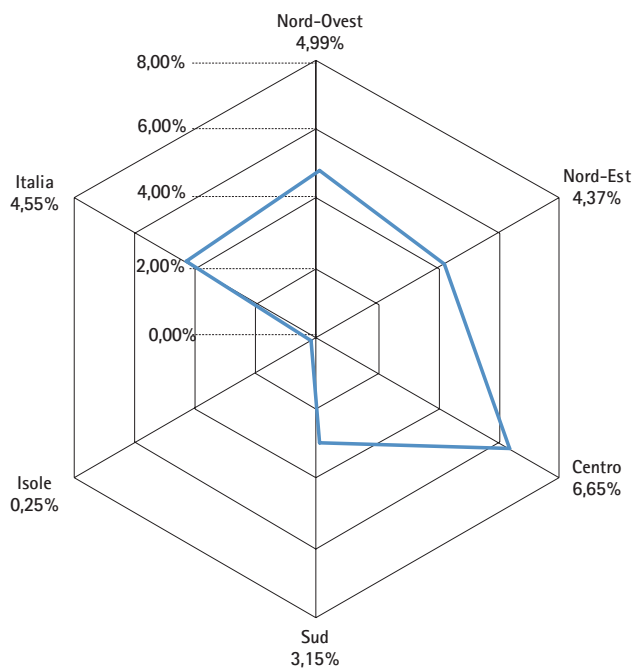
## Variazioni tariffarie e investimenti programmati

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**

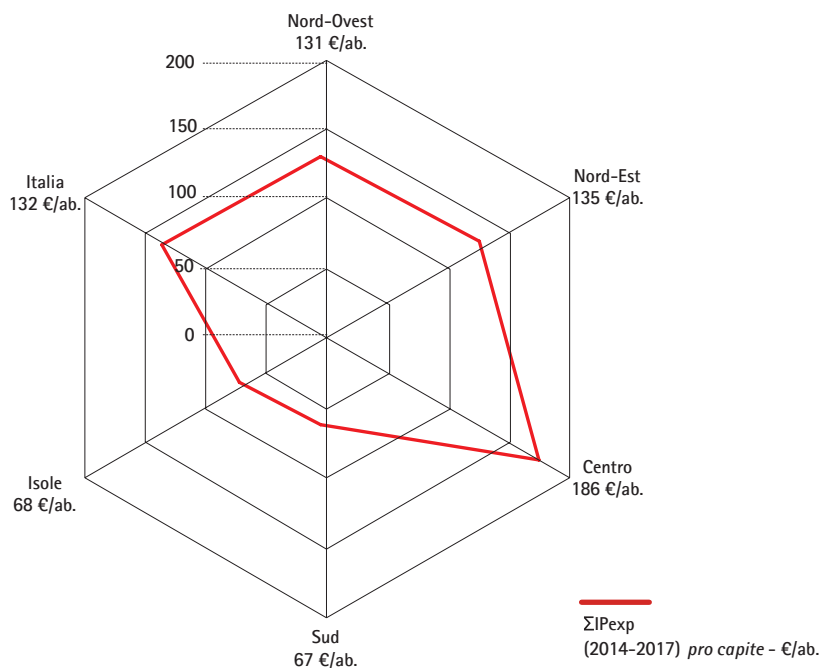
Variatione media per macroarea dei corrispettivi applicati all'utenza



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%
<b>TOTALE</b>	<b>20</b>	<b>4.448.943</b>	<b>7,5%</b>

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%
<b>TOTALE</b>	<b>40</b>	<b>10.345.095</b>	<b>17,0%</b>

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 m<sup>3</sup>.

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 m<sup>3</sup> (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 m<sup>3</sup> 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
<b>TOTALE</b>	<b>150</b>

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

#### TAV. 5.9

Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2015

Consumi annuali di 150 m<sup>3</sup>

AREA GEOGRAFICA	SPESA MEDIA PER CONSUMO DI 150 m <sup>3</sup> (€/ANNO)	$\Sigma$ IPEXP (2014-2017) PRO CAPITE (€/ABITANTE)	$\Sigma$ IPEXP/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
<b>ITALIA</b>	<b>249</b>	<b>132</b>	<b>0,53</b>

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

INVESTIMENTI $\frac{\sum_{2016}^{2019} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} \leq \omega$ $\frac{\sum_{2016}^{2019} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} > \omega$	$\frac{Opex^{2014}}{pop} \leq OPM$	$\frac{Opex^{2014}}{pop} > OPM$	AGGREGAZIONI, VARIAZIONI NEGLI OBIETTIVI O NELLE ATTIVITÀ DEL GESTORE
		Schema I LIMITE DI PREZZO: 6,0%	Schema II LIMITE DI PREZZO: 5,5%
	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	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>5</b>	<b>3.226.049</b>	<b>5,0%</b>	<b>3,6%</b>	<b>2,5%</b>	<b>0,6%</b>	<b>436.245.111</b>

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 - DSID<sup>9</sup>, 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 depurazione<sup>10</sup>.

## 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.

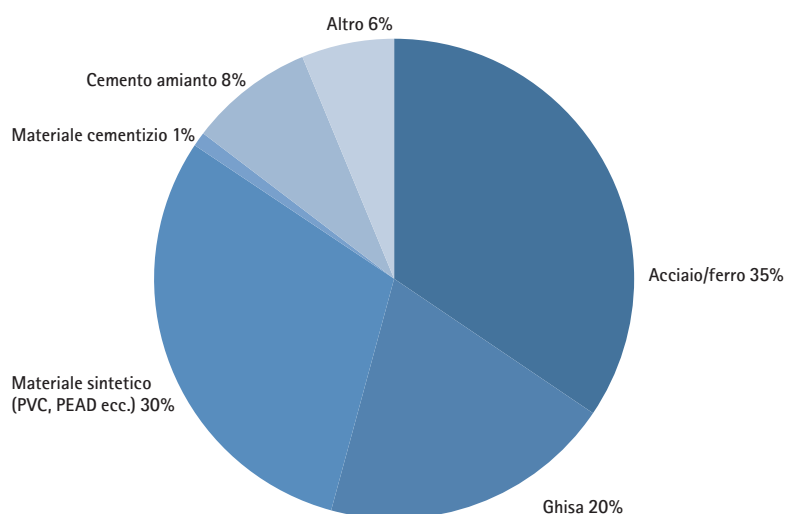
Peraltro, con riferimento agli interventi eseguiti sulle reti di distribuzione, si segnala, pur con le necessarie cautele, una generalizzata

<sup>9</sup> 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.

<sup>10</sup> 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

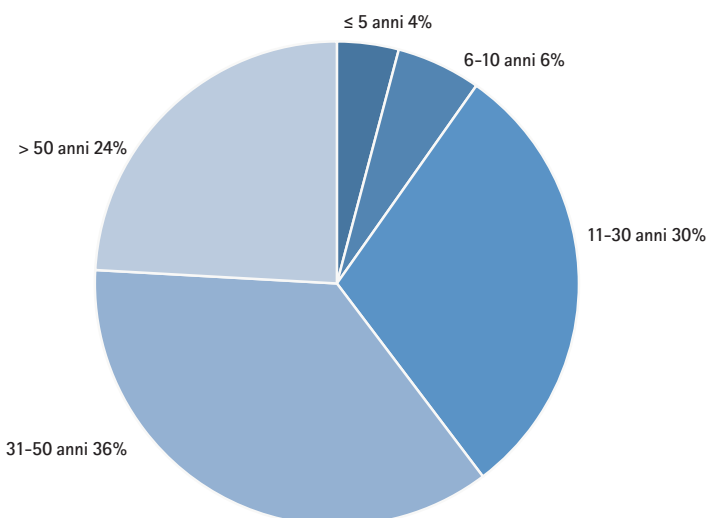
Tipologie di materiali  
delle condotte della rete  
acquedottistica principale  
Adduzione e distribuzione



