

FIG. 3.19

Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi quattro anni
Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo

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

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

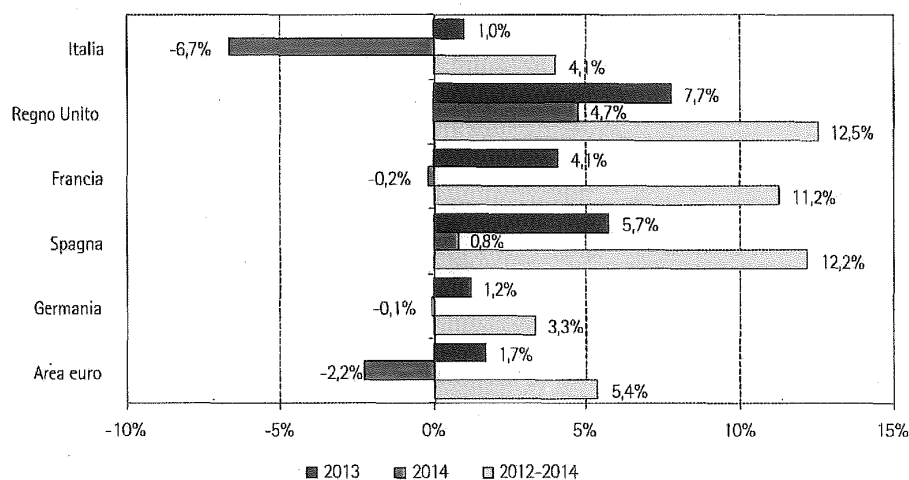


FIG. 3.20

Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2012-2014

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

caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m³ e da un impianto di riscaldamento autonomo. Tale prezzo è calcolato utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti variabili localmente, tranne che per la distribuzione. Per tale componente viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, considerato il più rappresentativo. Il prezzo del gas per il consumatore domestico tipo è aumentato continuamente sino al primo trimestre 2013, durante il quale ha raggiunto un valore massimo di 92,78 c€/m³. Tale incremento è

attribuibile essenzialmente alla materia prima e ai costi infrastrutturali. Questi ultimi sono aumentati, tra la fine del 2011 e l'inizio del 2013, in seguito all'evoluzione delle tariffe degli impianti (distribuzione, misura, trasporto, stoccaggio) e al lieve aumento degli oneri accessori³⁰.

L'andamento della materia prima richiede una disamina più articolata. La crescita registrata sino a inizio 2013 è dipesa essenzialmente dall'incremento delle quotazioni internazionali di petrolio, olio

³⁰ In particolare la componente RE (incentivi per gli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni) e, in misura inferiore, la componente RS (incentivi al miglioramento della qualità nella distribuzione del gas).

combustibile e gasolio, cui i contratti di approvvigionamento a lungo termine del gas erano collegati. A tale dinamica si sono affiancati i provvedimenti dell'Autorità volti a ridurre la dipendenza degli aggiornamenti dai contratti di importazione a lungo termine, introducendo gradualmente una ponderazione tra i contratti suddetti e i prezzi che si formano sui mercati a breve termine del gas (mercati *spot*), da tempo caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta, dovuta alla disponibilità di gas non convenzionale e al calo della domanda. Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 (c.d. "cresci-Italia"), la delibera 30 marzo 2012, 116/2012/R/gas, ha previsto che dal secondo trimestre 2012 l'aggiornamento della materia prima venga calcolato, per una quota iniziale del 3%, in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* europeo, con riferimento alla piattaforma olandese denominata *Title Transfer Facility* (TTF). La quota suddetta, elevata al 5% nel corso dell'anno, è stata fissata al 20% a partire dal secondo trimestre 2013 (delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/gas). Tali interventi hanno consentito un aggancio via via crescente con i prezzi dei mercati *spot*, più bassi di quelli rinvenienti dai contratti a lungo termine, permettendo da principio di contenere gli aumenti della materia prima nel corso del 2012, per poi pervenire a una lieve riduzione di tale componente nel primo trimestre 2013, a una sua forte diminuzione nel secondo trimestre (-7,2%, corrispondente a -2,7 c€/m³) e a un ulteriore ribasso nel terzo (-0,6 c€/m³). Tale dinamica si è riflessa nel prezzo complessivo, che dopo il massimo di 92,78 c€/m³ è sceso a 88,44 c€/m³ nel terzo trimestre 2013, con una diminuzione del 4,7%.

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 è stato completamente eliminato e sostituito al 100% con il prezzo che si forma sul mercato a breve termine. In attesa che diventi pienamente operativo il Mercato a termine 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 modificare le quotazioni di riferimento, la riforma ha anche cambiato la struttura del meccanismo di calcolo, modificandone le voci e il loro contenuto. In particolare, la nuova materia prima, oltre al costo di acquisto sulla piazza TTF (rappresentato dall'elemento $P_{FOR,t}$), comprende i seguenti elementi:

- i costi di trasporto da tale piazza sino al PSV della piattaforma italiana di negoziazione, gestita da Snam Rete Gas (elementi Q_{Tint} , Q_{TPSV} , Q_{TMcv});

- 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 dagli elementi sopra riportati.

