

3.

Struttura, prezzi
e qualità
nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale nel 2009

Nel 2009 la domanda di gas ha registrato un marcato calo (-8% rispetto al 2008) a causa dell'impatto della recessione economica sull'attività produttiva e, di conseguenza, sui consumi energetici. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, la contrazione della domanda ha ridotto i consumi a 76,7 G(m³) dagli 83,4 G(m³) registrati nel 2008, anno nel quale si erano già fatti sentire i primi effetti della crisi economica, nonostante un autunno e un inverno (specie ai suoi inizi e cioè nei mesi ricadenti nel 2008) piuttosto rigidi. Per il terzo anno consecutivo, quindi, la domanda di gas non è aumentata, dopo anni in cui il settore era abituato a tassi di crescita molto positivi e stabili nel tempo. Il comparto industriale e quello termoelettrico hanno registrato un vero e proprio crollo dei consumi (rispettivamente pari a -14,4% e -16,8%), mentre l'inverno rigido ha spinto la domanda residenziale e del terziario (+5,4%), così come il diffondersi di auto alimentate a metano (favorite dagli incentivi governativi alla rottamazione) ha permesso ai consumi per autotrazione di aumentare del 9,6% rispetto al 2008. Per effetto di queste variazioni la quota dei consumi industriali si è ridotta a poco più del 20%, quella del termoelettrico è ora del 36,8%, mentre quella dei consumi civili ha raggiunto il 41,5%.

Come accade da molti anni, la produzione nazionale ha continuato a ridursi, scendendo a 8 G(m³) dai 9,3 del 2008. Le

importazioni dall'estero sono diminuite del 9,9%, passando da 76,9 a 69,3 G(m³), così pure le esportazioni, scese da 210 a 125 M(m³). Circa 0,9 G(m³) è stato prelevato dagli stoccaggi. La domanda lorda è stata quindi soddisfatta per il 10,3% dalla produzione nazionale e per l'88,6% dalle importazioni nette.

I dati provvisoriamente diffusi dal Ministero dello sviluppo economico trovano una parziale conferma nel bilancio degli operatori del settore gas (Tav. 3.1), tradizionalmente presentato in queste pagine, che mostra una prima e provvisoria elaborazione (come tutte quelle che seguono anche nei paragrafi successivi) dei dati dichiarati dalle 366 imprese del gas nell'ambito dell'Indagine annuale che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas svolge con riferimento alle attività svolte dagli operatori nell'anno precedente. Come consuetudine, esso è stato redatto riaggregando le informazioni fornite dalle imprese nei gruppi cui hanno dichiarato di appartenere nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità. I gruppi sono poi stati attribuiti alle classi indicate nella tavola in base al valore degli impieghi di gas, vale a dire a seconda dell'ampiezza delle vendite (effettuate ad altri operatori e al mercato finale) e degli autoconsumi.

Come lo scorso anno, Eni, Enel ed Edison si confermano i principali gruppi. Nella prima classe ricadono ancora 7 gruppi, ma non sono gli stessi del 2008: sono usciti infatti Sorgeria (CIR)

e Axpo Group, entrambi passati alla classe 1-2 G(m³), a vantaggio di Sinergie Italiane (impresa di *trading* il cui capitale sociale è detenuto da imprese operative nella vendita al dettaglio) e di Royal Dutch Shell. In questa classe gli impieghi di

gas oscillano tra i poco più di 10 G(m³) del gruppo A2A, ai quasi 7 del gruppo E.On e ai poco più di 2 di Royal Dutch Shell. Nella classi successive rientrano rispettivamente 11, 50 e 190 gruppi.

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale**2009**G(m³); valori riferiti ai gruppi industriali

	Eni	Enel	Edison	2-11 G(m ³)	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	Totale
Produzione nazionale netta	6,5	-	0,6	0,4	0,2	0,0	0,0	7,6
Importazioni nette ^(A)	33,0	8,6	10,4	5,9	4,1	4,5	0,1	66,7
- di cui vendite Eni oltre frontiera	-	-	1,3	2,4	0,0	0,0		3,8
Variazioni scorte	1,4	-0,1	-0,1	0,1	-0,2	-0,2	0,0	0,9
stoccaggi al 31 dicembre 2008	3,3	0,9	0,6	1,7	0,6	0,5	0,0	7,5
stoccaggi al 31 dicembre 2009	1,9	1,0	0,7	1,6	0,8	0,6	0,0	6,6
Acquisti sul territorio nazionale	2,0	6,7	4,1	28,7	13,4	14,5	4,2	73,5
da Eni	0,8	1,0	1,7	5,0	2,9	2,3	0,7	14,5
- di cui <i>gas release</i> al PSV	-	-	-	0,5	0,2	0,2	0,1	1,0
da Enel	-	5,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	5,5
da Edison	0,1	0,0	1,5	1,1	0,5	1,8	0,5	5,5
da altri operatori	1,0	0,4	0,9	22,6	9,9	10,3	2,9	48,0
Cessioni ad altri operatori nazionali	16,3	5,6	5,1	19,8	11,1	7,7	0,1	65,7
- di cui vendite al PSV	4,9	0,2	0,5	4,5	5,6	3,2	0,0	18,8
Trasferimenti netti	-0,4	0,3	0,1	-0,5	0,2	-1,9	-0,4	-2,6
Consumi e perdite ^(B)	0,4	0,1	0,1	0,3	0,2	0,2	0,0	1,4
Autoconsumi	4,5	-	4,6	1,8	1,4	0,0	0,1	12,5
Vendite finali	21,2	9,9	5,2	12,6	5,0	9,0	3,7	66,6
al mercato libero	14,9	7,1	4,9	8,6	3,9	4,4	1,7	45,4
al mercato tutelato	6,3	2,9	0,2	4,0	1,0	4,6	2,0	21,1
Vendite finali per settore	21,2	9,9	5,2	12,6	5,0	9,0	3,7	66,6
generazione elettrica	6,4	4,8	3,6	3,6	2,1	0,5	0,2	21,0
industria	7,9	1,5	1,2	3,8	1,3	2,7	0,7	19,1
commercio	1,4	0,5	0,1	1,3	0,4	1,5	0,8	5,8
domestico	5,6	3,2	0,3	4,0	1,2	4,3	2,0	20,7
- di cui a clienti finali collegati	1,3	4,4	1,6	3,3	0,8	1,2	0,3	12,8

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite stimati in base a produzione, importazione, stoccaggio e acquisti interni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La produzione è praticamente tutta in capo al gruppo Eni, se si eccettuano alcune piccole quote riconducibili a Edison e ad altri piccoli coltivatori. Nelle importazioni è aumentato di circa 3 G(m³) il volume di gas importato da Edison anche in virtù dell'entrata in funzione del terminale GNL di Rovigo, mentre si registra una riduzione di 2 G(m³) delle importazioni di gas dei gruppi appartenenti alla classe con impieghi tra 2 e 11 G(m³). La diminuzione è dovuta in parte al fatto che una quota del gas importato dal gruppo E.On non è stata classificata tra le importazioni bensì tra gli acquisti alla frontiera italiana (in quanto lo sdoganamento è stato effettuato da altri soggetti), e in parte al fatto che alcuni importatori sono passati nella classe più piccola. Un quantitativo eleva-

to di gas importato si osserva anche per la terza classe, quella dei gruppi con impieghi tra 0,1 e 1 G(m³): complessivamente questi hanno acquisito 4,4 G(m³) di gas dall'estero grazie alla presenza di imprese afferenti a gruppi stranieri particolarmente attivi sul mercato internazionale del gas (per esempio, Sonatrach, Essent, CEA, Worlenergy, BP). Gli approvvigionamenti oltre frontiera da Eni sono trascurabili o inesistenti nei gruppi più piccoli.

Per quello che riguarda gli acquisti sul territorio nazionale, nel 2009 la quota di gas fornita direttamente dai due operatori principali è scesa rispettivamente al 19,7% (nel 2008 era del 35%) nel caso di Eni e al 7,4% (nel 2008 era dell'8,5%) nel caso di Enel. La stessa quota è, invece, aumentata, passando dal 5,8%

al 7,5% nel caso del gruppo Edison e dal 50,5% al 65,4% nel caso di altri operatori che hanno ceduto 48 dei 73,5 G(m³) complessivamente offerti sul territorio nazionale, testimoniando la presenza di un mercato all'ingrosso particolarmente vivace. Una parte del gas acquistato da Eni è riconducibile al *gas release*, la cessione di gas al Punto di scambio virtuale (PSV), che Eni effettua in esito all'istruttoria dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato dell'aprile 2006. Com'è noto, nell'ambito del provvedimento A371 (Gestione e utilizzo della capacità di rigasificazione) Eni si impegnò a rilasciare, esclusivamente al PSV, partite di gas per 2 anni termici a partire dall'ottobre 2007. Nonostante il provvedimento prevedesse quantitativi di cessione pari a 2 G(m³)/anno, nel 2009 l'effettivo ammontare di gas ceduto è stato di appena 1 G(m³). Considerando i volumi che ciascun gruppo acquista da Eni (tanto sul territorio nazionale, quanto oltre frontiera), si osserva come all'*incumbent* siano ancora riconducibili ampie quote del gas nella disponibilità di ciascun gruppo, sebbene esse siano significativamente diminuite rispetto all'anno precedente. Per Enel tale porzione è scesa al 6,5% (nel 2008 era 14,9%), per Edison al 20% (nel 2008 era al 38,6%), mentre per gli altri gruppi essa varia tra il 12% e il 21% del gas disponibile (nel 2008 oscillava tra il 13% e il 35%). L'unico caso in cui si è registrato un aumento della quota di gas acquisito da Eni è quello della classe 1-2 G(m³), dove si è passati dal 13% del 2008 al quasi 17% del 2009.

Sul fronte degli impieghi, la quota di gas mediamente destinata da tutti i gruppi alla vendita ad altri operatori sul totale di gas complessivamente venduto e/o autoconsumato all'interno del gruppo stesso è cresciuta di circa un punto percentuale, passando dal 44,3% del 2008 al 45,4%. Questo valore medio è dato tuttavia da andamenti differenziati: tale quota è scesa, infatti, al 39% (nel 2008 era pari al 42%) per Eni; è salita al 36% quella di Enel (pari al 31% nel 2008); è rimasta pressoché costante quella di Edison (34,4% contro il 35,8% dello scorso anno); è fortemente cresciuta (dal 49% al 58%), quella dei gruppi appartenenti alla classe 2-11 G(m³); è scesa quella relativa alle rimanenti classi di operatori. In particolare è crollata la quota di gas destinata ad altri operatori da parte dei gruppi più piccoli, che al mercato all'ingrosso risultano indirizzare appena il 2% del gas venduto e/o autoconsumato, a fronte di una quota che nel 2008 aveva superato il 14%. Gli autoconsumi sono tuttora una voce particolarmente rilevante per i gruppi principali che, in genere, dispongono di impianti di produzione di energia elettrica; se a

questi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, anch'essi di norma produttori di energia elettrica, si nota come una parte significativa della disponibilità di ciascun gruppo sia destinata al fabbisogno del gruppo medesimo. Tale fenomeno, seppure più contenuto rispetto al 2008, appare particolarmente rilevante per Enel ed Edison per i quali questa percentuale è rispettivamente del 28,5% e del 42%.