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.15

Età di posa della rete  
acquedottistica principale  
Adduzione e distribuzione

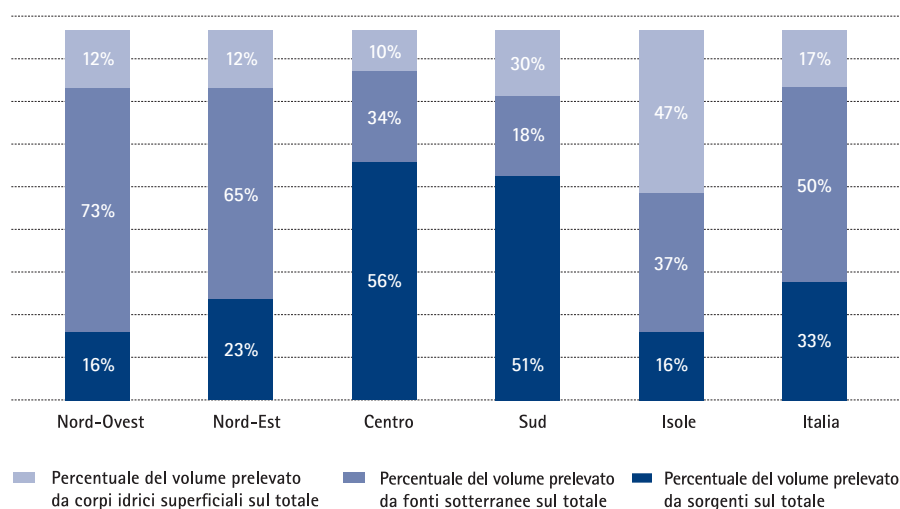


Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

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

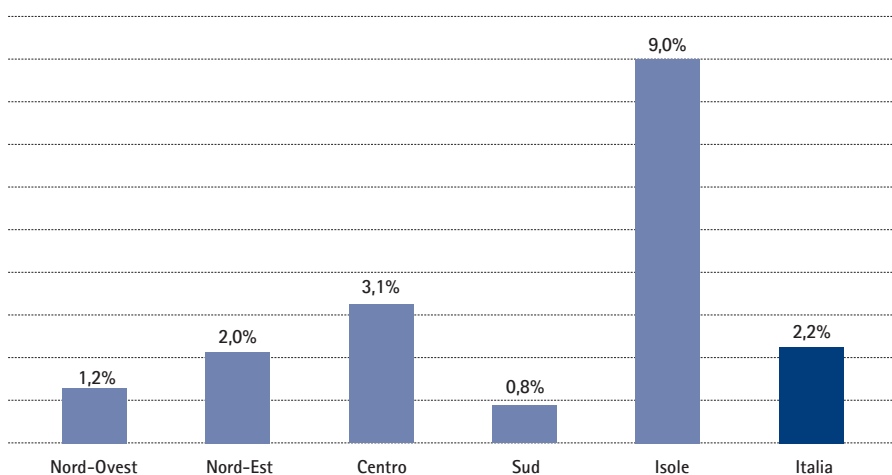
I dati relativi ai volumi prelevati dall'ambiente per uso idropotabile, riferiti alle tre possibili tipologie di provenienza (da sorgente, da fonti sotterranee o da corpi idrici superficiali), mostrano che a livello nazionale la quota principale di volumi viene prelevata da fonti sotterranee (50%), mentre 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 umano<sup>11</sup>. 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).

<sup>11</sup> Per il secondo periodo regolatorio, l'Autorità ha previsto, al comma 10.6 della delibera 664/2015/R/Idr, 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

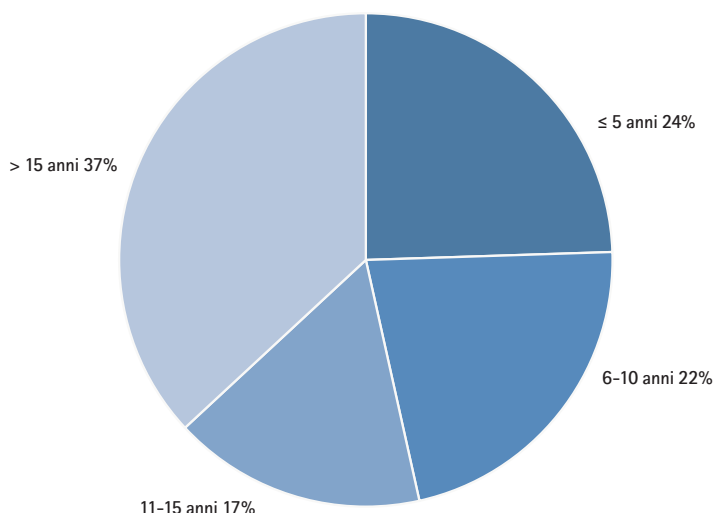
L'attività di misura, e l'efficiente svolgimento della stessa, appare essenziale per garantire trasparenza e *accountability* in ordine ai consumi delle utenze. Tuttavia, gli approfondimenti condotti sullo stato dei misuratori di utenza e sul relativo grado di vetustà (Fig. 5.18)

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 m<sup>3</sup> all'anno nel 2011 ai 57,7 m<sup>3</sup> all'anno nel 2012, arrivando ai 56,3 m<sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> )			% 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%
<b>ITALIA</b>	<b>58,8</b>	<b>57,7</b>	<b>56,3</b>	<b>68,4%</b>
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.

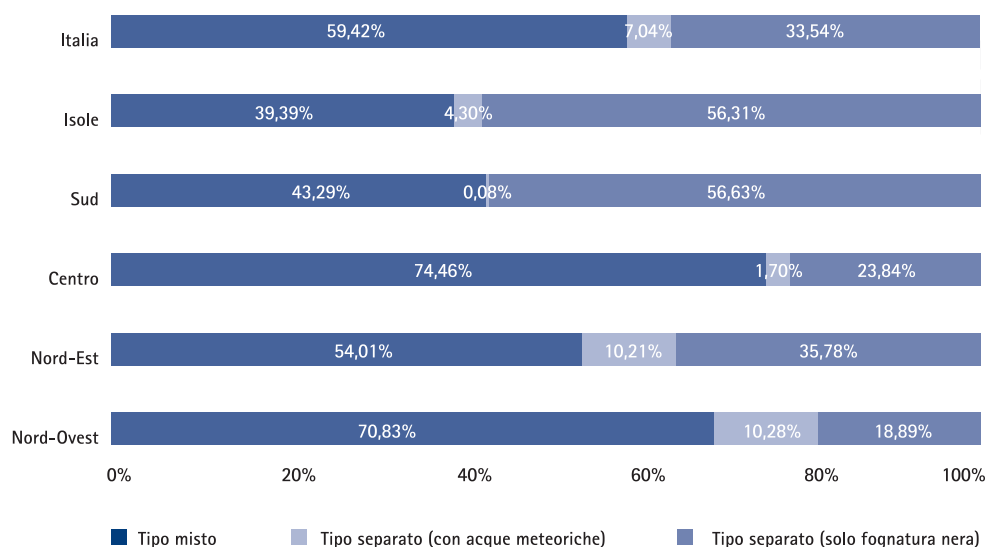
### Caratteristiche della rete di fognatura

Dalla ricognizione effettuata emerge un minor grado complessivo di copertura del servizio di fognatura rispetto a quello di acquedotto, 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 misto<sup>12</sup>: 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.



**FIG. 5.19**

Tipologia di rete fognaria per area geografica

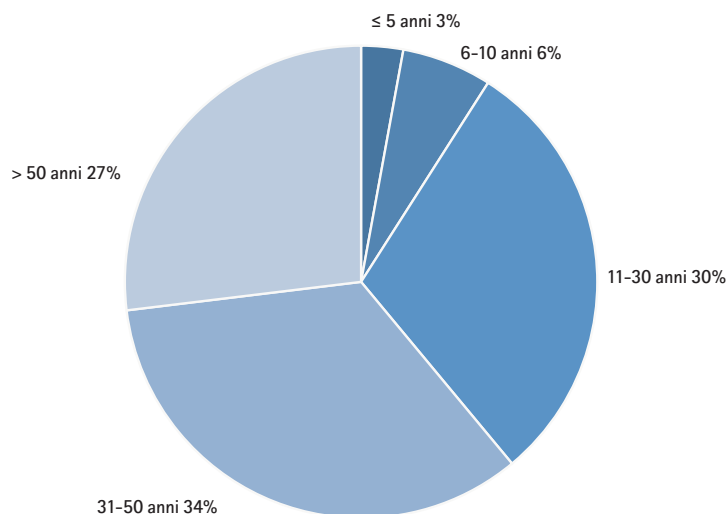
Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

<sup>12</sup> 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 esame<sup>13</sup>, presenta una dotazione di impianti di depurazione che può essere ripartita sulla base delle diverse tipologie di trattamento, come illustrato nella figura 5.21.