La nuova formulazione di calcolo ha reso, inoltre, necessarie alcune 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, inoltre, 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 3.21, presentino una discontinuità strutturale in corrispondenza al quarto trimestre 2013. In termini di ricadute sul cliente domestico tipo, il completamento della riforma nel quarto trimestre 2013 ha determinato nel prezzo complessivo una riduzione di 2,2 c€/m³, pari a -2,5% rispetto al trimestre precedente. Nel primo trimestre 2014 il prezzo è rimasto stabile, in quanto il rialzo stagionale della materia prima è stato compensato dalla riduzione nella componente per le tariffe di distribuzione e in quella

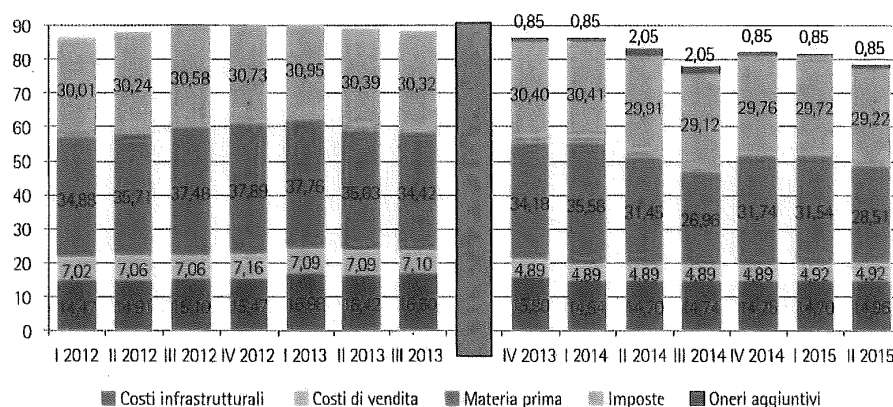


FIG. 3.21

Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo^(A)

c€/m³; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³

(A) A seguito della riforma delle condizioni economiche di fornitura, dal quarto trimestre 2013 la serie storica non è più comparabile con quella degli anni precedenti relativamente alle componenti dei costi infrastrutturali, dei costi di vendita e della materia prima.

Fonte: AEEGSI.

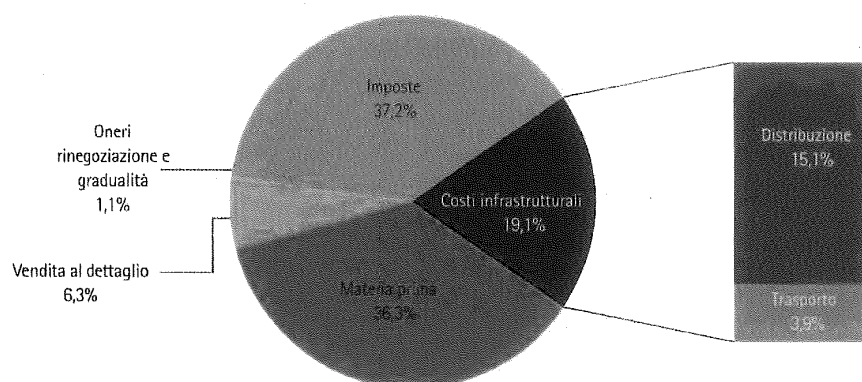


FIG. 3.22

Composizione percentuale all'1 aprile 2014 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³

Fonte: AEEGSI.

destinata al Fondo per le iniziative di efficienza energetica (RE). Nel secondo trimestre 2014 (decorrenza 1 aprile), vi è stato un nuovo e significativo decremento di prezzo (3,26 c€/m³, pari a -3,8%), dovuto essenzialmente alla materia prima, la cui riduzione è stata in parte assorbita dalla componente per la rinegoziazione. Nel terzo trimestre si è registrata una ulteriore e consistente diminuzione (5,24 c€/m³, pari a -6,3%), sempre dovuta alla materia prima. La serie di ribassi si è interrotta nell'ultimo trimestre del 2014, nel corso del quale si è verificato un aumento (+4,23 c€/m³, pari a +5,4%) dipendente dal rialzo della materia prima, dovuto agli effetti sui

mercati *spot* della stagionalità dei consumi e dell'escalation nelle tensioni tra Russia e Ucraina. Nel primo trimestre di quest'anno vi è stata una lieve contrazione (-0,27 c€/m³, pari a -0,3%), mentre nel secondo si è registrata una diminuzione consistente (-3,27 c€/m³, pari a -4%), risultante dalla combinazione tra il sensibile ribasso della materia prima, verificatosi in vista della stagione estiva, e l'incremento nella componente a copertura degli incentivi alle iniziative di efficienza energetica (RE). Il bilancio a partire dal completamento della prima fase della riforma³¹ fa registrare sinora una diminuzione di circa 14,3 c€/m³ (oltre il 15%) nel prezzo complessivo.

³¹ 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).