Nel 2009 le vendite al mercato tutelato sono risultate pari al 31,7% del mercato finale complessivo e in lieve aumento rispetto al 2008, quando il mercato tutelato ha assorbito il 28,6% del totale. Ciò è probabilmente dovuto al contrarsi dei consumi complessivi e, in particolare, di quelli non domestici, tipicamente più abituati a rifornirsi sul mercato libero. Come si vedrà più avanti nel Capitolo, infatti, il mercato libero permane una prerogativa dei grandi clienti: la percentuale di consumi domestici su tale mercato nel 2009 ha superato di poco il 10% (era al 9,1% nel 2008). Si conferma, come negli anni passati, la tendenza degli operatori a specializzarsi sul mercato tutelato al diminuire dei volumi complessivamente venduti al mercato finale. I gruppi più piccoli rivolgono, infatti, il 54% delle proprie vendite al mercato protetto, il 76% delle quali vanno ai clienti domestici e a quelli appartenenti al settore commercio e servizi. Più in generale, i dati consentono di ribadire, come già fatto nelle precedenti *Relazioni Annuali*, che quanto più è piccolo il gruppo, tanto più ha un mercato limitato a quello che era il bacino d'utenza "storico" in cui l'operatore era presente *ante* liberalizzazione.

La quota di gas venduto al mercato civile (domestico e commercio e servizi) nel 2009 è stata del 33% per Eni e del 37% per Enel, mentre relativamente alla generazione elettrica le due quote sono rispettivamente del 30% e del 48% in considerazione della differente struttura societaria dei due gruppi. Il gruppo Enel, infatti, ha autoconsumi nulli in quanto il gas destinato alle proprie centrali elettriche viene venduto, al pari di una normale cessione, alle società che all'interno del gruppo effettuano la produzione di energia elettrica. Diversamente, il 63% delle vendite a clienti collegati del gruppo Eni è relativo al settore industriale, mentre la quasi totalità degli autoconsumi è destinata alla generazione elettrica. Come lo scorso anno, il gruppo Edison risulta quello che destina meno gas al settore civile: esso, infatti, vende il 69% a imprese – appartenenti in buona parte al proprio gruppo societario – che svolgono l'attività di produzione di energia elettrica, limitando così la quota di gas destinato ad altre categorie di clienti, eccetto i grandi consumatori industriali.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

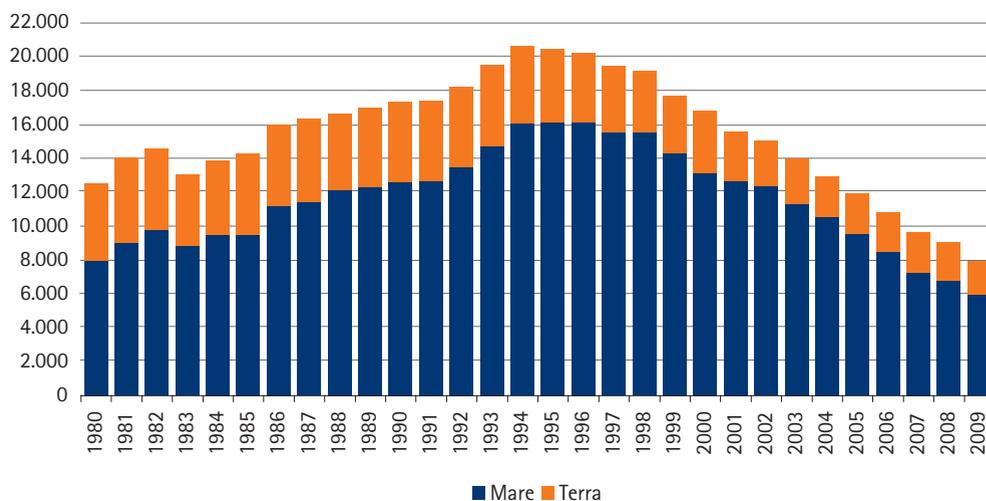
È proseguita nel 2009 la riduzione progressiva della produzione nazionale di gas naturale: secondo i dati provvisori pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico, infatti, lo scorso anno l'estrazione di gas si è fermata a 8.016 M(m³), evidenziando un calo del 13,4% rispetto al 2008, il più elevato mai registrato sinora. Negli anni Novanta, tra il 1993 e il 1995, la produzione italiana di gas ha raggiunto il massimo a poco più di 20 G(m³)/anno, arrivando a soddisfare circa un terzo dei consumi nazionali dell'epoca. Da allora il declino è stato costante, circa il 7% ogni anno (nel 2008 un po' meno), e lo scorso anno la copertura del fabbisogno interno è scesa a un

decimo rispetto al 30% che ancora assicurava alla fine degli anni Novanta.

Secondo i dati pubblicati dall'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse del Ministero dello sviluppo economico, la produzione 2009, pari a 7.909 M(m³) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente – è stata ottenuta per un quarto da giacimenti a terra e per tre quarti da coltivazione in mare. Il gas estratto da giacimenti in terraferma, pari a 1.990 M(m³), è la parte di produzione che è diminuita in misura minore rispetto all'anno precedente (-11,8%), mentre la produzione da giacimenti marini è scesa a 5.919 M(m³), registrando un calo del 13,1%.

FIG. 3.1

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980 M(m³)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2009

GRUPPO	M(m ³)	QUOTA
Eni	6.460	84,5%
Edison	605	7,9%
Royal Dutch Shell	364	4,8%
Gas Plus	208	2,7%
Altri	5	0,1%
TOTALE	7.642	100,0%
TOTALE (Ministero dello sviluppo economico)	8.016	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Secondo i dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, sono 8 gli operatori che hanno dichiarato di aver estratto gas naturale nel territorio nazionale e la loro produzione complessiva è risultata pari a 7.642 M(m³). Il segmento resta dominato da Eni che possiede la quota più elevata e largamente superiore a quella dei concorrenti, pari all'84,5%. Seguono i gruppi Edison e Royal Dutch Shell. La quota di quest'ultimo si è nettamente ridotta rispetto al 7,7% del 2008. Stabili, invece, rispetto allo scorso anno risultano le quote di Edison e Gas Plus.

Nel 2009 Eni ha cominciato a riorganizzare le proprie attività nell'ambito della produzione di gas. Più precisamente, sono state costituite tre nuove società alle quali sono state conferite le attività minerarie del gruppo suddivise per collocazione geografica: Padana Energia ha acquisito gli *asset* relativi al Nord Italia (Pianura Padana ed Emilia Romagna), Adriatica Idrocarburi ha assunto quelli relativi all'Italia Centrale (Marche, Abruzzo e Molise) e Ionica Gas ha ottenuto quelli relativi al Mezzogiorno (nell'area di Crotone e della Val d'Agri). Sono in fase avanzata le trattative di vendita per due di queste tre nuove società, ovvero di Padana Energia e di Adriatica Idrocarburi. Nonostante le cessioni, Eni prevede comunque di mantenere stabile la propria produzione nel medio termine, grazie alla crescita attesa dei giacimenti della Val d'Agri e ai progetti di sviluppo che ha in corso.

Importazioni

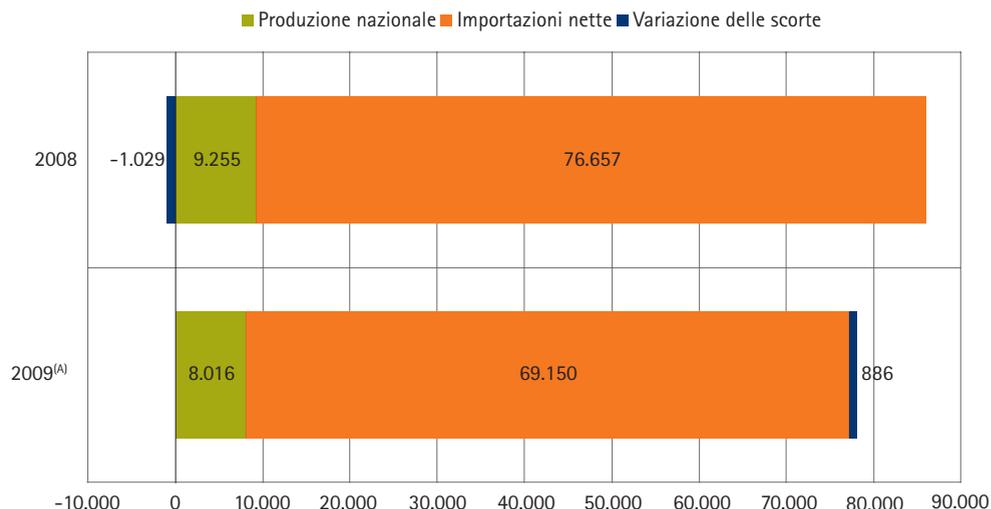
In termini netti le importazioni di gas in Italia sono diminuite lo scorso anno di 7,5 G(m³). Secondo i dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico (Fig. 3.2), infatti, nel 2009 le importazioni lorde sono scese a 69.275 dai 76.657 M(m³) che avevano raggiunto nel 2008; ma anche le esportazioni sono diminuite, passando da 210 a 125 M(m³). Tenendo conto che sono stati prelevati dalle scorte 886 M(m³) – a differenza di quanto accaduto nel 2008 quando negli stoccaggi furono immessi 1.029 M(m³) – e che i consumi e le perdite di rete sono stimabili in circa 1.357 M(m³), il valore dei consumi nazionali nel 2009 è valutabile in 76.695 M(m³). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è quindi sceso al 90,2% dal 91,8% del 2008.

La figura 3.3 mostra la ripartizione dei volumi di gas importato in base alla nazione di provenienza fisica (non contrattuale): l'80% circa del gas importato in Italia proviene da Paesi non appartenenti all'Unione europea. Per lo più il gas arriva nel nostro Paese attraverso i gasdotti: solo il 4% dell'import, infatti, giunge via nave. Nel 2009 tale quota è comunque raddoppiata rispetto agli anni precedenti grazie all'entrata in funzione del nuovo terminale di Rovigo, dove arriva il GNL proveniente dal Qatar; questa quota è destinata ad accrescersi ulteriormente nei prossimi anni.

FIG. 3.2

Immissioni in rete nel 2008 e nel 2009

M(m³)



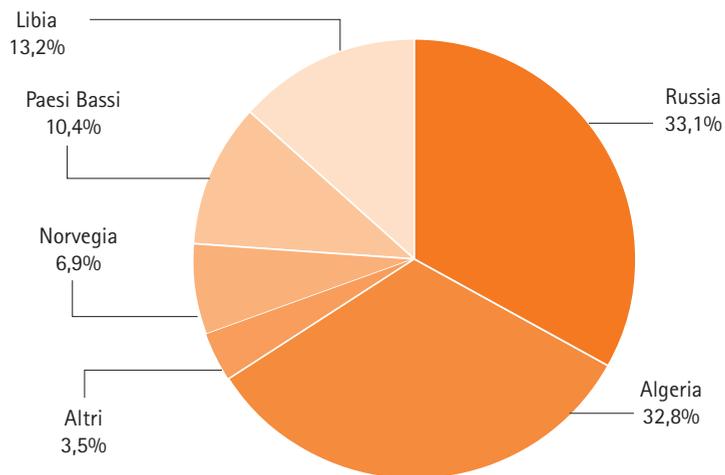
(A) Per il 2009 dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.3

Importazioni lorde di gas nel 2009 secondo la provenienza

Valori percentuali; dati provvisori



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Le fonti di approvvigionamento via gasdotto sono concentrate in Paesi extracomunitari: lo scorso anno Algeria, Russia e Libia hanno coperto insieme quasi l'80% dell'approvvigionamento estero. Le prime due forniscono un terzo ciascuna del fabbisogno complessivo; dalla Libia, invece, arriva il 13% del totale importato. Dalla Russia sono giunti nel 2009, attraverso i punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia, 22,9 G(m³); dall'Algeria, invece, sono arrivati 22,7 G(m³) via tubo a Mazara del Vallo e 1,3 G(m³) via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia. Il

gas proveniente dalla Libia, lo scorso anno pari a 9,2 G(m³), entra in Italia attraverso il punto di Gela della Rete nazionale, mentre i quantitativi importati da Olanda 7,2 G(m³) e Norvegia 4,8 G(m³) transitano da Passo Gries, presso il confine svizzero. Il rimanente 3,5% delle importazioni 2009 è arrivato da altri Paesi: dalla Croazia l'1,2% e dal Qatar il 2,2%. Quest'ultima quota, come detto poco sopra, è destinata a crescere nei prossimi anni, quando il terminale di Rovigo entrerà a pieno regime.