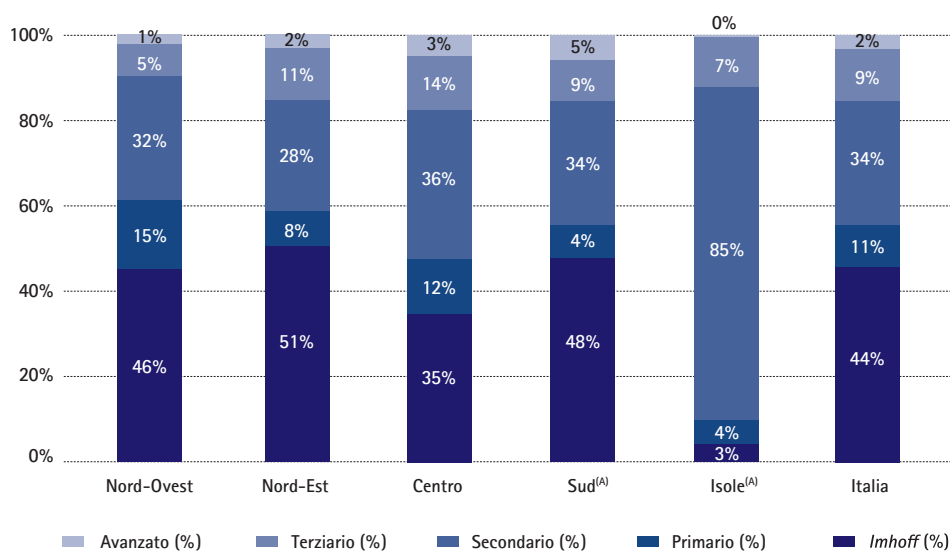
A livello nazionale, meno della metà degli impianti, il 45%, assicura un trattamento almeno secondario dei reflui di depurazione<sup>14</sup>.

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 territorio<sup>15</sup> e

<sup>13</sup> 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.

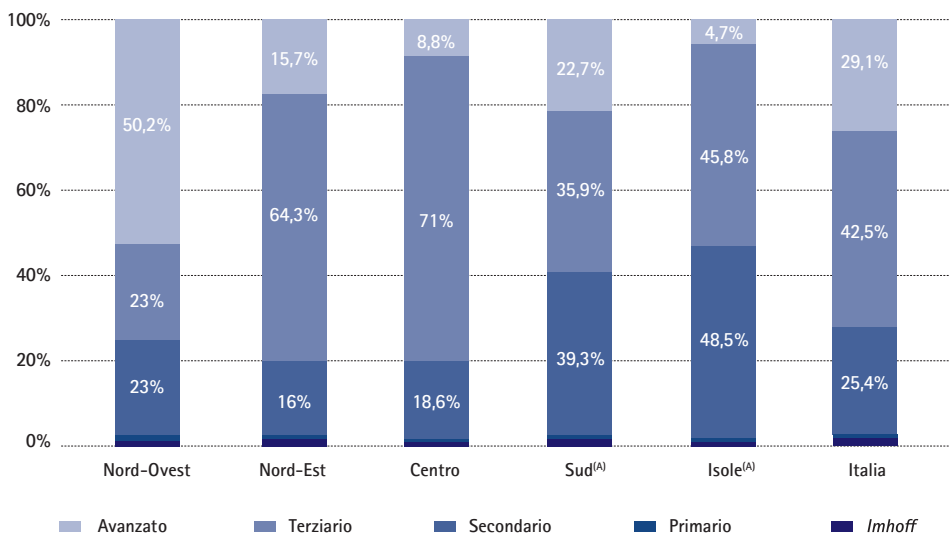
<sup>14</sup> Ai sensi della direttiva 1991/271/CE, «per evitare ripercussioni negative sull'ambiente, dovute allo scarico di acque reflue urbane trattate in modo insufficiente, occorre, su un piano generale, sottoporre tali acque a "trattamento secondario" inteso in termini di un "trattamento delle acque reflue urbane mediante un processo che in genere comporta il trattamento biologico con sedimentazioni secondarie"».

<sup>15</sup> Il carico inquinante generato consiste nelle acque reflue urbane che devono essere coltate 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*.

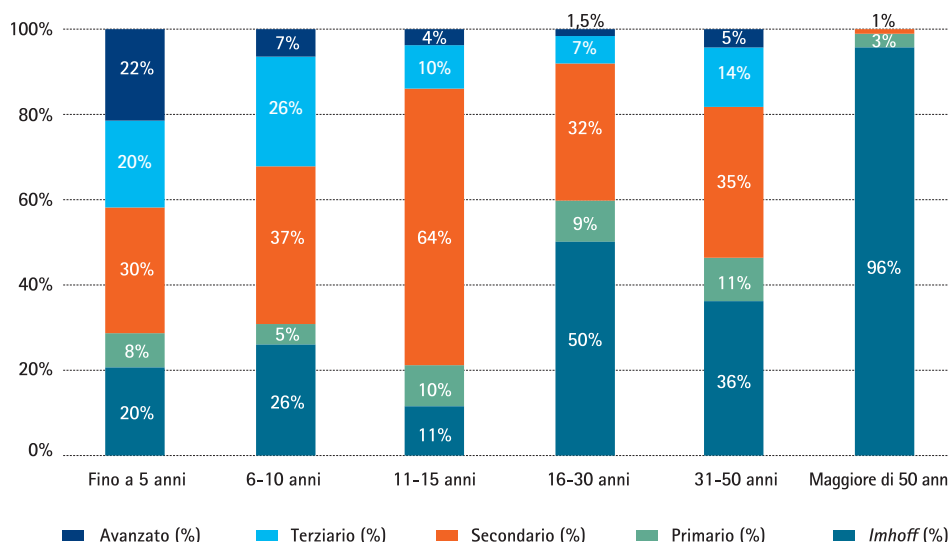
In termini di consumi energetici, posto che il servizio di depurazione incida per circa un terzo sul consumo di energia elettrica dell'intero Sistema idrico integrato (SII), la figura 5.24 rappresenta

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.

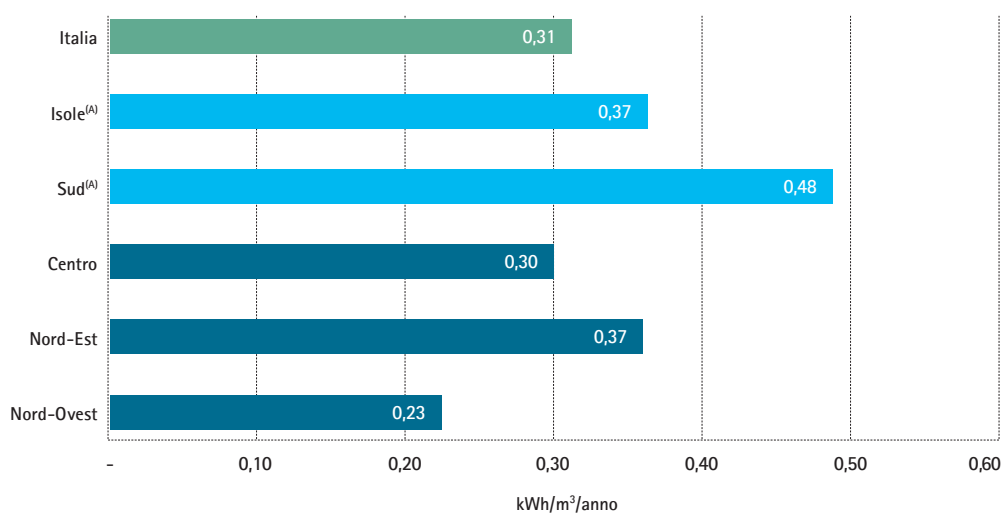
Senza stabilire nessi di causalità, appare utile completare l'analisi esposta esaminando un ulteriore indicatore relativo agli interventi di manutenzione sugli impianti di depurazione. La figura 5.25 mostra un'incidenza relativa di interventi non programmati, a livello nazionale, pari al 43%, con valori 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

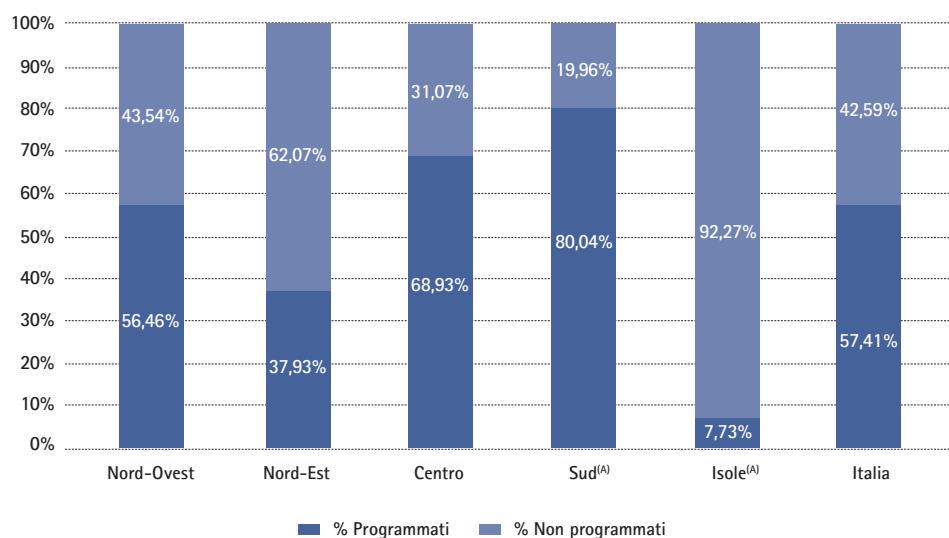


Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.