All'1 aprile 2015 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.22) risulta composto per il 63% circa da componenti a copertura dei costi, e per il restante 37% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). Il costo della materia prima incide sul prezzo complessivo del gas per il 36%, i costi di commercializzazione al dettaglio per il 6,3%, gli oneri di rinegoziazione e gradualità per l'1,1% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il 19,1%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione locale, che incide per il 15,1% sul valore complessivo, mentre il peso dei costi di trasporto è pari al 3,9%.

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 2015. 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.

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 (delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11), l'elemento relativo alla materia prima viene calcolato mensilmente, anziché trimestralmente, al fine di rendere i prezzi applicati ai clienti finali più allineati temporalmente con i costi sostenuti dagli esercenti. L'Autorità aggiorna all'inizio di ogni mese tale componente sulla base dell'andamento delle quotazioni internazionali del propano relative al mese precedente.

Con lo stesso provvedimento, l'Autorità ha anche modificato il valore della componente a copertura dei costi di vendita al dettaglio. In particolare, è stato stabilito che, nel caso di vendita di GPL, tale

componente sia articolata in una quota variabile espressa in €/m³ e abbia una validità biennale. Il valore applicato dall'1 gennaio 2014 è pari a 0,176 €/m³ e resterà in vigore sino al 31 dicembre 2015.

Anche le modalità di calcolo dell'elemento a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate nel 2011. Infatti, con la delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11, l'Autorità ha disposto 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 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), approvata con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas. 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. L'ambito tariffario è costituito dall'insieme delle località appartenenti alla medesima regione e servite dalla stessa impresa distributrice.

L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL, caratterizzato da un consumo annuo di 286 m³, è illustrato nella figura 3.23.

La volatilità dei costi internazionali del propano si riflette nella variabilità della componente materia prima, la quale, partendo da un valore, a gennaio 2013, pari a 151 c€/m³, è poi diminuita sino a

TAV. 3.51

Imposte sul gas
Aprile 2015; c€/m³ per le accise e
aliquote percentuali per l'IVA

IMPOSTE FASCIA DI CONSUMO ANNUO	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
	< 120 m ³	120-480 m ³	480-1.560 m ³	> 1.560 m ³	< 1,2 M(m ³)	> 1,2 M(m ³)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE^(B)						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
– zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
– zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
– zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	2,20000	3,09870	3,09870	3,09870	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio						
– territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
– altre zone	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
– zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
– altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Basilicata	1,90000	2,58228	2,58228	2,58228	0,62490	0,51646
Calabria	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646
ALIQUTA IVA (%)	10	10	22	22	10^(C)	10^(C)

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) L'addizionale regionale si applica sui consumi nelle regioni a statuto ordinario; non si applica nelle regioni a statuto speciale. La Regione Lombardia ha disapplicato l'addizionale dal 2002 (legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27). L'addizionale regionale e l'imposta sostitutiva non si applicano, inoltre, ai consumi per: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica; forze armate per gli usi consentiti; ambasciate, consolati e altre sedi diplomatiche; organizzazioni internazionali riconosciute e ai membri di tali organizzazioni, nei limiti e alle condizioni fissate dalle relative convenzioni o dagli accordi; impieghi considerati fuori campo di applicazione delle accise.

(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota sale al 20%.

Fonte: Elaborazione AEEGSI.

giugno 2013, quando ha toccato il minimo di 100 c€/m³. Dal mese successivo è iniziata una fase di crescita che, salvo la parentesi di novembre, è durata sino a gennaio 2014, quando è stato raggiunto il massimo di 153 c€/m³. È poi seguita una nuova fase ribassista, che ha condotto al minimo assoluto di 60 c€/m³ a febbraio 2015. Nei due mesi successivi si registra un'inversione di tendenza.

La figura 3.24 mostra la composizione del prezzo medio pagato dal cliente tipo per la fornitura di GPL all'1 aprile 2015.

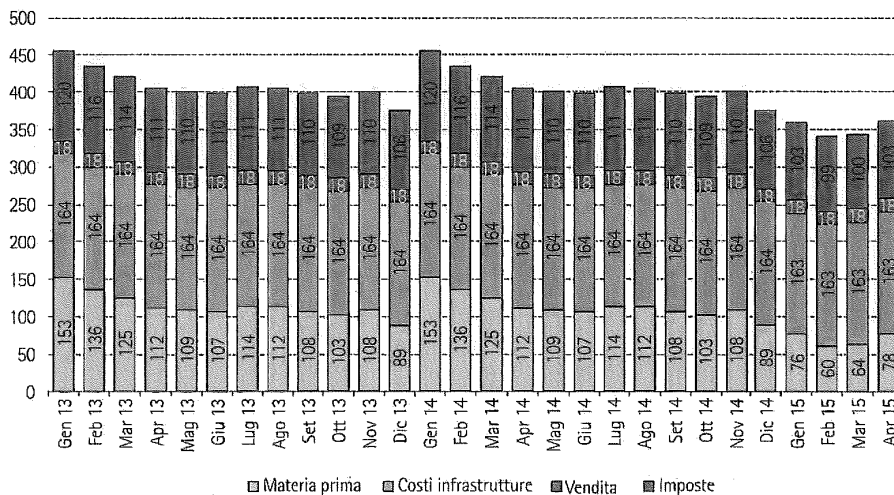
A tale data, il prezzo per una famiglia italiana che consuma 286 m³ di GPL è pari a 362 c€/m³ e risulta composto per il 71,5% da componenti a copertura dei costi e per il restante 28,5% dalle imposte. Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del

GPL per il 21,5% (nel gas naturale l'incidenza è di circa il 36%), i costi di commercializzazione pesano per il 4,9% (nel gas naturale sono pari al 6,3%) e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture costituiscono il restante 45,1% (mentre nel gas naturale

rappresentano il 19,1%). Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione locale, che incide per il 25,3% sul valore complessivo, mentre il peso dei costi di trasporto è pari al 19,8%.