TAV. 3.3

Primi venti importatori di gas in Italia nel 2009

Importazioni lorde

SOCIETÀ	M(m ³)	QUOTA %
Eni	33.156	49,9%
Edison	10.410	15,7%
Enel Trade	8.648	13,0%
Plurigas	2.111	3,2%
Gaz de France sede secondaria	1.789	2,7%
Sorgenia	1.376	2,1%
Enoi	1.370	2,1%
Sinergie Italiane	881	1,3%
Sonatrach Gas Italia	757	1,1%
Speia	580	0,9%
Essent Trading International	572	0,9%
E.On Energy Trading	550	0,8%
Hera Trading	488	0,7%
CEA Centrex Italia	485	0,7%
Begas Energy International (ex Bidas Energy)	404	0,6%
Egl Italia	349	0,5%
Gas Plus Italiana	308	0,5%
Energetic Source	303	0,5%
Spigas	231	0,3%
Italtrading	228	0,3%
Altri	1.417	2,1%
TOTALE	66.410	100,0%
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	69.275	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

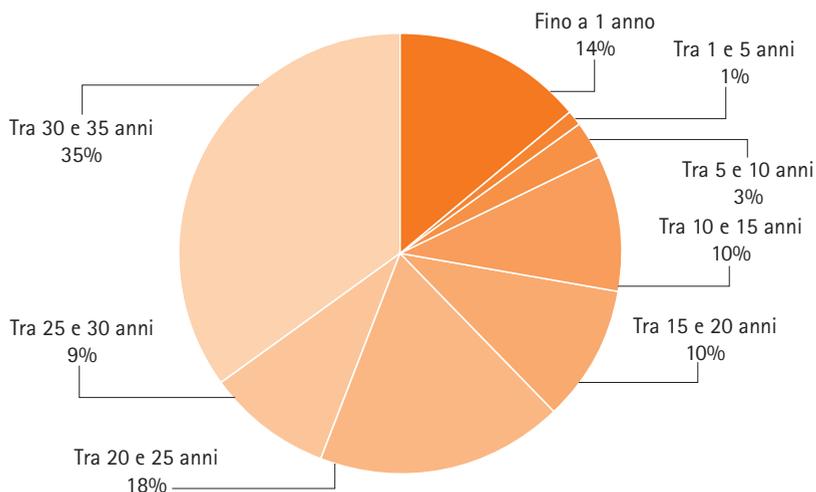
Con 33 G(m³) di gas importato e una quota pari al 49,9% (47,9% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), il gruppo Eni si conferma dominante anche nell'importazione (Tav. 3.3), così come nella produzione nazionale. Pur scendendo nel tempo per il rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, non più operativi dal 2010, la quota di Eni rimane infatti preponderante e largamente superiore a quella dei concorrenti. Con un quantitativo importato pari a 10,4 G(m³) e una quota del 15,7%, il gruppo Edison è passato in seconda posizione, superando il gruppo Enel, che nel 2009 ha acquisito all'estero 8,6 G(m³). Edison ha guadagnato la seconda posizione nella classifica degli importatori grazie al notevole aumento delle sue importazioni (43%), mentre quelle di Enel si sono ridotte del 12% rispetto al 2008 (seppur meno di quelle di Eni, calate anch'esse ma del 28%).

I primi tre importatori risultano acquisire il 78,6% (il 75,4% sul valore di import totale di fonte ministeriale) del gas complessivamente approvvigionato all'estero da operatori italiani. Tale quota è comunque in riduzione rispetto all'84% del 2008.

Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2009 secondo la durata intera (Fig. 3.4), resta confermato, come negli anni passati, che l'attività di importazione avviene sulla base di contratti di lungo periodo. Più del 60% di essi possiede una durata complessiva di oltre 20 anni e un altro 20% possiede una durata intera di almeno 10 anni. Rispetto al 2008 risulta molto accresciuto il peso delle importazioni *spot* (che avvengono sulla base di accordi di durata al più annuale), che nel 2009 hanno raggiunto il 14%. Tale dato è però riconducibile al fatto che alcuni operatori hanno risposto alle domande dell'Indagine dell'Autorità inserendo i valori riferiti all'intero contratto, anche quando non tutto il gas è stato poi importato in Italia, ma rivenduto direttamente all'estero. Altri, invece, hanno riportato la quantità intera che il venditore ha messo a disposizione del compratore, cioè la *Term Contract Quantity* in luogo della richiesta *Annual Contract Quantity*. Pertanto il dato relativo ai contratti *spot* è da considerarsi del tutto provvisorio, al pari degli altri illustrati in questa *Relazione Annuale*.

FIG. 3.4

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2009, secondo la durata intera



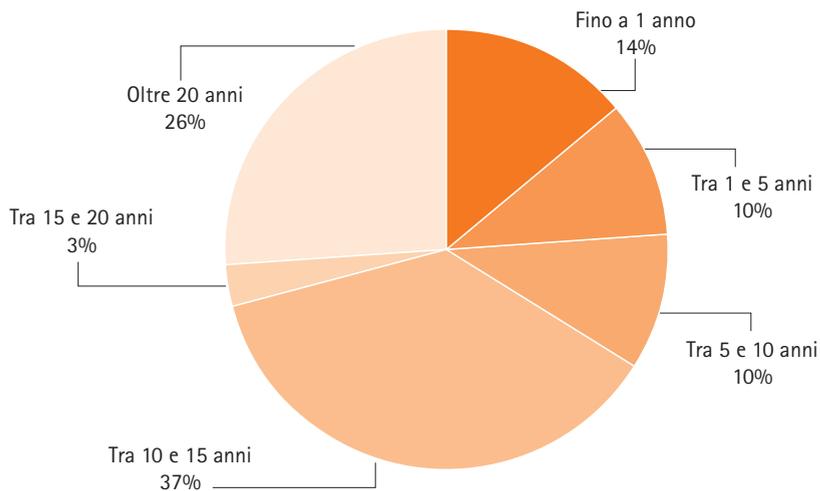
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Circa la vita residua, i contratti di importazione in essere al 2009 (Fig. 3.5) si rivelano complessivamente ancora molto lunghi: circa un terzo scadrà infatti tra 15 o più anni; e più di due terzi scadranno tra 10 anni o più. Un terzo dei contratti esi-

stenti terminerà entro i prossimi 10 anni, ma anche per l'interpretazione di queste cifre vale l'avvertenza appena menzionata circa la probabile sovrastima dei contratti di brevissima durata.

FIG. 3.5

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2009, secondo la durata residua



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Sviluppo delle infrastrutture di importazione

L'aggiornamento rispetto allo scorso anno del quadro delle infrastrutture di importazione via gasdotto presenta alcune

novità riguardo sia al potenziamento dei gasdotti esistenti, sia allo stato di avanzamento dei progetti di nuovi gasdotti. Per quanto riguarda il potenziamento dei gasdotti esistenti, innanzitutto, è da registrare che l'1 ottobre 2009 è avvenuto il

completamento della seconda espansione del gasdotto TAG di collegamento tra l'Austria e il punto di ingresso della Rete nazionale di Tarvisio, che ne ha incrementato la capacità di transito a 37,4 G(m³)/anno. Eni ha così completato le due espansioni (la prima era entrata in funzione nel febbraio 2009) scaturite dagli impegni assunti nel 2003 con la Commissione europea nell'ambito dell'indagine svolta sulle restrizioni di vendita territoriali previste nei contratti di fornitura di gas tra Gazprom ed Eni. È da evidenziare, tuttavia, che nel febbraio scorso Eni ha raggiunto un ulteriore accordo con la Commissione europea, formalizzato all'inizio di marzo, verso la quale Eni si è impegnata a cedere la propria quota (89%) nella società Trans Austria Gasleitung GmbH (che detiene il 100% dei diritti di capacità di trasporto sul TAG) alla Cassa depositi e prestiti o ad altro soggetto pubblico controllato dal Governo italiano. L'impegno è stato preso da Eni nell'ambito della procedura d'infrazione che la Commissione europea ha aperto nei confronti di alcune importanti imprese del settore del gas naturale (Gaz de France ed E.On, oltre a Eni), a seguito dell'Indagine su tale settore pubblicata nel gennaio 2007 (descritta in dettaglio nel Capitolo 1 del Volume 2). Nell'ambito dello stesso accordo con l'Unione europea è anche prevista la dismissione delle partecipazioni detenute da Eni nei due metanodotti che portano gas dall'Olanda in Italia, attraverso la Germania e la Svizzera (Tenp e Transitgas).

Per la fine del 2011 è prevista una espansione, sino a 11,53 G(m³)/anno, anche per il gasdotto Greenstream che collega la Libia al punto di ingresso della Rete nazionale di Gela. A settembre 2009 la società Greenstream (controllata da Eni e dalla compagnia di Stato libico Noc, che possiede e gestisce il gasdotto) ha pubblicato un bando per un lavoro di ricognizione a scopo di ispezione e manutenzione sul tratto *offshore* da Mellitah a Gela. La ricognizione servirà a fornire informazioni sul fondale marino, necessarie sia per tracciare la posizione del nuovo tubo, sia per monitorare lo stato della condotta già funzionante. Importante è anche l'approvazione, avvenuta alla fine di aprile 2010, della cessione di Eni alla Noc di un ulteriore 25% delle proprie quote di partecipazione nella società Greenstream; a seguito di tale cessione Eni e Noc detengono ora una quota paritaria (50%) della proprietà del gasdotto. L'aggiornamento rispetto allo scorso anno dello stato di avanzamento dei nuovi gasdotti in fase di progetto di possibile interesse per il nostro Paese è riassunto nella tavola 3.4.