(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 servizi<sup>16</sup> 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 geografiche<sup>17</sup> (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

---

<sup>16</sup> 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.

<sup>17</sup> 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.

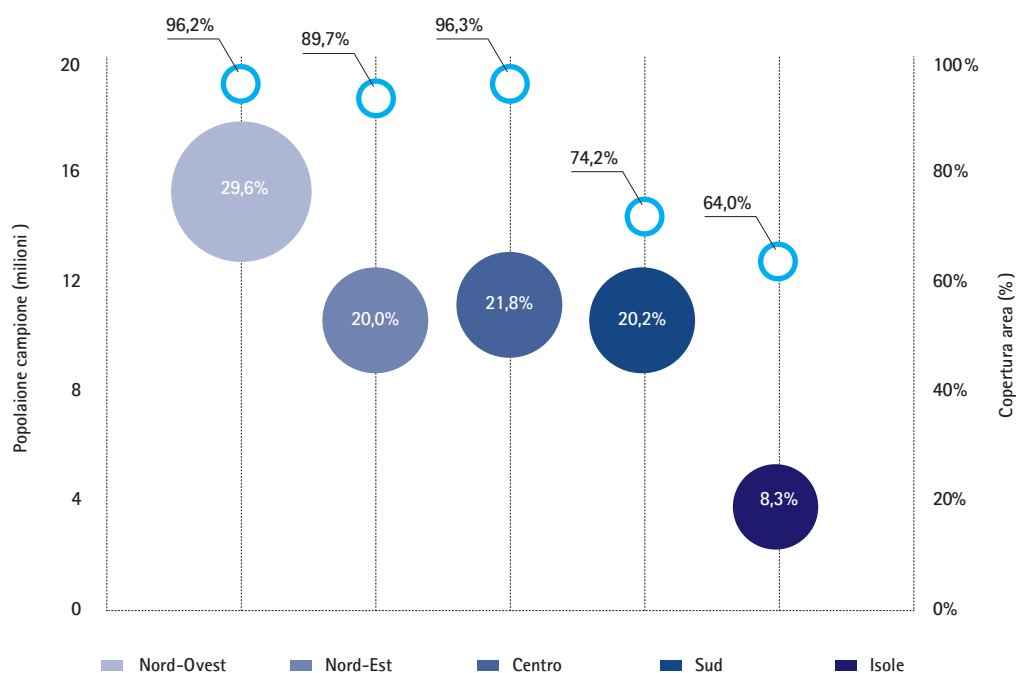


FIG. 5.26

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 registrati<sup>18</sup> nell'erogazione delle prestazioni all'utente. 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 sovrapposibilità 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,

<sup>18</sup> 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'altro<sup>19</sup>:

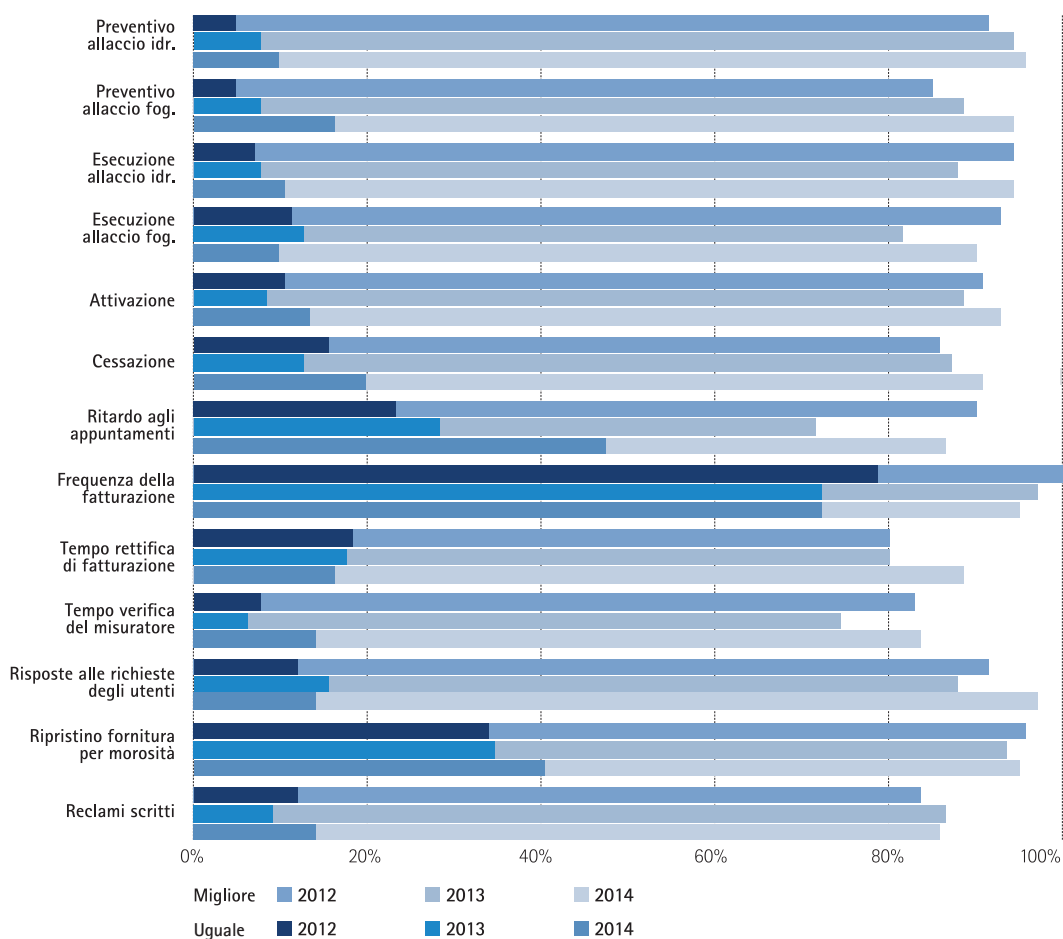
- preventivo per l'allacciamento, differenziato per allacciamento idrico e allacciamento fognario;
- esecuzione dell'allacciamento, differenziato per allacciamento idrico e allacciamento fognario;
- attivazione, cessazione della fornitura, nonché ripristino della stessa in seguito a disattivazione per 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 determinazioni 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

<sup>19</sup> 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 AEGSI su dati della determina 1/2016 - DSID.