FIG. 3.23

Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo c€/m³; famiglia con consumo annuo di 286 m³

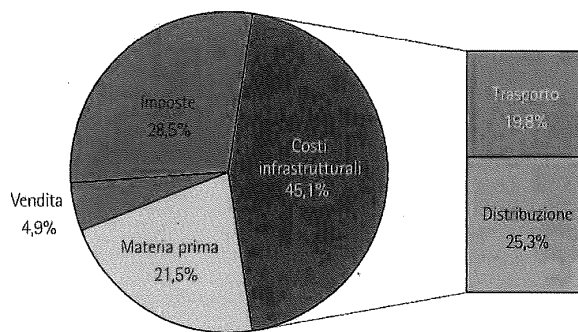


Fonte: AEEGSI.

FIG. 3.24

Composizione percentuale all'1 aprile 2015 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con consumo annuo di 286 m³



Fonte: AEEGSI.

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, è disciplinata dalla delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas, per il

periodo 2014-2017. Le tavole 3.52, 3.53, 3.54, 3.55 e 3.56 illustrano i dati relativi alla sicurezza del servizio di trasporto con riferimento all'anno solare 2014.

ESTENSIONE RETE	LUNGHEZZA RETE SORVEGLIATA CON AUTOMEZZO	LUNGHEZZA RETE SORVEGLIATA A PIEDI	LUNGHEZZA RETE SOTTOPOSTA A VIGILANZA AEREA	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA CON "pig" ^(A)	% RETE ISPEZIONATA CON "pig" ^(A)
34.332,3	14.511,2	1560,8	15.701	2.559,3	7,5

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.52

Rete sottoposta a sorveglianza e ispezione nel 2014
km

ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA NON EFFICACE	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA CATODICAMENTE	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
34.332,3	33.870,8	144,3	317,2	98,7

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.53

Protezione catodica delle reti nel 2014
km

SISTEMI TELESORVEGLIATI	SISTEMI NON TELESORVEGLIATI	% SISTEMI TELESORVEGLIATI	PUNTI DI MISURA TELESORVEGLIATI	PUNTI DI MISURA NON TELESORVEGLIATI
3.309	97	97	14.836	21.979

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.54

Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2014
Numero di sistemi e punti di misura

NUMERO DI CLIENTI FINALI DIRETTAMENTE ALLACCIATI ALLA RETE DI TRASPORTO	NUMERO DI IMPIANTI DI ODORIZZAZIONE A DOSAGGIO DIRETTO	NUMERO DI IMPIANTI DI ODORIZZAZIONE NON A DOSAGGIO DIRETTO
5.677	63	22

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.55

Impianti di odorizzazione nel 2014

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, nelle tavole 3.57, 3.58, 3.59, 3.60 e 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 (oppure richieste 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.

TAV. 3.56

Emergenze di servizio nel 2014

Numero di fuori servizio

PER EVENTI NATURALI	PER CAUSA DI TERZI	PER CAUSA IMPRESA DI TRASPORTO	MANCATA COPERTURA FABBISOGNO GAS E/O PRESSIONE AI PUNTI DI IMMISSIONE DELLA RETE	TOTALE
3	1	3	0	7

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.57

Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2014

TIPOLOGIA	INTERRUZIONI	UTENTI COINVOLTI	CITY GATE COINVOLTI	DURATA MEDIA (ORE)	INTERVENTI CON CARRO BOMBOLAIO ORGANIZZATI E ATTIVATI DALL'IMPRESA DI TRASPORTO
Interruzioni con preavviso	513	5.200	208	14,7	117
Interruzioni senza preavviso dovute a emergenze di servizio	5	132	8	7,2	4
Interruzioni senza preavviso non dovute a emergenze di servizio	29	362	15	33,9	1

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.58

Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio organizzato e attivato dall'impresa di trasporto nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2014

ADESIONI DEGLI UTENTI	ADESIONI DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	TOTALE DELLE ADESIONI
164	135	299

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

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 31/12/2013, relativi a clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	2	168	202	3.771
PDR attivi al 31/12/2013, relativi a City Gate	0	128	1.386	2.721
PDR attivi al 31/12/2014, relativi a clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	24	188	171	3.800
PDR attivi al 31/12/2014, relativi a City Gate	251	273	1.127	2.588