Nuovi passi avanti sono stati compiuti sul progetto *Trans Adriatic Pipeline* (TAP) che collega la Grecia con l'Italia, attraverso l'Albania, per l'importazione di gas proveniente dalle aree di produzione dell'Est europeo e mediorientali: in particolare si segnala l'ingresso nella Società di E.On Ruhrgas con una quota pari al 15%; scendono pertanto al 42,5% ciascuno le quote di Egl e Statoil Hydro. Dopo lo studio dei fondali marini, cominciato nel gennaio 2009, in luglio è stato avviato anche quello del territorio albanese per definire il percorso ottimale tra 5 potenziali tratti. Con il medesimo obiettivo di individuare il futuro percorso del gasdotto, inoltre, nell'ottobre dello scorso anno rappresentanti della società TAP hanno avviato una serie di incontri con le autorità pugliesi. Oltre ad alcuni *meeting* svoltisi con rappresentanti del governo albanese, nel febbraio di quest'anno la TAP ha incontrato il Ministro delle infrastrutture per illustrare al nostro Governo lo stato del progetto e delle attività condotte in Puglia. A metà del mese di marzo la società TAP ha presentato al Ministero dello sviluppo economico domanda di inclusione nella rete di trasporto nazionale per il tratto di gasdotto (lungo 15 km) che dovrebbe essere realizzato *onshore* in Puglia, tra le località di Mesagne e Brindisi. Se approvata, la domanda renderà il gasdotto un interconnettore ufficiale con il sistema gas italiano e consentirà alla società TAP di svolgere a livello di governo centrale tutte le procedure di richiesta dei permessi necessari. Risulta in corso di predisposizione, infine, un Accordo intergovernativo tra Grecia, Albania e Italia, necessario per avviare la procedura di esenzione dell'obbligo di accesso dei terzi.

Nel giugno 2008 si è costituita la società IGI Poseidon per lo sviluppo, la costruzione e l'esercizio del gasdotto IGI di collegamento tra Grecia e Italia. IGI Poseidon è una *joint venture* paritetica tra Edison International Holding (100% Edison) e l'azienda di Stato greca Depa. Il gasdotto IGI fa parte dell'ITGI, il corridoio energetico per l'importazione del gas dal Mar Caspio attraverso la Turchia e la Grecia, Paesi che sono già collegati tra loro dal novembre 2007. Il progetto IGI è stato inserito dall'Unione europea tra i cinque assi prioritari di approvvigionamento e ha ottenuto l'esenzione dai terzi per un periodo di 25 anni. Ad aprile 2009 è stata avviata la gara per l'attribuzione delle attività di verifica e certificazione della progettazione. Nel novembre scorso il Ministro dello sviluppo economico italiano e il Ministro dell'energia turco hanno firmato una dichiarazione congiunta per confermare la valenza strate-

gica del progetto Poseidon, considerato uno strumento per lo sviluppo di un corridoio meridionale per l'approvvigionamento di gas in Europa. Entrambi i Ministri hanno confermato il proprio impegno a supportare l'iniziativa e, il governo turco in particolare, a garantire condizioni di transito che salvaguardino la competitività. Nel marzo 2010 IGI Poseidon ha siglato un accordo societario con la società Bulgarian Energy Holding per la realizzazione della bretella bulgara del gasdotto ITGI (di cui

IGI fa parte) che avrà una capacità compresa tra 3 e 5 G(m³)/anno. Nello stesso periodo, la Commissione europea ha approvato una serie di finanziamenti da destinare a iniziative energetiche nell'ambito del pacchetto anticrisi. Al gasdotto ITGI-Poseidon sono stati assegnati 100 milioni di euro più 45 per l'interconnessione Bulgaria-Grecia. All'inizio di aprile 2010 è iniziata la fase operativa con l'avvio della gara per la fornitura dei tubi del gasdotto.

TAV. 3.4

Nuovi gasdotti in progetto

SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m ³)/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
TAP Trans Adriatic Pipeline (Grecia-Albania-Italia)						
TAP AG (Egl 42,5%, Statoil Hydro 42,5%, E.On 15%)	Brindisi	10/20	520	2006	2015	Stipulato contratto di fornitura con Iran per 5,5 G(m ³)/anno per 25 anni; avviate indagini dei fondali marini e del territorio albanese; presentata al Ministero dello sviluppo economico domanda di inclusione nella Rete nazionale del gas per il tratto onshore in Puglia.
IGI Interconnector Italia-Grecia						
IGI Poseidon SA (Depa 50%, Edison 50%)	Otranto	8,8	212	2005	2015	Progetto inserito dalla UE tra i 5 assi prioritari di approvvigionamento; concessa e ratificata l'esenzione dei terzi al 100% per 25 anni; siglata a marzo 2010 una dichiarazione italo-turca sulla valenza strategica del progetto; avviata ad aprile 2010 la gara per la fornitura dei tubi; assegnato a marzo 2010 un finanziamento europeo per 100+45 M€.
GALSI (Algeria-Italia)						
GALSI (Sonatrach 41,6%, Edison 20,8%, Enel 15,6%, Sfers 11,6%, Hera Trading 10,4%)	Porto Botte (Carbonia-Iglesias)	8/10	840	2005	2014	Firmato accordo intergovernativo fra Italia e Algeria; attesa per metà 2010 la decisione finale sull'investimento; previsti per la seconda metà 2010 l'avvio dei lavori operativi e per il 2011 la posa dei tubi; assegnato nel marzo 2010 un finanziamento europeo per 120 M€.
TGL Tauern Gas Leitung (Germania-Austria-Italia)						
Consorzio Tauerngas-Leitung Studien und Planungsgesellschaft Mbh (E.On Ruhrgas 45%, varie società austriache 55%)	Malborghetto (Udine)	11,4	260	In fase di progettazione	2015	Ritirata temporaneamente la domanda di esenzione dall'obbligo di accesso ai terzi, in attesa del recepimento del Terzo pacchetto europeo.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Dovrebbe giungere a metà 2010 la decisione finale sull'investimento nel gasdotto GALSI, che collega Algeria e Italia via Sardegna, originariamente attesa per il 2009. Nel corso di un convegno dedicato a questa infrastruttura, che si è svolto a Cagliari nel novembre 2009, il Presidente del consorzio GALSI (composto dalle società Sonatrach 41,6%, Edison 20,8%, Enel 15,6%, Sfers 11,6% e Hera Trading 10,4%) ha delineato una nuova tempistica per l'iniziativa, prevedendo l'avvio dei lavori operativi nella seconda metà del 2010, la prima posa dei tubi nel 2011 e l'arrivo del primo gas proveniente dall'Algeria nel 2014. I ritardi, rispetto alla prima data iniziale del 2012, sono stati causati soprattutto dai mutamenti del percorso resi necessari sia dal presentarsi di situazioni geologiche a rischio nel tracciato tra la Sardegna e la Toscana, sia dai ritrovamenti archeologici durante gli scavi. Nel novembre 2009 è stata presentata l'istanza per il riconoscimento di accesso prioritario su questo gasdotto. A gennaio 2010, GALSI ha inoltre consegnato al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare nuovi studi ambientali sul tracciato del gasdotto in territorio italiano che vanno a integrarsi alla documentazione già presentata il 31 luglio 2008 con l'avvio dell'iter autorizzativo. Anche questo progetto, infine, ha ricevuto nel marzo scorso un finanziamento europeo nell'ambito del pacchetto anticrisi, per 120 milioni di euro.

A fine giugno 2009 il consorzio Tauerngasleitung Studien und Planungsgesellschaft Mbh, controllato per il 45% da E.On e per

il restante 55% da 5 società austriache, ha presentato al regolatore austriaco E-Control Kommission sia la domanda di esenzione dagli obblighi di accesso ai terzi sul gasdotto *Tauern Gas Leitung* (TGL), che dovrebbe percorrere 260 km in territorio austriaco dal confine italiano a quello tedesco, sia la richiesta di fissazione del metodo tariffario. A marzo 2010, tuttavia, la domanda di esenzione è stata temporaneamente sospesa, in attesa del recepimento nell'ordinamento austriaco del Terzo pacchetto energetico adottato dall'Unione europea. Al contempo, il consorzio ha annunciato che è quasi giunto a completamento lo studio di fattibilità che dimostra la possibilità tecnica di costruire il gasdotto attraverso i valichi alpini. Il consorzio ha inoltre fatto sapere di aver ottenuto dai proprietari interessati il 90% circa delle servitù di passaggio. Riguardo ai tempi previsti, resta invariata al 2010 la data entro la quale dovrebbe essere presa la decisione sull'investimento, mentre nel 2015 dovrebbe avvenire l'entrata in funzione del gasdotto. Il TGL collegherà il nodo di Haiming (in Baviera) con Malborghetto (Udine), passando nelle regioni austriache dell'Inn e della Carinzia, dove sarà interconnesso con il sistema di stoccaggio di Salisburgo e con il TAG. Il progetto, che fa parte del piano *Trans-European Networks* (TEN) dell'Unione europea, è stato ideato per trasportare gas in entrambe le direzioni e interconnettere i mercati dell'Europa centro-settentrionale con quelli dell'Italia e dei Paesi balcanici. La condotta dovrebbe inoltre servire a trasportare in Germania il GNL proveniente dai terminali adriatici.

Infrastrutture del gas

Trasporto

La rete di trasporto del gas nazionale e regionale è gestita da 10 imprese: 3 per la Rete nazionale e 9 per la rete regionale (Tav. 3.5). La novità rispetto al 2008 è data dall'ingresso, tra gli operatori di rete regionale, di Italcogim Trasporto che è subentrata alla precedente Arcalgas Progetti nella gestione di un

tratto di rete nelle Marche. Lo scorso anno, invece, era entrata tra gli operatori di Rete nazionale Edison Stoccaggio, per la gestione del gasdotto Cavarzere-Minerbio di collegamento tra il nuovo impianto di rigassificazione di Rovigo e la Rete nazionale. Sotto il profilo degli assetti gestionali, tuttavia, il segmento del trasporto gas non è sostanzialmente mutato. Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 31.531 km

di rete sui 33.584 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è il gruppo Edison che complessivamente amministra 1.380 km di rete, di cui 203 sulla Rete nazionale. Tale gruppo, infatti, gestisce sia la rete di proprietà di Società Gasdotti Italia (1.297 km), sia il gasdotto di

collegamento del terminale GNL di Rovigo, tramite la partecipata Edison Stoccaggio. Vi sono poi altri 7 operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale; nella tavola non compare più la società Carbotrade che dall'1 gennaio 2009 ha ceduto le attività di trasporto alla società Metan Alpi Energia.

TAV. 3.5

**Reti delle società
di trasporto nel 2009**
km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	8.871	22.660	31.531
Società Gasdotti Italia	120	1.177	1.297
Edison Stoccaggio	83		83
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	35	35
Gas Plus Trasporto	0	42	42
Italcogim Trasporto	0	15	15
Metan Alpi Energia	0	67	67
Metanodotto Alpino	0	76	76
Netenergy Service	0	36	36
Retragas	0	402	402
TOTALE	9.074	24.510	33.584

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.6 mostra i dati pre-consuntivi circa le attività di trasporto per regione. La prima e la seconda colonna riportano la lunghezza delle reti gestite. Nelle ultime 5 colonne si possono invece apprezzare sia i volumi di gas che sono transitati sulle reti e sono stati riconsegnati a diverse tipologie di utenti, sia il numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti. Come si vede dalla tavola, nel 2009 sono stati riconsegnati sulle reti di trasporto poco meno di 90 G(m³) a 7.600 punti di riconsegna; l'attività di trasporto ha quindi registrato un calo del 3,9% rispetto al

2008 quando i volumi avevano raggiunto 93,7 G(m³). Il calo, tuttavia, non ha interessato in egual misura le diverse tipologie di clienti: le riconsegne al termoelettrico sono infatti diminuite del 15,1%, quelle ai clienti finali industriali del 14,1%, mentre i volumi di gas immessi negli impianti di distribuzione risultano cresciuti dell'1,7% rispetto al 2008. Le differenze dai consumi comprendono le riconsegne agli stoccaggi e alle altre imprese di trasporto, oltre ai clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto.