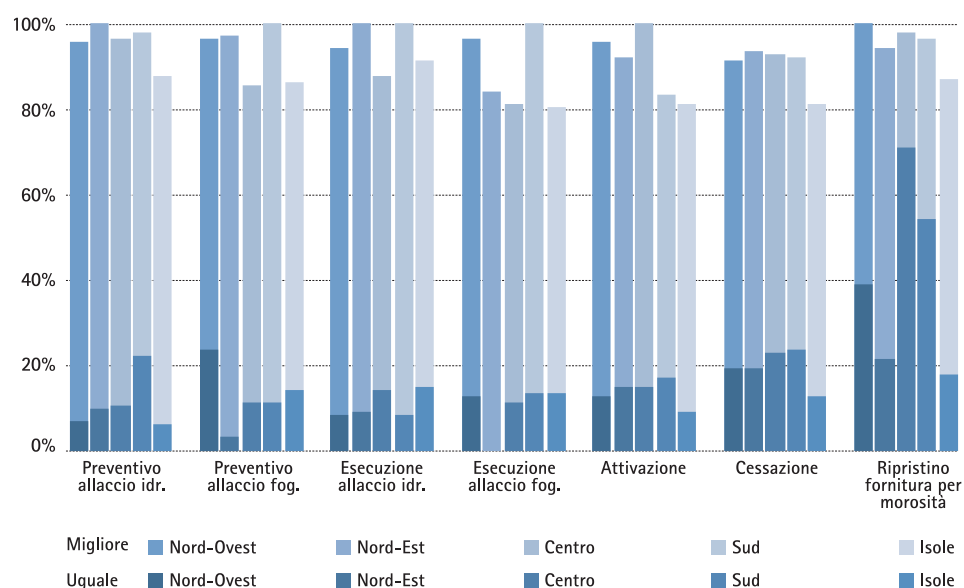


Con riferimento ai medesimi profili, suddivisi per maggiore chiarezza espositiva tra le fasi di avvio e di gestione del rapporto contrattuale, nelle figure 5.28 e 5.29 vengono riportate le percentuali relative alle gestioni che hanno dichiarato di aver offerto all'utente, nel 2014, livelli qualitativi 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**

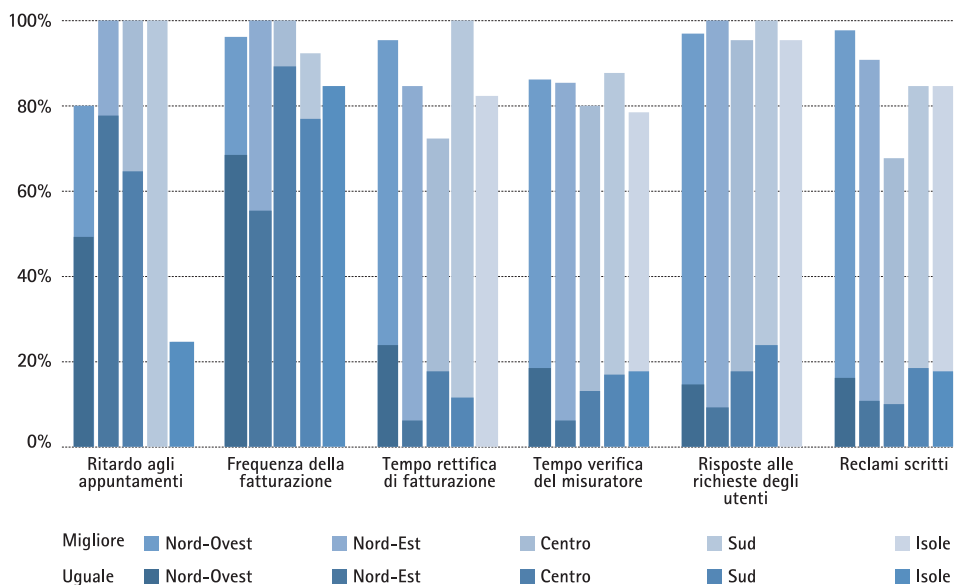
Rispetto degli standard garantiti – Livello effettivo pari e migliore del garantito nel 2014 per area geografica – Avvio e cessazione del rapporto contrattuale



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati della determina 1/2016

**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 della determina 1/2016

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 preventivo<sup>20</sup> 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

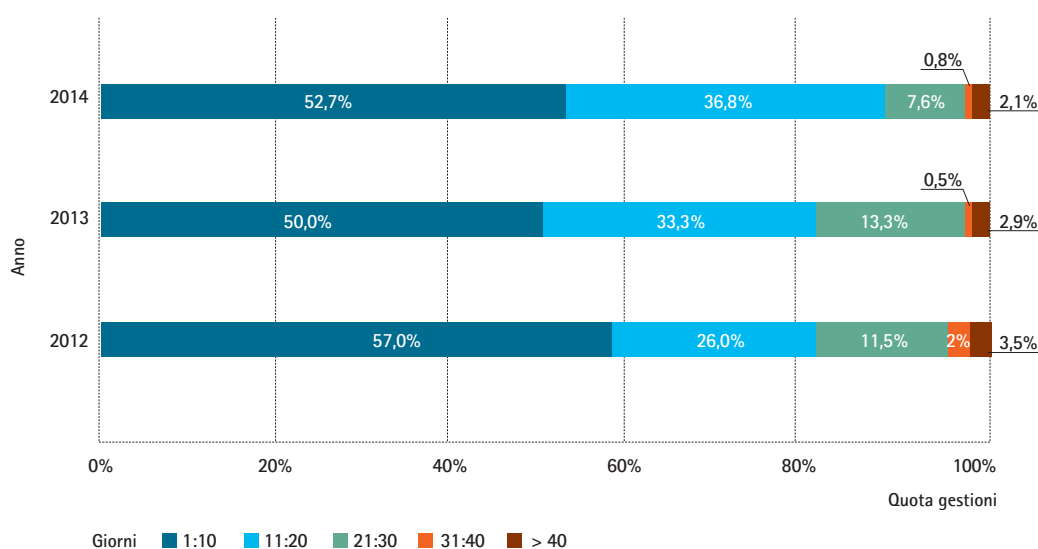


FIG. 5.30

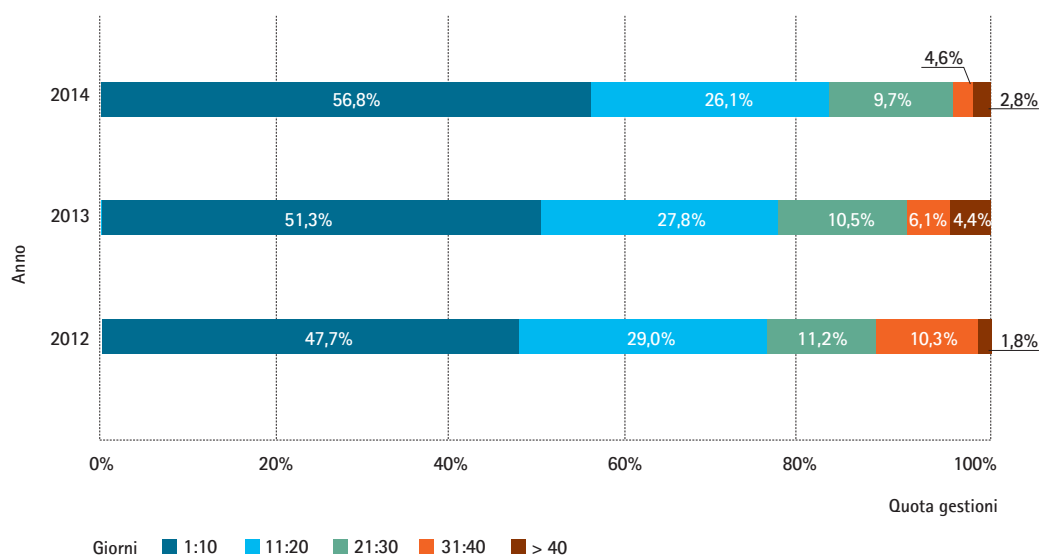
Tempo di risposta alla richiesta di preventivo per allacciamento idrico - Livelli effettivi per il triennio 2012-2014

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determine 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

<sup>20</sup> 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 fognario<sup>21</sup>. 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.

<sup>21</sup> 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.

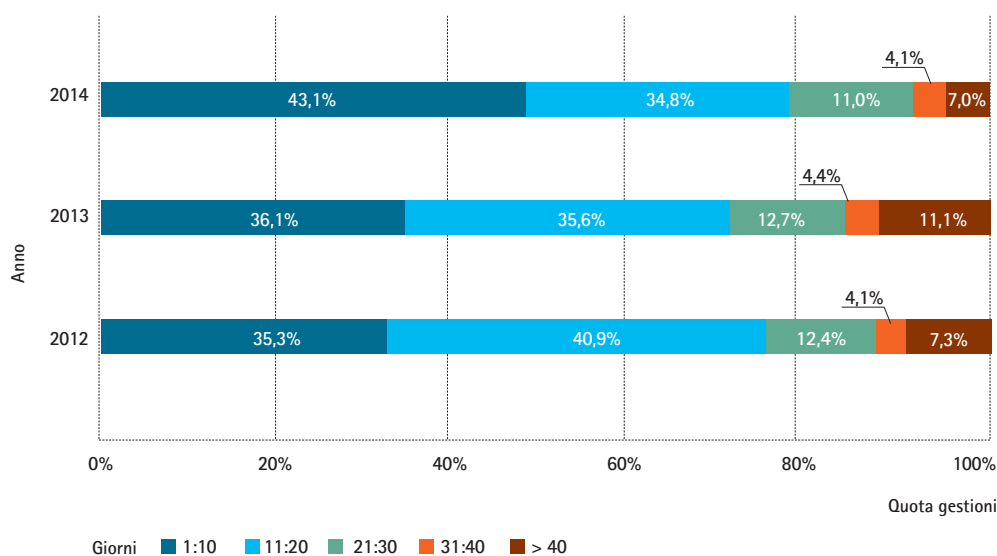


FIG. 5.32

Tempo di esecuzione dell'allacciamento idrico – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determine 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