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

CAUSA DI FORZA MAGGIORE	CAUSA DI TERZI	CAUSA DELL'IMPRESA DI TRASPORTO	TOTALE
0	10	4	14

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

CLIENTI FINALI ALLACCIATI DIRETTAMENTE ALLA RETE DI TRASPORTO	CITY GATE	TOTALE
3	11	14

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.59

Monitoraggio della pressione
al punto di riconsegna nel
2014

Numero di punti di riconsegna
(PDR) con capacità conferita
Indicata in m³/giorno

TAV. 3.60

Casi di mancato rispetto
dell'obbligo di servizio
relativo alla pressione
minima contrattuale al punto
di riconsegna per causa nel
2014

TAV. 3.61

Casi di mancato rispetto
dell'obbligo di servizio
relativo alla pressione
minima contrattuale al punto
di riconsegna per tipo di
punto di riconsegna nel 2014

TAV. 3.62

Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2014

Numero di richieste e di indennizzi; tempo in giorni

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di comunicazione agli utenti di documentazione irricevibile per il trasferimento di capacità	1 giorno lavorativo	130.469	1,0	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato	2 giorni lavorativi	69	0,3	0
Tempo di invio del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o per il potenziamento di punti esistenti	40 giorni lavorativi	148	30,5	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative all'attività di discatura dei punti di riconsegna	3 giorni lavorativi	487	1,0	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura	15 giorni lavorativi	24	10,0	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte di riprogrammazione degli interventi manutentivi	5 giorni lavorativi	42	2,7	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al servizio di trasporto	20 giorni lavorativi	470	5,1	0
TOTALE		131.709		0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

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 2013-2014 risultano installati 354 gascromatografi, a fronte dei 341 dell'anno termico precedente, di cui 271 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo, 30 nei punti di interconnessione della rete di trasporto, 44 da giacimenti di gas naturale, 2 da impianti GNL, 1 da impianti di stoccaggio e 6 nei punti di ingresso della rete nazionale di trasporto.

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

Con la delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas, è stata approvata la *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 - Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione*

e *misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RQDG)*. In continuità con il precedente periodo di regolazione, la delibera disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento,

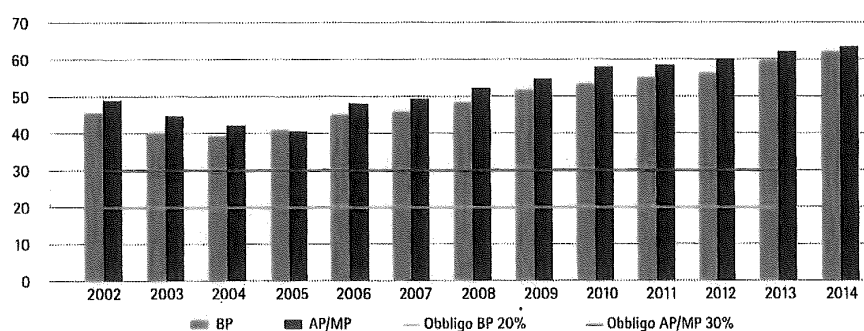
l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi, l'odorizzazione del gas. La nuova regolazione conferma e rafforza il precedente obiettivo: minimizzare il rischio di incidenti provocati dal gas distribuito; dunque ha come fine la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito. Fra le novità introdotte vi è quella della revisione della periodicità di ispezione delle reti che distribuiscono gas naturale, passata da quadriennale a triennale per le reti in alta e media pressione, mentre è stata confermata la frequenza quadriennale per la rete in bassa pressione. Rimane confermata a quadriennale anche la periodicità dell'ispezione degli impianti che distribuiscono gas diversi dal gas naturale.

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*. Come nella parte che descrive il segmento della distribuzione nel paragrafo dedicato alle infrastrutture del gas, anche qui è opportuna un'avvertenza: la consistenza delle reti e delle strutture di distribuzione del gas naturale descritte in queste pagine proviene dalle dichiarazioni dei distributori all'Autorità. Il loro utilizzo, tuttavia, richiede quest'anno un maggior grado di prudenza alla luce del fatto che il principale operatore – la società Italgas, per la quale è stata disposta la misura dell'amministrazione giudiziaria – ha dichiarato che i dati forniti sono oggetto di procedure di accertamento.

La figura 3.25 mostra la quantità di rete ispezionata per il periodo 2002-2013, confrontata con l'obbligo minimo annuo. La nuova regolazione, che decorre dal 2014, prevede invece un obbligo di

ispezione del 100% della rete nel triennio (alta/media pressione) o nel quadriennio (bassa pressione) mobile. Per il 2014 è confermato il trend crescente registrato ormai 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 e dei clienti finali del gas.