TAV. 3.6

Attività di trasporto per regione nel 2009Lunghezza reti in km;
volumi riconsegnati in M(m³)

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI				TOTALE	NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRI- BUZIONE	A CLIENTI FINALI IN- DUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TER- MOELETTRICI	ALTRO ^(A)		
Val d'Aosta	0	56	46	42	0	0	87	12
Piemonte	503	2.149	4.055	1.328	2.793	82	8.258	504
Liguria	22	458	961	139	601	0	1.700	62
Lombardia	552	4.415	9.183	2.294	6.052	480	18.009	2.381
Trentino Alto Adige	108	370	634	244	59	0	937	84
Veneto	800	2.048	4.052	1.150	906	661	6.769	553
Friuli Venezia Giulia	491	563	871	495	1.065	342	2.772	169
Emilia Romagna	1.121	2.665	4.624	2.350	3.730	1.534	12.238	717
Toscana	443	1.560	2.316	931	1.777	0	5.024	330
Lazio	393	1.482	2.230	627	1.561	167	4.586	446
Marche	301	641	952	349	207	1	1.509	209
Umbria	179	451	553	270	359	0	1.181	95
Abruzzo	476	980	759	270	1.135	62	2.227	305
Molise	209	565	138	67	717	1.409	2.332	136
Campania	555	1.375	1.063	476	1.566	0	3.105	612
Puglia	521	1.348	1.134	659	2.334	1	4.127	279
Basilicata	367	905	207	139	195	0	541	209
Calabria	986	964	289	57	1.590	0	1.936	231
Sicilia	1.047	1.515	699	851	2.546	4	4.099	247
Sardegna	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTALE	9.074	24.510	34.764	12.739	29.191	13.287	89.980	7.581

(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: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La tavola 3.7 mostra i risultati dei conferimenti di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2009-2010.

Rispetto alle capacità¹ messe a disposizione nell'anno termico precedente, si registra un aumento di 6 M(m³)/giorno di capacità conferibile nel punto di Tarvisio, per l'entrata in funzione dei potenziamenti sul TAG effettuati da Eni (vedi *supra*), nonché di 800.000 m³/giorno a Gela che saranno disponibili a partire da aprile 2010 grazie ai programmi di potenziamento in corso sul gasdotto proveniente dalla Libia.

Complessivamente la capacità conferibile è passata da 289,8 M(m³)/giorno del precedente anno termico a 296,2 M(m³)/giorno, evidenziando un aumento del 2,2%.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2008-2009 mostrano come, all'inizio dell'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 90,9% a 67 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2010 la medesima quota sale a 99%.

¹ È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. La capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries). In particolare Snam Rete Gas valuta i quantitativi massimi che possono essere immessi sulla rete da ciascun punto di entrata senza che siano superati i vincoli minimi di pressione nei vari punti del sistema e senza superare le prestazioni massime degli impianti. Ciò al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico.

TAV. 3.7

Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2009-2010

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE (%)
Passo Gries	59,0	56,6	2,4	96,0
Tarvisio	107,0	96,9	10,1	90,6
Mazara del Vallo	99,0	91,3	7,7	92,2
Gorizia ^(A)	2,0	0,0	2,0	0,0
Gela ^(B)	29,2	24,4	4,8	83,4
TOTALE	296,2	269,2	27,0	90,9
Terminali di GNL				
Panigaglia	13,0	7,2	5,8	55,4
Cavarzere	26,4	21,0	5,4	79,5

(A) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(B) Capacità disponibile a partire da aprile 2010.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della rete in corrispondenza dei due terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13,0 M(m³)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale, GNL Italia del gruppo Eni, 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. A tal proposito è da segnalare, tuttavia, che sia per l'anno termico in corso (2009-2010) sia per il prossimo, la capacità massima giornaliera di rigassificazione a Panigaglia sarà ridotta a causa dell'entrata in manutenzione di uno dei quattro vaporizzatori dell'impianto ligure. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) è invece pari a 26,4 M(m³)/giorno. Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per 25 anni ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della Direttiva europea 55/03/CE, la capacità conferibile in tale punto, pari a 26,4

M(m³)/giorno, sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m³)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Inoltre, per i primi 5 anni termici anche tale capacità è riservata all'impresa di rigassificazione, ai sensi della delibera 31 luglio 2006, n. 168/06.

Conferimenti pluriennali

La tavola 3.8 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite (a ottobre 2009) 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 2011-2012, complessivamente a 23 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati per l'anno termico 2010-2011, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. Si richiama l'attenzione sul notevole ampliamento di capacità disponibile nel medio termine a Passo Gries, probabilmente per l'esaurirsi dei contratti di fornitura da Olanda e Mare del Nord oggi ancora attivi.

TAV. 3.8

Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2010-2011 al 2015-2016

M(m³) standard per giorno

ANNO TERMICO	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PUNTI DI ENTRATA		GORIZIA	CAVARZERE
			PASSO GRIES	GELA		
2010-2011						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	29,2	2,0	26,4
Capacità conferita	90,4	87,8	52,2	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,6	11,2	6,8	7,3	2,0	0,0
2011-2012						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	91,0	87,8	50,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,0	11,2	8,2	9,7	2,0	0,0
2012-2013						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	90,8	86,7	48,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,2	12,3	10,2	9,7	2,0	0,0
2013-2014						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	82,0	86,6	45,1	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	25,0	12,4	13,9	9,7	2,0	0,0
2014-2015						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	81,7	86,5	21,2	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	25,3	12,5	37,8	9,7	2,0	5,4
2015-2016						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,8	86,5	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,2	12,5	51,7	9,7	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

Stoccaggio

Per l'anno termico 2009-2010 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 circa 14,3 G(m³) (Tav. 3.9).

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m³), come stabilito dal Ministero dello sviluppo economico (in applicazione di quanto prescrivono l'art. 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 9 maggio 2001 e l'art. 2 del decreto del Ministro delle attività produttive 26 settembre

2001) sulla base dei programmi di importazione dai Paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti, della situazione delle infrastrutture di importazione, nonché dell'andamento delle fasi di iniezione e di erogazione dagli stoccaggi negli inverni precedenti. La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto è ammontata a 9,2 G(m³). La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, come previsto dalle disposizioni introdotte dalla delibera 3 marzo 2006, n. 50/06, è pari complessivamente a circa 153 M(m³) standard.

TAV. 3.9

Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2009-2010

	M(GJ)	M(m ³) STANDARD ^(A)
Spazio per stoccaggio strategico	200,9	5.100
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	363,4	9.235
TOTALE	564,3	14.336
Disponibilità giornaliera di punta per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto a fine stagione di erogazione	6,0 M(GJ)/giorno	152,3 M(m ³)/giorno

(A) Determinati secondo i valori del PCS di riferimento dei sistemi Edison Stoccaggio e Stogit, pari rispettivamente a 38,1 e 39,4 MJ/m³.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2009-2010 sono riportati nella tavola 3.10. In termini di spazio per riserva attiva, le capacità conferite da Stogit per l'anno termico 2009-2010 hanno raggiunto 13,9 G(m³), equivalenti a circa 547,7 milioni di GJ, considerando un potere calorifico superiore (PCS) pari a 39,4 MJ/m³ standard. Rispetto all'anno termico 2008-2009, tenuto conto degli incrementi di capacità intervenuti nel corso dello stesso anno, lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,4 G(m³). Dei 13,9 G(m³) messi a disposizione da Stogit, ne sono stati riservati: 8,8 (pari a circa 346 milioni di GJ) ai servizi di modulazione e minerario; 0,11 (pari a circa 4 milioni di GJ) al bilanciamento operativo della rete di trasporto; 5,0 alla riserva strategica.

Nel complesso, nell'anno termico 2009-2010 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 62 operatori: 51 utenti del servizio di modulazione (dei quali 5 hanno utilizzato anche il servizio minerario e 23 quello strategico) e 3 uten-

ti del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. Sette utenti hanno sottoscritto contratti per il servizio di stoccaggio strategico senza avere sottoscritto contratti per il servizio di modulazione. Ventidue soggetti, dei quali 21 già utenti del servizio di modulazione, hanno acquisito capacità offerte nell'ambito del servizio di bilanciamento utenti (di cui alla delibera 9 ottobre 2009, ARG/gas 146/09) reso disponibile da Stogit a decorrere dal mese di dicembre 2009. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2008 sono risultati pari a circa 15,4 G(m³), di cui 7,4 in erogazione e 8,0 in iniezione.

Le capacità di spazio per riserva attiva messe a disposizione da Edison Stoccaggio nell'anno termico 2009-2010 sono ammontate a circa 0,4 G(m³). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati 15: 14 utenti del servizio di modulazione (di cui 1 anche del servizio di stoccaggio strategico) e 1 del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto.

TAV. 3.10

Conferimenti di capacità di spazio negli stoccaggi

Spazio relativo ai servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto

IMPRESE DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2007-2008		ANNO TERMICO 2008-2009	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) ^(A)	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) ^(A)
Stogit	43	332.615.000	54	350.345.000
Edison Stoccaggio	15	14.322.968	15	13.067.179

(A) Per il sistema Stogit il PCS di riferimento è 39,4 MJ/m³ standard, mentre per il sistema Edison è 38,1 MJ/m³ standard.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Nella tavola 3.11 è riportato lo stato attuale delle istanze di concessione, da parte del Ministero dello sviluppo economico, per nuovi siti di stoccaggio, tutti da realizzare in giacimenti di gas esauriti tranne che nel caso di Rivara, dove è prevista la costituzione di un sito acquifero in unità litologiche profonde. Alla fine di aprile 2009 si è concluso l'iter autorizzativo del progetto nell'area di San Potito – Cotignola, in provincia di Ravenna, gestito al 90% da Edison Stoccaggio insieme a Blugas Infrastrutture (con il restante 10%). Con il conferimento della concessione dal Ministero dello sviluppo economico, sono partiti i lavori di riconversione dei due giacimenti; l'entrata in esercizio degli impianti, attesa per il 2013, consentirà di incrementare di circa 900 M(m³) l'attuale capacità di stoccaggio nazionale per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di

trasporto e di 8 M(m³)/giorno la capacità di erogazione massima alla punta.

Rispetto al quadro presentato lo scorso anno, novità si registrano anche per i progetti di Cornegliano (LO), Cugno Le Macine – Serra Pizzuta (MT), Sinarca (CB), Bagnolo Mella (BS), Palazzo Moroni (AP) e Rivara (MO).

Dopo l'ottenimento del decreto che ha sancito l'esito positivo della Valutazione di impatto ambientale (VIA) nel gennaio 2009, per il progetto di Cornegliano sviluppato da Italgas Storage – società partecipata al 51% da Gestione Partecipazioni, al 17% da Ascopiave, al 10% da Speia e da altre 4 società per il restante 22% – sono stati avviati nel luglio scorso i procedimenti istruttori per l'ottenimento della dichiarazione di pubblica utilità e per il conferimento della concessione. A novembre 2009, infine, si è svolta la Conferenza dei servizi, anch'essa passo indispensabile al fine di ottenere la concessione da parte del Ministero dello sviluppo economico.