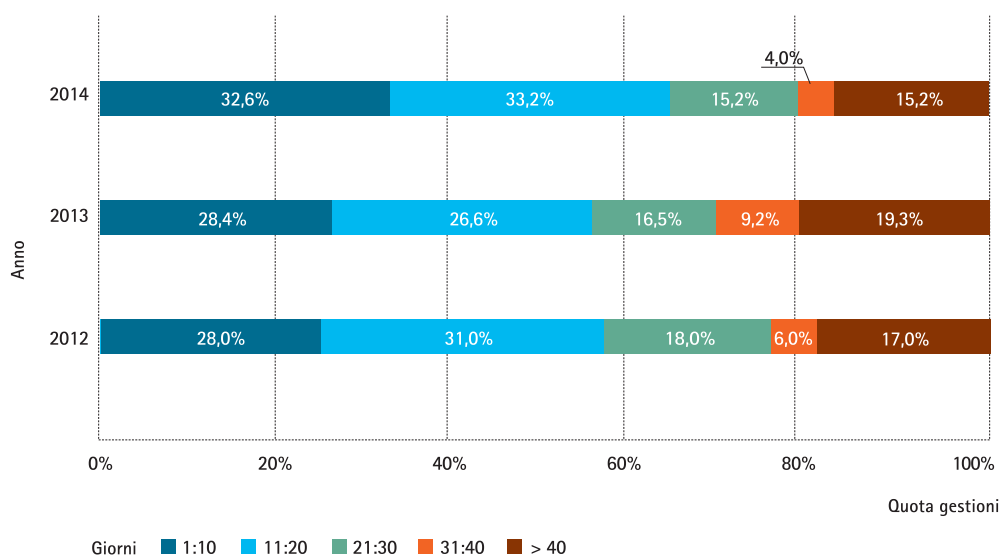


FIG. 5.33

Tempo di esecuzione dell'allacciamento fognario – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determine 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).

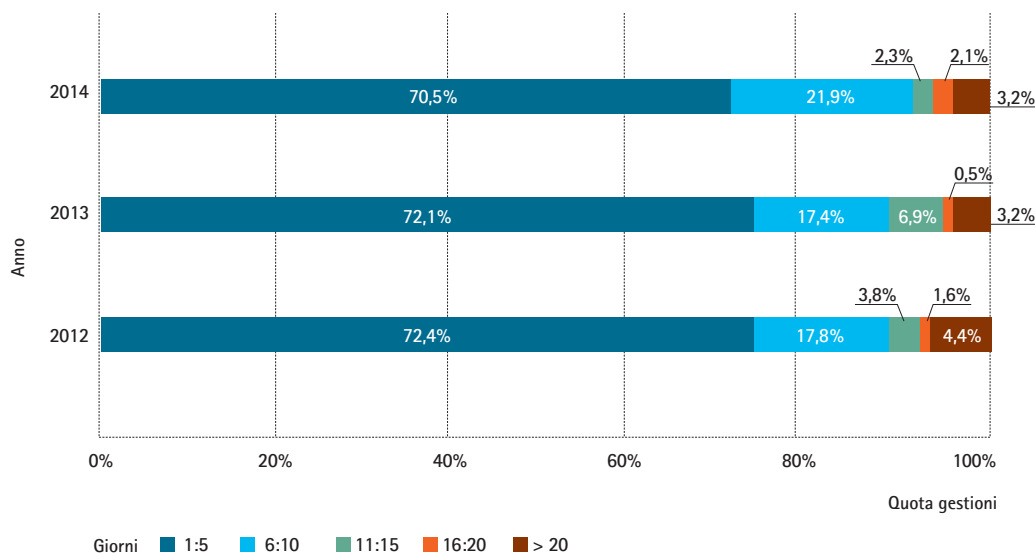
Oltre i due terzi delle gestioni, per l'intero triennio considerato, ha effettuato la cessazione della fornitura entro il quinto giorno a

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**

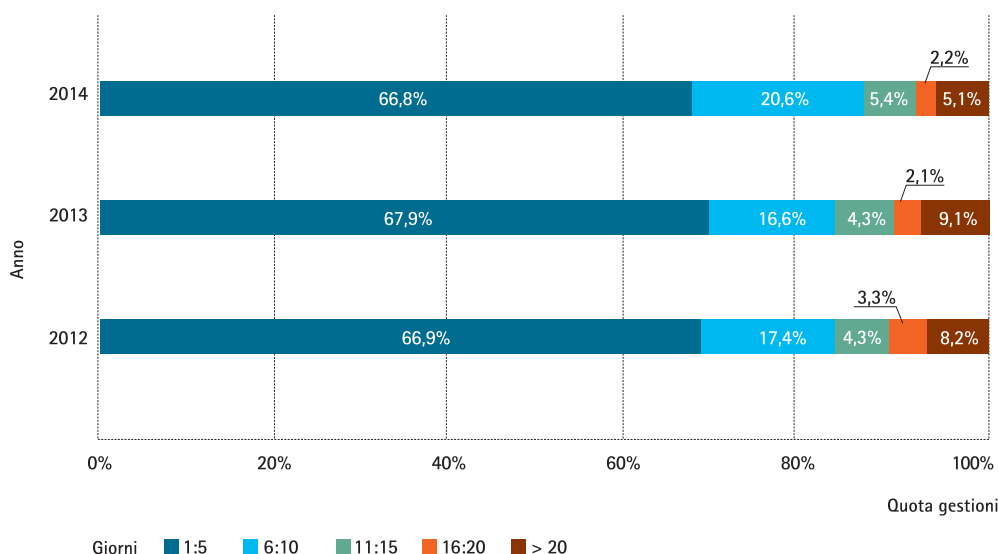
Tempo di attivazione della fornitura – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014



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.

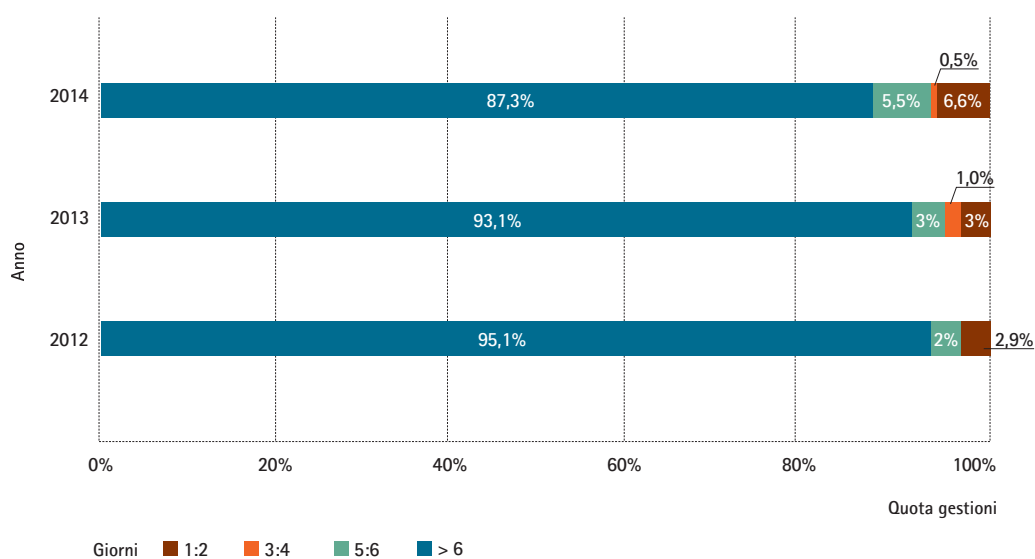
pari a due giorni feriali a partire dalla comunicazione dell'avvenuto pagamento -, nella figura 5.36 è riportato l'andamento dei livelli effettivi registrati dall'indicatore con riferimento al triennio 2012-2014, aggregando i dati per range di giorni di attesa (1:2, 3:4, 5:6, > 6).