Con riferimento al tema degli obblighi in materia di pronto intervento, l'Autorità ha confermato il medesimo obbligo (percentuale minima annua di chiamate pari al 90% con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti) e ha aggiornato le disposizioni relative al servizio di pronto intervento esplicitando le risorse necessarie a fronteggiare con tempestività le richieste di pronto intervento quali, per esempio, le modalità di rintracciabilità del personale interessato al servizio di pronto intervento (predisposizione di un calendario plurisettimanale in cui sono registrati e resi disponibili al personale della struttura di pronto intervento i turni di reperibilità e le informazioni relative alla turnazione e ai recapiti telefonici del personale reperibile) o la necessità di abilitare il recapito di pronto intervento alla ricezione di chiamate anche da rete mobile. Il grafico della figura 3.26 mostra, nel 2014, un tempo di arrivo sul luogo di chiamata pari a un valore medio nazionale inferiore a 39 minuti, nettamente minore del tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti. In relazione alle chiamate di pronto intervento, rispetto all'anno 2013, si registra un'ulteriore diminuzione. 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 attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

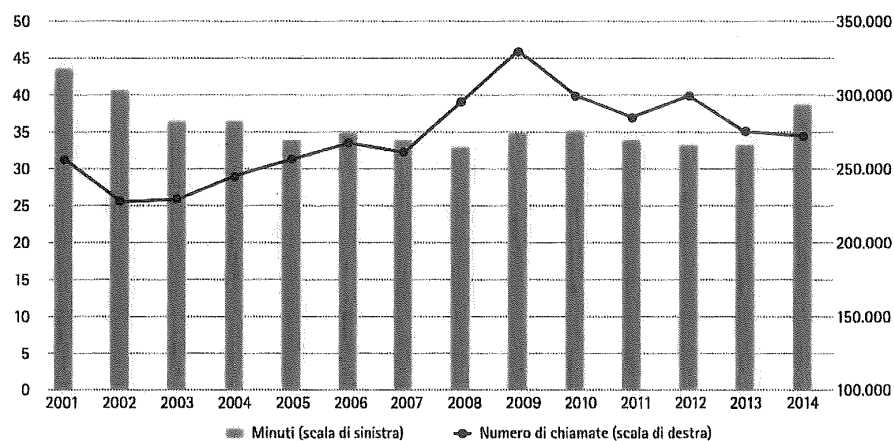
FIG. 3.25

Percentuale di rete ispezionata dal 2002

FIG. 3.26

Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2014

Numero di chiamate e tempo di arrivo sul luogo di chiamata (in minuti)



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

modo preciso. Inoltre va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare ai recuperi di sicurezza è aumentata e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi e delle penalità relativi alle regolazioni incentivanti sia la riduzione delle dispersioni segnalate da terzi, sia l'aumento del numero di misure del grado di odorizzazione del gas.

Nonostante i segnali di miglioramento, 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 e dei clienti finali del gas. 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 2013 e 2014, suddivise per localizzazione, ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione, con la ripartizione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazioni da parte di terzi). Ogni tipologia di dispersione è fornita disaggregata per classe di pericolosità (A₁, A₂, B e C). La classe A₁, per esempio, è la dispersione di massima pericolosità che richiede una riparazione immediata, e comunque entro le 24 ore successive all'ora della sua localizzazione. Esaminando i dati contenuti nelle tavole, risulta che dal 2013 al 2014:

TAV. 3.63

Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	819	1.150	1.038	1.131	4.138
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	165	176	446	348	1.135
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	427	76	453	551	1.507
Su gruppo di misura	687	12	59	211	969
TOTALE ANNO 2013	2.098	1.414	1.996	2.241	7.749
Su rete	824	703	1.003	1.209	3.739
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	153	197	453	397	1.200
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	430	57	481	710	1.678
Su gruppo di misura	731	5	22	335	1.093
TOTALE ANNO 2014	2.138	962	1.959	2.651	7.710

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	2.017	645	741	924	4.327
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.549	1.140	1.051	1.814	7.554
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	20.370	5.097	6.056	29.831	61.354
Su gruppo di misura	17.297	3.585	2.979	26.847	50.708
TOTALE ANNO 2013	43.233	10.467	10.827	59.416	123.943
Su rete	1.823	521	587	840	3.771
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.362	947	821	1.748	6.878
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	20.849	5.720	5.096	32.147	63.812
Su gruppo di misura	15.101	3.161	1.994	23.137	43.393
TOTALE ANNO 2014	41.135	10.349	8.498	57.872	117.854

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEESGI.

TAV. 3.64

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 7.749 a 7.710; diminuiscono anche le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata (che passano da 5.273 del 2013 a 4.939 del 2014), mentre le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura aumentano (passano da 2.476 del 2013 a 2.771 del 2014);
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi anche nel 2013 diminuiscono, passando da 123.943 a 117.854; in particolare, le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, sono diminuite lievemente (passano da 11.881 dispersioni del 2013 a 10.649 del 2014); 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 112.062 del 2013 a 107.205 del 2014);
- 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 61.354 del 2013 a 63.812 del 2014) e quelle relative ai gruppi di misura sono diminuite (da 50.708 del 2013 a 43.393 del 2014).

Va evidenziato che l'attuale regolazione spinge il sistema verso livelli di sicurezza del servizio di distribuzione del gas sempre maggiori. Più nello specifico, il fenomeno è da ricondurre all'effetto combinato prodotto dall'attività di vigilanza effettuata dall'Autorità, ma anche da un sistema di premi e penalità che, tra l'altro, ha l'obiettivo di ridurre le dispersioni di gas segnalate da terzi sulle reti. Le

dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi A1, generalmente le più pericolose, nel 2014 sono diminuite rispetto al 2013. La figura 3.27 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaia di clienti per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione premi-penalità: si evidenzia un significativo trend decrescente, pressoché costante per le dispersioni localizzate su rete interrata (10*DT), e per quelle su rete aerea (DTA); nel 2014 entrambi i parametri, 10*DT e DTA, si sono attestati a poco meno di cinque dispersioni per migliaia di clienti finali, registrando, peraltro, una ulteriore diminuzione rispetto al 2013.