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m ³)	PUNTA M(m ³)/giorno	SITUAZIONE
Alfonsine (RA)	Stogit	1.550	10,0	Autorizzato; l'avvio presenta difficoltà tecniche e ambientali; si valuta l'opportunità di utilizzare il campo per riserva strategica; stesura di un nuovo programma di lavori in corso.
Bordolano (CR-BG)	Stogit	1.440	20	Autorizzato; VIA positiva con prescrizioni (novembre 2009); possibile operatività a partire dall'anno termico 2010-2011.
Cornegliano (LO)	Italgas Storage (Gestione Partecipazioni 51%, Ascopiave 17%, Speia 10%, Italian Utilities 9%, Aim Vendite 5%, Az. Energetica Trading 5%, Petren 3%)	1.010	16,5	In fase autorizzativa; VIA positiva con prescrizioni (gennaio 2009); avviati a luglio 2009: procedimento esproprio, dichiarazione di pubblica utilità e conferimento della concessione; Conferenza dei servizi (novembre 2009).
Cugno Le Macine – Serra Pizzuta (MT)	Geogastock (Avelar Energy 100%)	742	6,6	In fase autorizzativa; VIA positiva con prescrizioni (febbraio 2009); avviso al pubblico di avvio del procedimento (agosto 2009); Conferenza dei servizi (novembre 2009).
Sinarca (CB)	Gas Plus Storage (60%), Edison Stoccaggio (40%)	324	3,3	In fase autorizzativa; VIA positiva con prescrizioni (novembre 2008); avviso al pubblico di avvio del procedimento (luglio 2009); in attesa di convocazione della Conferenza dei servizi.

TAV. 3.11

Istanze di concessione di stoccaggio a marzo 2010

TAV. 3.11 SEGUE

Istanze di concessione di stoccaggio a marzo 2010

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m ³)	PUNTA M(m ³)/giorno	SITUAZIONE
Bagnolo Mella (BS)	Edison Stoccaggio, Retragas	n.d.	n.d.	In fase autorizzativa; parere favorevole Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (aprile 2009); richiesta presentazione VIA (maggio 2009).
Palazzo Moroni (AP)	Edison Stoccaggio	70	0,8	In istruttoria; parere favorevole Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (dicembre 2009).
Poggiofiorito (TE)	Gas Plus Italiana	160	1,7	In istruttoria; all'esame della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie.
Voltino (CR)	Blugas Infrastrutture	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (giugno 2008).
Romanengo (CR)	Enel Trade	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (giugno 2008); avvenuta presentazione VIA (ottobre 2008).
San Benedetto (AP)	Gas Plus Storage (51%), Gaz de France/Acea (49%)	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (giugno 2008).
Rivara (MO) (in acquifero profondo)	Erg Rivara Storage (85% Independent Gas Management, 15% Erg)	3.000	32	In istruttoria; nel 2007 ha ottenuto parere negativo alla VIA per indeterminazioni progettuali e carenze documentali; progetto avversato dai Comuni interessati; integrazione documentazione per rilascio VIA (settembre 2009).

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Le autorizzazioni e le valutazioni specifiche che competono al Ministero dell'ambiente in tema di VIA, infatti, non sostituiscono le autorizzazioni, le licenze, i nulla osta e tutti gli atti di assenso che sono necessari a livello locale (Regione, Provincia e/o Comune) per la costruzione degli impianti. È proprio allo scopo di acquisire questi assenti che, una volta ottenuta una VIA favorevole, è necessario riunire una Conferenza dei servizi. Normalmente tra l'approvazione del decreto di VIA e la pronuncia finale da parte della Conferenza dei servizi passano pochi mesi, ma la durata di tale periodo può aumentare se l'ente locale, prima di concedere il via libera di propria competenza, richiede l'esecuzione di ulteriori verifiche e/o approfondimenti tecnici, verifiche che – tra l'altro – possono servire anche per l'eventuale negoziazione delle compensazioni ambientali ed economiche per il territorio su cui l'impianto sarà realizzato.

Passi avanti si sono registrati anche per il progetto di Cugno Le Macine – Serra Pizzuta sviluppato da Geogastock (dall'inizio del 2010 controllata al 100% dalla società svizzera Avelar Energy, a sua volta controllata dalla russa Renova

Industries) che a regime consentirebbe di incrementare lo spazio per stoccaggio di circa 700 G(m³) e la capacità di erogazione alla punta di 6,6 M(m³)/giorno. Approvata la VIA a febbraio 2009, in agosto è stato pubblicato l'avviso al pubblico di avvio del procedimento e a fine anno si è tenuta la Conferenza dei servizi.

Nel 2009, inoltre, il progetto di Bordolano ha ottenuto il decreto di VIA (con prescrizioni), mentre i progetti di Bagnolo Mella e di Palazzo Moroni (che ha cambiato la denominazione prima indicata con "Verdicchio") hanno ottenuto parere favorevole dalla Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie. È infine del luglio scorso l'avviso al pubblico di avvio del procedimento per il progetto di Sinarca.

Per quanto riguarda il progetto di Rivara, l'unico in acquifero, è da registrare la permanenza di un'opposizione a livello locale, nonostante l'iniziativa sia giudicata di elevato interesse a livello nazionale. Nell'ottobre 2009, nell'ambito delle verifiche propedeutiche all'ottenimento di VIA, il Ministero dell'ambiente ha richiesto un parere alla Regione Emilia Romagna. Questa si è avvalsa, a sua volta, di un parere negativo della provincia

di Modena. A fine gennaio 2010, inoltre, l'assessore regionale all'ambiente e allo sviluppo sostenibile ha sottoposto alla giunta dell'Emilia Romagna un parere negativo sul progetto, basandolo sull'istruttoria tecnico-amministrativa elaborata dagli uffici regionali e supportata dalle amministrazioni provinciali e comunali interessate. Nell'ambito del procedimento di VIA il parere della giunta regionale ha valore consultivo e non vincolante.

Nel giugno 2009 è stato avviato l'iter autorizzativo per la realizzazione di un programma sperimentale di iniezione di CO₂ in giacimento per la verifica di sostituzione parziale del *cushion gas* nell'ambito della Concessione "Cortemaggiore stoccaggio" della società Stogit.

Terminali di GNL

La tavola 3.12 riassume lo stato di avanzamento dei progetti per la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL sulle coste italiane. Su queste infrastrutture molte sono le novità rispetto al quadro presentato lo scorso anno, prima fra tutte l'entrata in esercizio commerciale, avvenuta a novembre 2009, del terminale *offshore* di Porto Levante (Rovigo) della società Terminale GNL Adriatico. Nel corso del 2009 i progetti che hanno realizzato passi in avanti sono essenzialmente quelli di Porto Empedocle (AG), Livorno e Gioia Tauro (RC), mentre hanno incontrato problemi quelli di Rosignano (LI), Taranto e Zaule (TS). Un passo in avanti ha ottenuto anche il terminale progettato a Brindisi, seppure la lunga vicenda di questa infrastruttura non si è ancora conclusa.

Il primo progetto di terminale a Brindisi portato avanti da Brindisi Lng (società di proprietà di British Gas Italia) è stato autorizzato nel 2003 e ha ottenuto nel 2005 il riconoscimento dell'esenzione dalla disciplina di accesso ai terzi per l'80% della capacità di rigassificazione. Negli ultimi anni il progetto ha tuttavia affrontato innumerevoli ostacoli, a partire dal dissenso della popolazione e delle autorità locali e perfino l'apertura di un'inchiesta della Magistratura. Nel gennaio 2008 Brindisi Lng ha avviato una procedura presso i Ministeri dell'ambiente e dei beni culturali per la pronuncia di compatibilità ambientale del progetto di un rigassificatore nell'area di Capo Bianco, che si è conclusa positivamente nel dicembre 2009. La VIA è divenuta necessaria dopo che, nell'autunno 2007, il Ministero dello sviluppo economico, di concerto con

quello dell'ambiente, aveva emanato un decreto di sospensione dell'autorizzazione rilasciata nel 2003. A seguito dell'ottenimento a fine anno di VIA positiva, Brindisi Lng si è detta pronta a riaprire il cantiere prima della fine del 2010, per chiuderlo entro i successi 24-30 mesi. Il terminale, inoltre, ha già un contratto di fornitura di gas.

Novità positive hanno interessato il progetto di terminale di Gioia Tauro (RC) presentato da LNG MedGas Terminal, società posseduta per il 69,8% da Fingas (Sorgenia e Iride) e per il restante 30,2% da Medgas Italia (gruppo Belleli) e Azienda Energetica Etschewerke di Bolzano, che nel giugno 2008 aveva ottenuto un finanziamento a fondo perduto dalla Commissione europea per 1,6 milioni di euro, nell'ambito del progetto TEN-E e, nel settembre dello stesso anno, anche la VIA positiva da parte del Ministero dell'ambiente. A maggio 2009 si è conclusa la fase di valutazione delle compensazioni ambientali e sociali che ha permesso la stipula di un Protocollo d'intesa con gli enti locali. A dicembre la Conferenza nazionale dei servizi ha dato il proprio nulla osta definitivo. Il progetto, la cui definizione ha avuto inizio nel 2005, è ora in attesa dell'autorizzazione finale da parte del Ministero dello sviluppo economico. Per il progetto Toscana *offshore* della società OLT Offshore LNG Toscana (E.ON 46,79%, Gruppo Iride 46,79%, OLT Energy Toscana 3,73%, Golar LNG 2,69%) nel corso del 2009 è stata chiesta l'esenzione totale dalla disciplina dell'accesso dei terzi per 20 anni; in agosto il Ministero dello sviluppo economico ha notificato alla società la decisione di concederla, ma la Commissione europea ha richiesto un'integrazione di informazioni. L'iniziativa ha ottenuto a settembre 2009 l'esclusione di VIA sulla modifica del tracciato del gasdotto di collegamento alla Rete nazionale, modifica che era stata richiesta dagli enti locali. Nell'estate 2009 Golar Frost ha consegnato la nave nel porto di Dubai dove Saipem la sta convertendo in terminale. L'arrivo è previsto al largo di Livorno nei primi mesi del 2011. A dicembre 2009 sono stati avviati i lavori a terra per la realizzazione del gasdotto di collegamento alla Rete nazionale e a gennaio 2010 quelli del collegamento via mare.

La situazione è invece ancora sospesa per l'altro progetto toscano, quello portato avanti da Edison e British Petroleum a Rosignano Marittima, il cui procedimento autorizzativo è tuttora in corso. La Regione Toscana ha dato a dicembre 2009 parere negativo alla VIA, nonostante il precedente giudizio positivo (con prescrizioni) del Nucleo regionale di valutazione

sulla VIA. La Regione ha motivato il parere ostile ribadendo il valore e l'importanza del piano di indirizzo energetico regionale – che prevede un solo rigassificatore nel territorio toscano –

come strumento di governo e programmazione strategica. Nel gennaio 2010 la Regione ha comunque aperto a tutti gli interessati un tavolo di riflessione sull'infrastruttura.