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

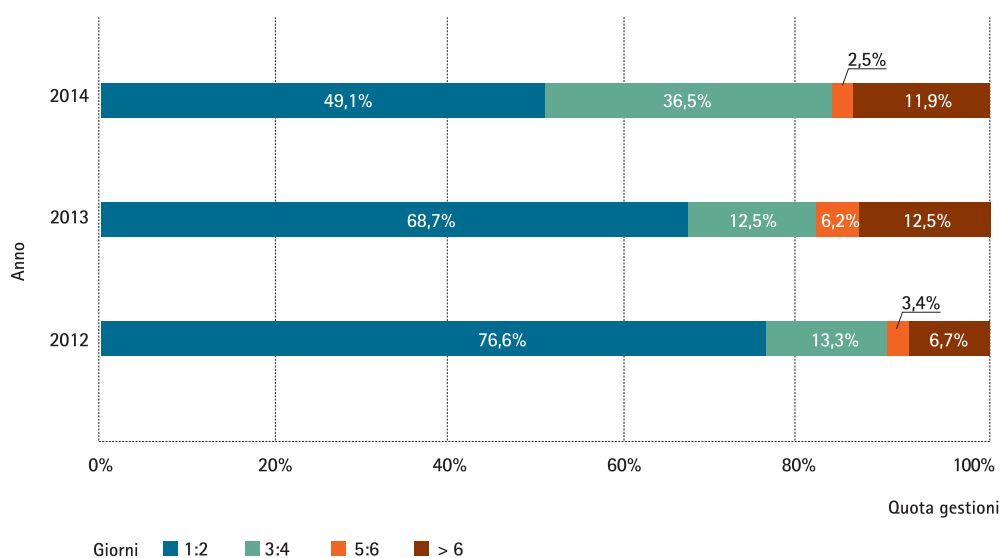
Nell'ambito della gestione del rapporto contrattuale, il gestore e l'utente hanno la necessità di concordare appuntamenti per



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determinate 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 determinate 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.

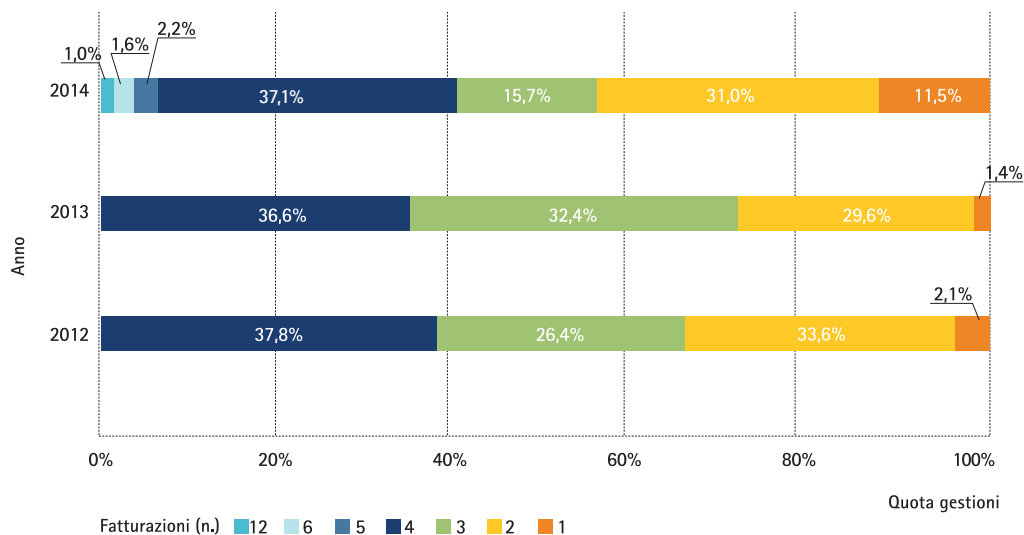
### Frequenza di fatturazione

Nelle more dell'entrata in vigore della regolazione della qualità contrattuale del SII, recante, tra le altre, specifiche disposizioni sulla periodicità minima di fatturazione<sup>22</sup> 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 raccolta<sup>23</sup>; 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.

<sup>22</sup> Come specificato all'art. 38 dell'allegato A alla delibera 655/2015/R/idr.

<sup>23</sup> 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.

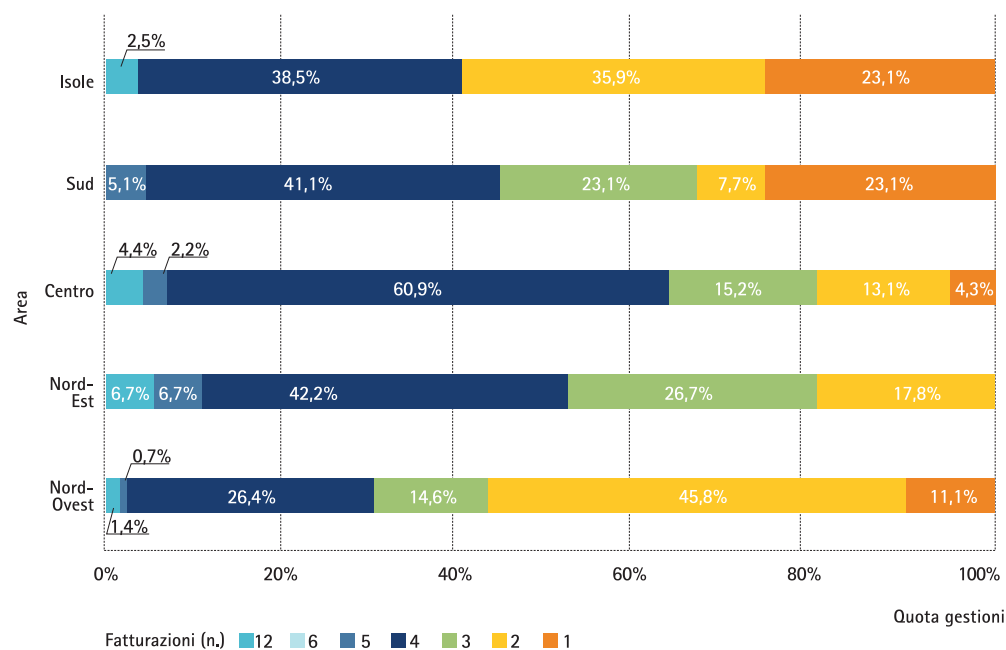
mentre negli anni 2013 e 2012 nessuna gestione ha dichiarato di fatturare più di quattro volte all'anno. Per contro, la quota di gestioni che ha effettuato quattro fatturazioni nell'anno, verosimilmente con cadenza trimestrale, è pressoché invariata, attestandosi al 37% circa per l'intero triennio considerato. 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**

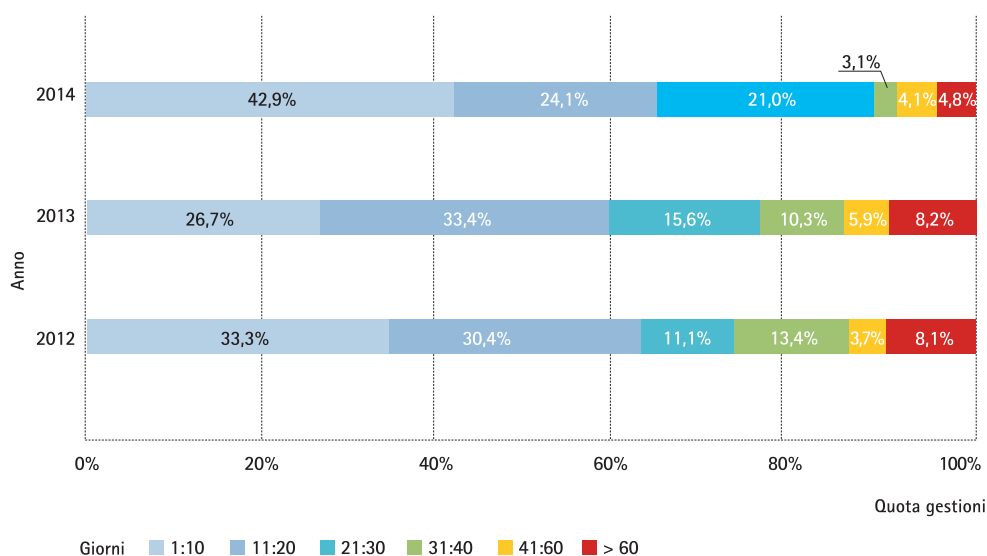
Frequenza di fatturazione  
– Livelli effettivi per il 2014  
per area

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati della determina 1/2016



FIG. 5.40

Tempo di attesa per rettifica di fatturazione – Livelli effettivi per il triennio 2012-2014