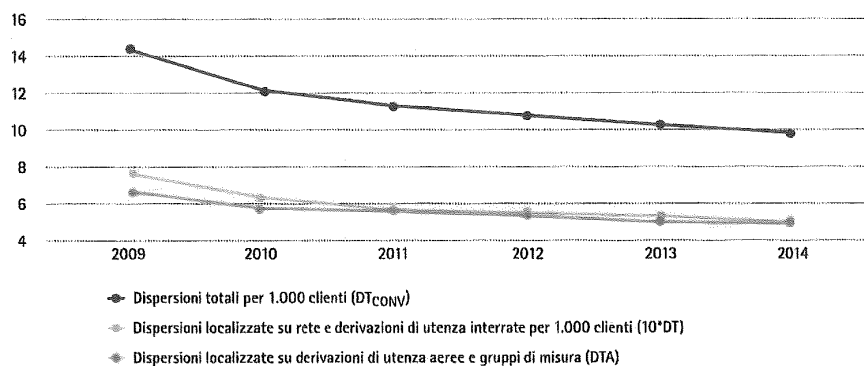
La figura 3.28 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaia di clienti, in costante crescita.

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 3.29 evidenzia la percentuale della rete risanata o sostituita al 31 dicembre 2014, con riferimento al totale dell'estensione della ghisa al 31 dicembre 2013. 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.

FIG. 3.27

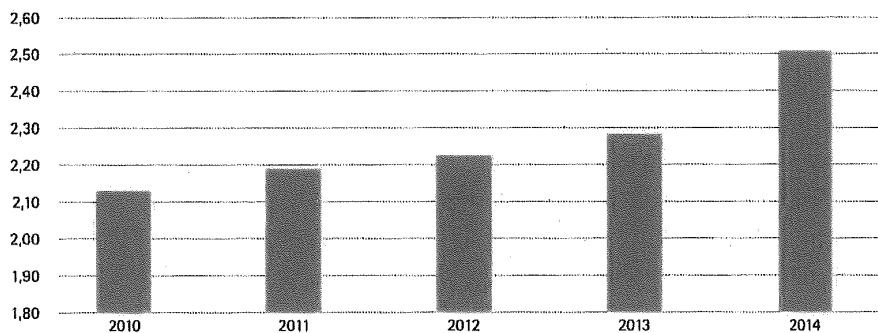
Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti
 Impianti soggetti a regolazione premi-penalità; 2009-2014



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 3.28

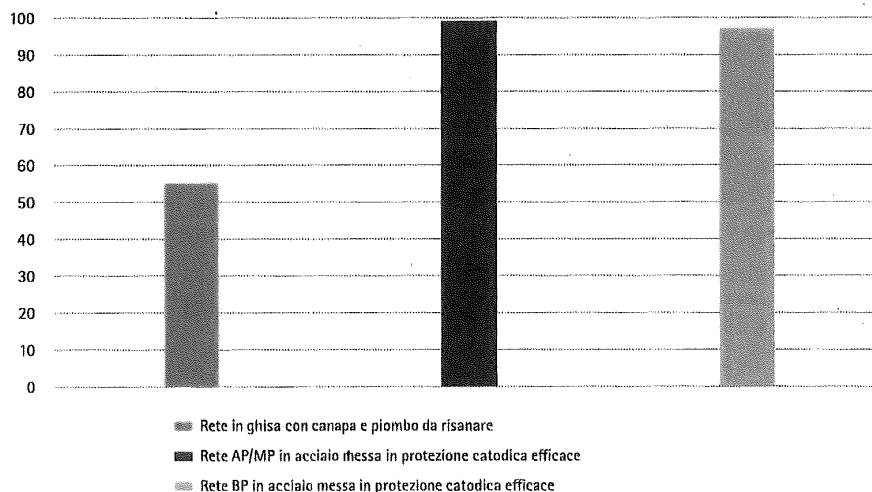
Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti
 Impianti soggetti a regolazione premi-penalità



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 3.29

Percentuale di rete in ghisa con giunto di canapa e piombo risanata o sostituita e di rete di acciaio messa in protezione catodica efficace
 Anno 2014