TAV. 3.12

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2010

Capacità di rigassificazione in G(m³)/anno

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	n.d.	Nel gennaio 2008 Brindisi Lng ha avviato una nuova procedura presso i Ministeri dell'ambiente e dei beni culturali per la pronuncia di compatibilità ambientale del progetto di un rigassificatore nell'area di Capo Bianco, che si è conclusa positivamente a dicembre 2009.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (Fingas – Sorgenia e Iride 69,8%, Medgas Italia – gruppo Belleli 25%, Azienda Energetica Etschewerke di Bolzano 5%)	12	2004	VIA positiva nel settembre 2008; ha ottenuto (giugno 2008) un finanziamento dalla Commissione europea per 1,6 M€, nell'ambito del progetto TEN-E; stipulato un Protocollo d'intesa con gli enti locali nel maggio 2009. Nulla osta definitivo della Conferenza dei servizi a dicembre 2009.
Toscana offshore (LI)	OLT Offshore LNG Toscana (E.On 46,79%, Gruppo Iride 46,79%, OLT Energy Toscana 3,73%, Golar LNG 2,69%)	3,75	2011	Chiesta esenzione totale del TPA per 20 anni; in agosto 2009 il Ministero dello sviluppo economico ha notificato la decisione di concessione dell'esenzione ma la Commissione europea ha richiesto un'integrazione di informazioni; a settembre 2009 ha ottenuto l'esclusione di VIA sulla modifica del tracciato del gasdotto di collegamento alla Rete nazionale.
Rosignano (LI)	Edison – BP – Solway	8	n.d.	Il procedimento autorizzativo è tuttora in corso; a dicembre 2009 la Regione Toscana ha dato parere negativo alla VIA, nonostante il precedente giudizio positivo (con prescrizioni) del Nucleo di valutazione regionale sulla VIA; nel gennaio 2010 la Regione ha comunque aperto a tutti gli interessati un tavolo di riflessione sull'infrastruttura.
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie (Enel 90%)	8	2013	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia; nel settembre 2008 ha ottenuto il decreto favorevole di compatibilità ambientale con prescrizioni; parere positivo della Conferenza dei Servizi della Regione Sicilia nel gennaio 2009; a ottobre 2009 la Regione ha rilasciato l'autorizzazione alla costruzione dopo l'accordo raggiunto sulle compensazioni ambientali, economiche e sociali destinate alla Provincia di Agrigento e al Comune di Porto Empedocle; è in via di conclusione la gara per la selezione delle offerte per la realizzazione del terminale.
Rada di Augusta/Melilli/Priolo (SR)	Ionio Gas (ERG Power&Gas 50%, Shell Energy Italia 50%)	8	2014	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia; a settembre 2008 ha ottenuto il decreto favorevole di compatibilità ambientale con prescrizioni; il progetto è avversato dai Comuni interessati; a luglio 2009 si è aperta la Conferenza dei servizi.
Taranto	Gas Natural Internacional	8	n.d.	Accordo con Snam Rete Gas per la costruzione del gasdotto di collegamento alla Rete nazionale una volta autorizzato il progetto; nel luglio 2008 il Comitato VIA della Regione Puglia ha espresso parere negativo sul rigassificatore; ad agosto 2008 anche la giunta regionale ha deliberato parere sfavorevole.

TAV. 3.12 SEGUE

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Zaule (TS)	Gas Natural Internacional	8	2013	Decreto di VIA positivo (con prescrizioni) nel luglio 2009; il progetto è avversato da alcuni Comuni interessati e soprattutto dal governo sloveno che contro l'iniziativa ha minacciato un ricorso alla Commissione europea; ciononostante si è comunque dichiarato disponibile a incontrare le autorità italiane per giungere a un accordo.
Trieste offshore (TS)	Terminale Alpi Adriatico (E.On 100%)	8	n.d.	Nel marzo 2008 è stata proposta una nuova localizzazione dell'impianto e si è aggiornato lo studio d'impatto ambientale; la società ha chiesto il rilascio della concessione demaniale per la nuova localizzazione. La proposta di nuova localizzazione è stata posta all'esame della Commissione tecnica del Ministero dell'ambiente nel settembre 2008.
Porto Recanati (AN)	Tritone GNL (Gaz de France -Suez)	5	n.d.	Impianto offshore costituito da un'unità di rigassificazione galleggiante ancorata a 30 km dalla costa; a novembre 2009 ha ottenuto il nulla osta di fattibilità dal Comitato tecnico regionale e il parere favorevole dalla Conferenza dei servizi regionale in materia di VIA; parere positivo con prescrizioni da parte della Commissione tecnica VIA e VAS a dicembre 2009.
Portovenere (SP)	GNL Italia (Eni 100%)	8	n.d.	Potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni che ne porterebbe la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m ³); procedimento di VIA avviato nel luglio 2007; il Comune di Portovenere ha espresso parere contrario; la giunta regionale ligure ha confermato nell'aprile 2009 la propria posizione negativa nell'ambito della Commissione VIA; parere favorevole della Conferenza dei servizi regionale a novembre 2009.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2010

Capacità di rigassificazione in G(m³)/anno

Il 2009 è stato positivo per l'iniziativa di Nuove Energie (controllata da Enel al 90%) che ha progettato la costruzione di un terminale a Porto Empedocle (AG), il cui procedimento autorizzativo è – come nel caso di quello interessante la Rada di Augusta/Melilli/Priolo – di competenza della Regione Sicilia, in quanto Regione a statuto speciale. Nello scorso ottobre la Regione Sicilia ha concesso l'autorizzazione alla costruzione, a seguito del rilascio di parere positivo da parte della Conferenza regionale dei Servizi (gennaio 2009) e dell'accordo raggiunto con la società proponente sulle compensazioni ambientali, economiche e sociali destinate alla Provincia di Agrigento e al Comune di Porto Empedocle. La selezione delle offerte per la realizzazione del rigassificatore è nelle fasi finali e la società proponente conta di poter iniziare i lavori entro il 2010. Da registrare, infine, che a gennaio 2010 Nuove Energie ha sottoscritto con la prefettura locale un documento per salvaguardare i lavori da eventuali condizionamenti o infiltrazioni mafiose.

Più complicato invece l'iter autorizzativo per l'altro progetto di terminale in territorio siciliano, ipotizzato da Ionio Gas, *joint venture* paritetica tra ERG Power&Gas e Shell Energy Italia, nell'area della Rada di Augusta/Melilli/Priolo. L'iniziativa, che ha ottenuto a settembre 2008 il decreto favorevole di compatibilità ambientale (con prescrizioni), è tuttavia avversata dai Comuni interessati. La realizzazione del terminale è stata vincolata a un'ampia serie di prescrizioni che riguardano la tutela ambientale e la previsione di opere di compensazione per il territorio alle quali sarà subordinata la firma del decreto assessoriale. A luglio 2009 si è aperta la Conferenza dei servizi. Nell'aprile 2010 la Commissione attività produttive dell'assemblea regionale siciliana ha chiesto l'apertura di un'indagine conoscitiva sul progetto in questione, con lo scopo di valutare i rischi ambientali derivanti dall'eventuale contemporanea presenza, nell'area di Augusta/Melilli/Priolo, di impianti industriali e del rigassificatore.

La situazione è indeterminata anche per il progetto sostenuto da Gas Natural Internacional nell'area di Zaule (TS). L'iniziativa ha ottenuto il decreto di VIA (con prescrizioni) nel luglio 2009, ma è avversata da alcuni Comuni interessati e soprattutto dal governo sloveno che contro il progetto ha minacciato un ricorso alla Commissione europea; ciononostante si è comunque dichiarato disponibile a incontrare le autorità italiane per giungere a un accordo.

È giunto alla fine dello scorso anno un risultato positivo anche relativamente al potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni, che ne porterebbe la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m³), per il quale il procedimento di VIA è iniziato nel luglio 2007. A novembre 2009, infatti, la Conferenza dei servizi regionale ha emesso parere favorevole, nonostante in primavera sia il Comune di Portovenere sia la giunta regionale ligure avessero espresso la propria posizione negativa nell'ambito della Commissione VIA.

Distribuzione

Come negli scorsi anni, nell'ambito dell'Indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati, ai soggetti esercenti la distribuzione del gas naturale è stato chiesto di fornire dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2009 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2008. Nelle tavole che seguono sono quindi da considerarsi provvisori i dati relativi al 2009.

Una sintesi delle cifre riguardanti questo segmento della filiera gas è illustrata nella tavola 3.13. Il processo di riassetto industriale che da tempo caratterizza la distribuzione di gas naturale e che conduce ogni anno a numerose operazioni di fusione e acquisizioni societarie, ovvero alla riduzione del numero di imprese che vi operano, è proseguito anche lo scorso anno. Il numero dei distributori alla fine del 2009 risulta infatti sceso a circa 270 (ma questa cifra è passibile di modificazioni per il ritardo con cui alcuni operatori comunicano le variazioni societarie avvenute nel 2009) dalle 295 unità che erano presenti al 31 dicembre 2008.

Nell'edizione 2010 dell'Indagine hanno risposto 269 operatori: di questi, 5 erano inattivi nel 2008 e hanno avviato l'attività nel 2009, mentre 25 risultano essere quelli che erano operativi nel 2008 ma che hanno interrotto l'attività nel 2009, a seguito di un'operazione di fusione/incorporazione o perché hanno ceduto la propria attività ad altri soggetti. Le operazioni societarie più significative sono state:

- l'incorporazione di 4 società del gruppo E.On in un'altra società del gruppo stesso. Il gruppo ha ora una sola società di distribuzione che, grazie all'acquisizione della somma dei clienti delle 5 precedentemente esistenti, è entrata a far parte della classe "Molto grandi";
- l'incorporazione di Asm Reti, società di distribuzione della parte bresciana di A2A, in A2A Reti Gas, per effetto della quale A2A Reti Gas ha superato nel 2009 la soglia di un milione di clienti;
- l'acquisizione da parte di Gas Natural Distribuzione Italia di 7 società (Normanna Gas, Smedigas, Gasdotti Azienda Siciliana, Agragas, Italmeco, Calgas, Pitta Costruzioni). Con tali operazioni societarie, Gas Natural Distribuzione Italia è giunta quasi al limite della classe "Grandi", nella quale era già presente nel 2008, e ha triplicato il volume distribuito.

Lo spostamento di E.On Reti tra le imprese molto grandi (cioè con più di mezzo milione di clienti) ha fatto salire tale categoria di un'unità e diminuire di un'unità quella precedente, contenente le aziende classificate come grandi (vale a dire con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000). È scesa invece da 26 a 21 la numerosità dei distributori di media dimensione, che servono cioè tra 50.000 e 100.000 clienti. Solo 35 soggetti (il 14% delle imprese attive nel settore) superano quindi la soglia dei 100.000 clienti serviti, alla quale scatta l'obbligo di separazione funzionale delle attività, secondo quanto disposto dalla normativa dell'Autorità sull'*unbundling*. Complessivamente essi coprono l'81% dei volumi distribuiti in Italia (nel 2008 le stesse imprese coprivano il 78%). Le restanti 209 imprese attive nel 2009 distribuiscono un quinto dei volumi totali (Tav. 3.13).