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determine 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

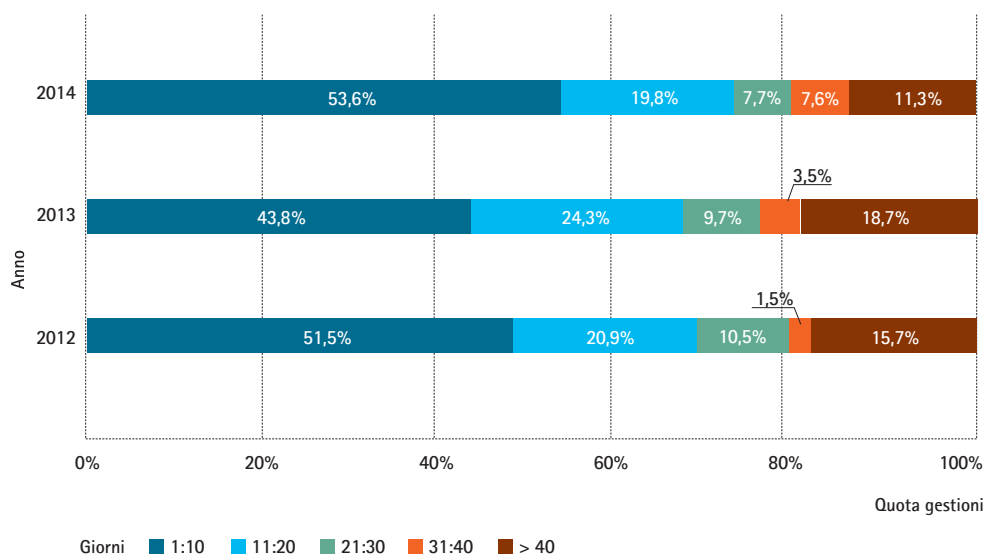


FIG. 5.41

Tempo di attesa per verifica del misuratore - Livelli effettivi per il triennio 2012-2014

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati delle determinate 5/2014 - DSID e 1/2016 - DSID.

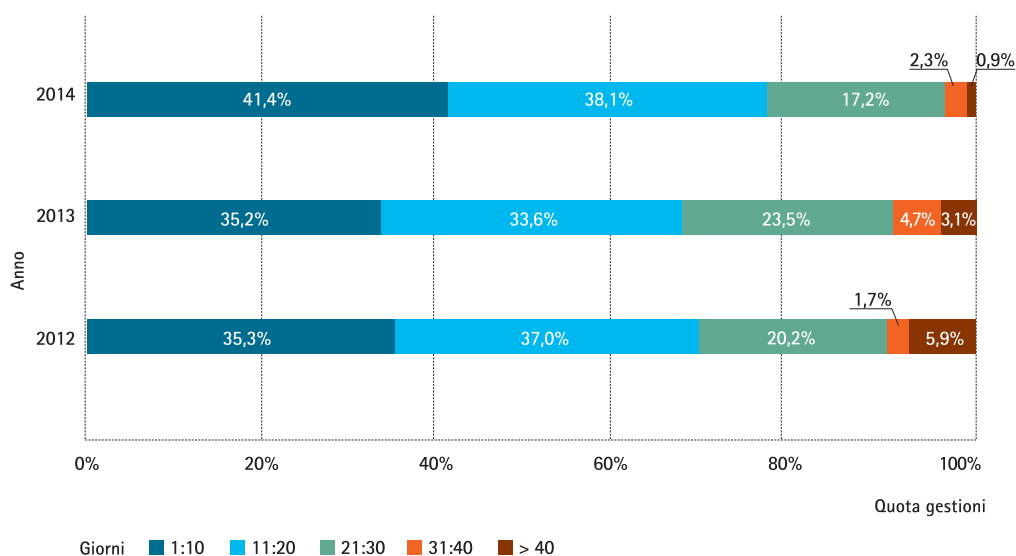


FIG. 5.42

Tempo di attesa per la risposta alle richieste degli utenti - Livelli effettivi per il triennio 2012-2014

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati della determina 5/2014 - DSID.

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 incremento<sup>24</sup> dei

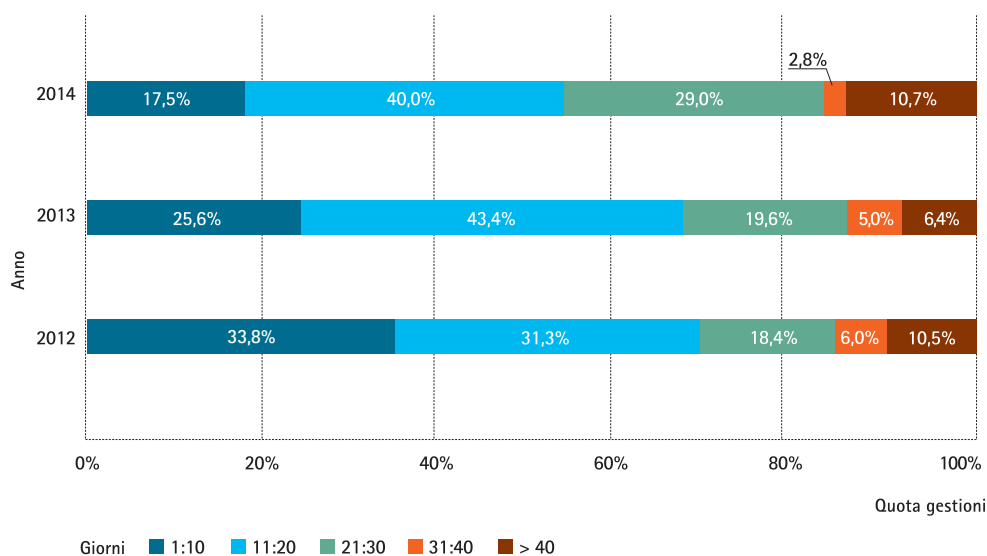
<sup>24</sup> Nel 2014 la classe 1-10 giorni è sostanzialmente ridimensionata rispetto agli anni precedenti (il 17,5% nel 2014, contro il 25,6% nel 2013 e il 33,8% nel 2012).

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**

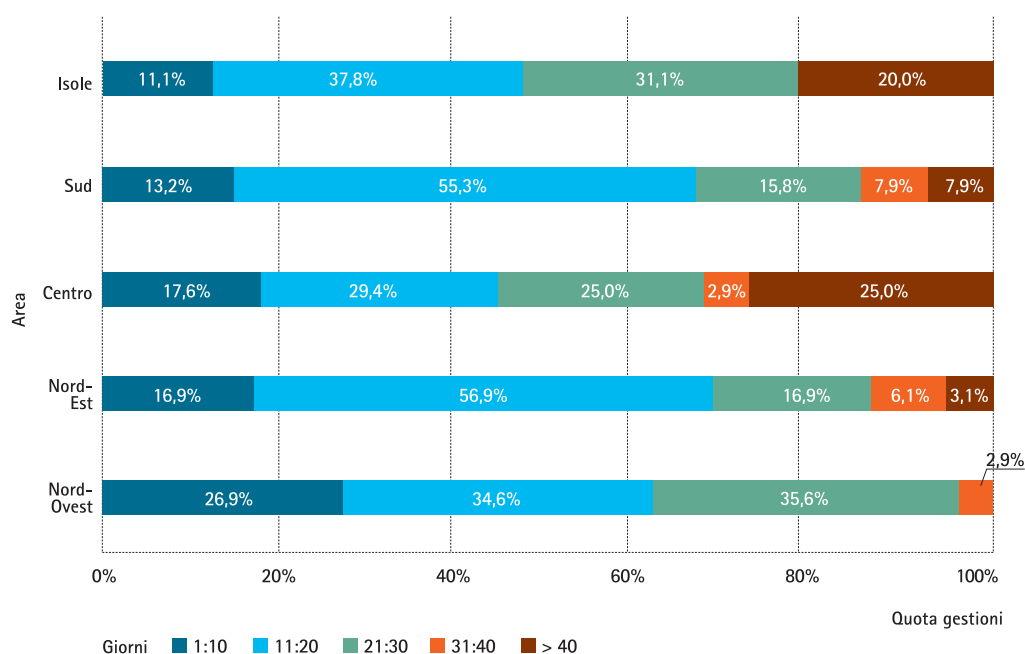
Tempo di attesa per la risposta ai reclami - Livelli effettivi per il triennio 2012-2014



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](mailto: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.