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.65

Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2014

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	
Società Italiana per il Gas	5.192.607	64.384	12,40	6.773	1,30	71.157
2I Rete Gas	3.790.994	50.115	13,22	3.256	0,86	53.371
A2A Reti Gas	1.216.494	15.352	12,62	3.100	2,55	18.452
Hera	1.114.019	15.106	13,56	1.028	0,92	16.134
Napoletana Gas	749.307	16.210	21,63	1.071	1,43	17.281
Toscana Energia	709.904	9.324	13,13	680	0,96	10.004
AcegasApsAmga	479.165	4.019	8,39	976	2,04	4.995
Centria	473.132	6.087	12,87	813	1,72	6.900
Azienda Energia E Servizi - Torino	465.623	4.021	8,64	705	1,51	4.726
Gas Natural Distribuzione Italia	442.322	6.073	13,73	869	1,96	6.942
Iren Emilia	395.002	5.266	13,33	816	2,07	6.082
Ascopiave	333.635	3.684	11,04	330	0,99	4.014
Genova Reti Gas	322.806	4.038	12,51	392	1,21	4.430
Linea Distribuzione	265.612	3.568	13,43	420	1,58	3.988
Erogasmet	235.316	3.740	15,89	374	1,59	4.114
Gelsia Reti	207.044	2.378	11,49	330	1,59	2.708
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	185.540	1.755	9,46	236	1,27	1.991
Sgr Reti	172.723	1.991	11,53	255	1,48	2.246
Agsn Distribuzione	155.670	2.552	16,39	414	2,66	2.966
Amg Energia	151.508	3.775	24,92	58	0,38	3.833
Edison D.G.	149.852	1.986	13,25	229	1,53	2.215
Dolomiti Reti	149.422	564	3,77	338	2,26	902
G.E.I. - Gestione Energetica Impianti	148.338	1.786	12,04	136	0,92	1.922
Azienda Municipale Del Gas	121.049	1.570	12,97	315	2,60	1.885
As Retigas	120.190	1.072	8,92	193	1,61	1.265
Acam Gas	112.207	1.244	11,09	220	1,96	1.464
Aemme Linea Distribuzione	100.129	1.240	12,38	149	1,49	1.389
TOTALE	17.959.610	232.900	12,97	24.476	1,36	257.376

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

Passando alle performance per l'anno 2014, relative alle grandi imprese di distribuzione, le tavole 3.65, 3.66, 3.67, 3.68 descrivono in sintesi quanto accaduto sui temi del pronto intervento, delle ispezioni della 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 relative agli impianti di distribuzione è nettamente maggiore del numero di chiamate

relative agli impianti di utenza (a valle del punto di consegna). Si registra, infatti, un numero di chiamate ogni mille clienti finali, rispettivamente pari a 12,97 per le chiamate relative agli impianti di distribuzione e a 1,36 per le chiamate relative agli impianti di utenza. La tavola 3.66 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete per l'anno 2014, relative ai grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione che distribuiscono gas naturale nel

TAV. 3.67

Individuazione di dispersioni
nelle reti dei grandi esercenti
nel 2014

Lunghezza reti in km

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE MEDIA RETE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA ^(A)	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE MEDIA RETE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA ^(B)	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana per il Gas	26.838	41.543	154,8	20.348	25.761	126,6
2l Rete Gas	32.873	80.148	243,8	23.443	50.176	214,0
A2A Reti Gas	5.674	14.996	264,3	1.851	4.857	262,4
Hera	5.270	13.916	264,0	8.619	15.691	182,1
Napoletana Gas	3.367	6.327	187,9	1.653	2.624	158,8
Toscana Energia	4.078	7.218	177,0	2.904	4.335	149,3
AcegasApsAmga	4.023	10.205	253,7	1.372	2.568	187,2
Centria	3.230	12.861	398,2	2.485	7.360	296,2
Azienda Energia e Servizi – Torino	1.119	1.517	135,5	211	220	104,6
Gas Natural Distribuzione Italia	3.502	6.074	173,4	2.927	3.712	126,8
Iren Emilia	2.793	6.958	249,1	2.943	7.502	254,9
Ascopiave	4.293	16.217	377,8	2.256	6.285	278,5
Genova Reti Gas	1.241	3.286	264,9	429	994	231,6
Linea Distribuzione	2.203	5.310	241,0	985	2.050	208,1
Erogasmet	1.512	6.113	404,2	1.409	4.215	299,1
Gelsia Reti	1.419	5.151	363,0	342	954	278,6
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	1.195	3.537	296,1	357	856	239,6
Sgr Reti	1.268	2.350	185,3	1.422	1.972	138,7
Agsm Distribuzione	1.097	1.097	100,0	473	476	100,6
Amg Energia	577	2.052	355,7	323	970	300,0
Edison D.G.	1.446	5.054	349,5	1.172	2.957	252,2
Dolomiti Reti	1.481	1.504	101,6	756	768	101,6
G.E.I. – Gestione Energetica Impianti	1.720	6.795	395,1	719	2.096	291,6
Azienda Municipale Del Gas	457	1.208	264,2	127	349	275,3
As Retigas	995	1.551	155,8	1.151	1.282	111,4
Acam Gas	1.125	1.571	139,6	300	483	161,0
Aemme Linea Distribuzione	784	2.035	259,6	193	573	296,2
TOTALE	115.580	266.593	230,7	81.172	152.084	187,4

(A) Lunghezza della rete ispezionata nel triennio.

(B) Lunghezza della rete ispezionata nel quadriennio.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

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 e i precedenti tre. I valori aggregati per impresa sono tutti maggiori del minimo previsto, pari, indifferenziatamente, al 100%. Si osserva che, a eccezione di un operatore che si