TAV. 3.13

Attività dei distributori
nel periodo 2006-2009

OPERATORI ^(A)	2006	2007	2008	2009
NUMERO	287	270	264	244
Molto grandi	7	8	8	9
Grandi	22	24	27	26
Medi	31	33	26	21
Piccoli	133	124	120	115
Piccolissimi	94	81	83	73
VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	34.917	31.388	33.735	33.466
Molto grandi	18.194	15.921	17.286	18.695
Grandi	7.841	7.394	8.954	8.373
Medi	3.843	3.978	3.285	2.425
Piccoli	4.584	3.746	3.881	3.690
Piccolissimi	455	343	329	284

(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: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.14 mostra un quadro di dettaglio dell'attività di distribuzione nel 2009, elencando, per regione, il numero di esercenti, di clienti (gruppi di misura), di comuni serviti, i volumi erogati e la quota percentuale rispetto al totale nazionale. Complessivamente sono stati distribuiti quasi 33,5 G(m³) a poco meno di 22 milioni di clienti residenti in 6.689 comuni. Come in passato, i dati evidenziano un'elevata variabilità territoriale, ma stabile nel tempo, che riflette la diversa diffusione del grado di metanizzazione, le differenze climatiche tra le diverse aree geografiche e la distribuzione sul territorio delle attività produttive di medio-piccola dimensione, tipicamente servite da reti secondarie. Quattro regioni, Piemonte,

Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna assorbono più del 10% ciascuna e il 64% circa del gas complessivamente distribuito. Toscana e Lazio possiedono una quota superiore al 5%, 9 regioni evidenziano una quota compresa tra l'1,5% e il 3%, le restanti 4 mostrano quote inferiori all'1%. Manca dall'elenco la Sardegna che non è metanizzata. La tradizionale ripartizione geografica tra Nord, Centro, Sud e Isole mantiene, come negli scorsi anni, la netta predominanza del Nord nel quale viene distribuito il 71% del gas totale a poco meno di 12,5 milioni di clienti; seguono il Centro con il 19,7% del gas erogato a 5,3 milioni di clienti e il Sud e Isole con il 9,3% di gas a 3,9 milioni di clienti.

TAV. 3.14

Attività di distribuzione per regione nel 2009Clienti in migliaia;
volumi erogati in M(m³)

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	QUOTA
Val d'Aosta	1	19	21	43	0,1%
Piemonte	36	1.985	1.058	3.926	11,7%
Liguria	10	847	150	900	2,7%
Lombardia	70	4.638	1.498	8.935	26,7%
Trentino Alto Adige	14	247	185	617	1,8%
Veneto	33	2.007	594	3.949	11,8%
Friuli Venezia Giulia	10	513	189	885	2,6%
Emilia Romagna	33	2.259	370	4.496	13,4%
Toscana	15	1.532	241	2.214	6,6%
Lazio	16	2.153	311	2.145	6,4%
Marche	28	634	229	887	2,7%
Umbria	11	332	90	527	1,6%
Abruzzo	31	572	286	689	2,1%
Molise	11	107	100	129	0,4%
Campania	27	1.249	402	967	2,9%
Puglia	14	1.202	249	1.117	3,3%
Basilicata	13	183	127	190	0,6%
Calabria	9	369	274	255	0,8%
Sicilia	12	917	315	596	1,8%
TOTALE	-	21.767	6.689	33.466	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.15 mostra una prima elaborazione della composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2009, limitata, però, alle partecipazioni dirette di primo livello, così come rilevate nell'ambito dell'Indagine annuale. In prima battuta è opportuno osservare che sono solo 4 le società quotate in Borsa: Hera, Ascopiave, Enia e Lario Reti Holding. Tali società hanno una quota del capitale sociale detenuto in Borsa che pesa per appena l'1% sul totale delle

quote di partecipazione nel capitale sociale delle società che svolgono l'attività di distribuzione. Come lo scorso anno, quasi il 43% delle quote è, invece, detenuto da enti pubblici, mentre il 21,9% è relativo a quote detenute da imprese energetiche – locali nel 10,5% dei casi, imprese energetiche nazionali nel 9,7% dei casi e imprese energetiche estere nell'1,6% (con casa madre in Spagna). Il 13,3% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuto da persone fisiche.

TAV. 3.15

Composizione societaria dei distributori nel 2009

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	42,6
Società diverse	21,0
Persone fisiche	13,3
Imprese energetiche locali	10,5
Imprese energetiche nazionali	9,7
Imprese energetiche estere	1,6
Istituti finanziari nazionali	0,2
Flottante	1,0
Istituti finanziari esteri	0,0
TOTALE	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.16

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ DELLE RETI ESERCENTE COMUNE	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE		
Val d'Aosta	5	51	0,3	165,8	194,9	98,6	0,8
Piemonte	745	32.278	80,7	11.501,4	11.883,2	87,7	5,1
Liguria	62	3092	57,4	1.945,4	4.125,6	72,3	0,1
Lombardia	1.669	15.716	112,5	14.346,2	31.414,9	69,6	18,3
Trentino Alto Adige	211	18.567	181,9	2.015,4	1.955,5	90,5	6,6
Veneto	657	10.266	290,0	10.444,7	17.970,4	80,3	12,4
Friuli Venezia Giulia	151	1.153	5,1	2.084,0	5.053,5	71,4	28,0
Emilia Romagna	378	85.057	305,9	16.771,1	12.808,3	70,3	12,5
Toscana	398	6.580	248,9	6.068,8	9.361,3	66,2	8,1
Lazio	295	2.108	198,6	6.139,5	8.155,7	94,3	5,6
Marche	418	2.107	19,1	4.259,0	4.539,6	46,4	30,8
Umbria	101	1.350	105,5	1.810,1	3.172,7	60,9	38,5
Abruzzo	190	2.130	1,4	4.335,6	4.657,5	73,8	23,1
Molise	65	440	5,6	978,3	872,7	81,5	18,2
Campania	327	3.762	17,6	3.857,4	7.449,5	80,5	16,3
Puglia	154	1.567	96,3	5.206,9	6.260,7	92,9	6,9
Basilicata	108	415	0,8	819,2	1.508,4	74,8	24,8
Calabria	184	787	34,7	2.289,6	3.403,8	90,6	9,4
Sicilia	192	1.674	60,3	4.082,3	7.804,8	95,8	1,7
Non in funzione	-	-	0,0	439,4	1.056,8	-	-
TOTALE	6.310	189.100	1.822,7	99.560,2	143.649,8	77,1	13,3

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2009

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

La distribuzione avviene per mezzo di circa 6.300 cabine, 189.000 gruppi di riduzione finale e 245.000 km circa di reti (di cui 1.500 non in funzione), il 41% in media pressione e 59% in bassa pressione (Tav. 3.16). Le reti sono collocate prevalentemente al Nord (145.700 km contro i 54.900 km del Centro e i 42.900 di Sud e Isole). Le reti, in media, appartengono per il 77% ai distributori stessi e per il 13% ai Comuni. La proprietà delle reti, che può essere del distributore, del Comune o di altri soggetti (per questo la somma delle percentuali della tavola può non eguagliare 100), varia comunque abbastanza sensibilmente tra le diverse regioni.

La tavola 3.17 mostra l'elaborazione preliminare dei dati sulla ripartizione, nel 2009, di clienti e volumi distribuiti per le categorie d'uso individuate dalla delibera 2 febbraio 2007, n. 17/07, e associate a determinati profili di prelievo standard. La cate-

goria di gran lunga prevalente in Italia è quella che utilizza il gas per tre usi: riscaldamento individuale, cottura cibi e produzione di acqua calda sanitaria. Tale categoria incide per il 63,2% dei clienti e per il 43,6% dei consumi; il consumo medio di questi clienti si aggira intorno ai 1.000 m³/anno. Importanti in termini di numerosità dei clienti sono anche gli usi di cottura cibi e produzione di acqua calda, che rappresentano quasi l'11% del totale, e il solo uso di cottura cibi che conta per il 10,8%. Importante appare anche l'uso del gas per il riscaldamento individuale associato con la cottura cibi, che rappresenta il 6,5% dei clienti complessivamente allacciati alle reti. In termini di volumi erogati, invece, risultano importanti l'uso di solo riscaldamento individuale o centralizzato (15,7%) e quello tecnologico artigianale-industriale (13,6%), il cui consumo medio supera i 20.000 m³/anno.

TAV. 3.17

Ripartizione di clienti distribuiti per categoria d'uso nel 2009

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2009 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m³

CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
Uso cottura cibi	10,8%	1,4%	205
Produzione di acqua calda sanitaria	0,6%	0,2%	526
Uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	10,7%	2,2%	322
Uso tecnologico (artigianale-industriale)	1,0%	13,6%	20.257
Uso condizionamento	0,1%	0,1%	2.081
Riscaldamento individuale/centralizzato	3,8%	15,7%	6.322
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	63,2%	43,6%	1.060
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi	6,5%	4,2%	992
Riscaldamento individuale + produzione di acqua calda sanitaria	1,5%	3,7%	3.663
Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	0,3%	1,2%	5.474
Riscaldamento centralizzato + produzione di acqua calda sanitaria	0,5%	4,5%	13.913
Uso tecnologico + riscaldamento	0,9%	9,4%	16.615
Uso condizionamento + riscaldamento	0,0%	0,2%	20.075
TOTALE	100,0%	100,0%	1.537

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Come si ripartiscono gli utenti del servizio di distribuzione in base ai volumi consumabili è valutabile anche tramite i dati della ripartizione di clienti e volumi per fasce di prelievo, espresse in GJ/anno (Tav. 3.18).

Nelle prime due classi (0-4 e 4-20 GJ/anno) ricadono con molta probabilità le famiglie che usano il gas per cottura cibi e/o produzione di acqua calda. Insieme esse incidono per il 44% in termini di numerosità e per il 5,6% in termini di volu-

mi prelevati. 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 20 e 200 GJ (all'incirca tra 520 e 5.200 m³) dove ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che utilizzano il gas anche per il riscaldamento dei locali. Le ultime quattro classi, relativamente meno numerose, sono quelle cui appartengono gli usi più intensivi: esse infatti assorbono metà del gas distribuito.

TAV. 3.18

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo

Clienti al 31/12/2009; in migliaia e volumi prelevati in M(m³)

FASCIA DI PRELIEVO (GJ/anno)	CLIENTI	VOLUMI	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI
0-4	4.215	190	19,4%	0,6%
4-20	5.390	1.667	24,8%	5,0%
20-200	11.291	15.225	51,9%	45,5%
200-3.000	759	7.545	3,5%	22,5%
3.000-8.000	47	2.004	0,2%	6,0%
8.000-40.000	31	2.860	0,1%	8,5%
Oltre 40.000	34	3.975	0,2%	11,9%
TOTALE	21.767	33.466	100,0%	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.19 illustra, infine, i primi 20 gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2009 e le relative quote di mercato sia nel 2009, sia nel 2008. Come nelle altre

fasi della filiera, il gruppo Eni risulta dominante, con una quota meno rilevante e in discesa (22,6% nel 2009, era 23,2% nel 2008), ma comunque più che doppia rispetto ai

principali inseguitori. Il confronto con il 2008 mostra un ridimensionamento sia dell'*incumbent*, sia del principale gruppo concorrente Enel (che ha ceduto la rete al Fondo infrastrutturale F2i Reti Italia, mantenendone la gestione), a favore dei tre operatori inseguitori: Hera, A2A e Italcogim (AFIN). Nonostante l'incremento del numero di utenti otte-

nuto con le incorporazioni di altre 4 imprese (vedi *supra*), il calo complessivo dei volumi distribuiti nel 2009 rispetto al 2008 non ha consentito al gruppo E.On di accrescere la propria quota in termini di volumi erogati.

Complessivamente i primi 20 gruppi hanno coperto il 76% del mercato.

GRUPPO	2008	QUOTA	2009	QUOTA
Eni	7.818	23,2%	7.554	22,6%
F2i Reti Italia	3.636	10,8%	3.304	9,9%
Hera	2.129	6,3%	2.184	6,5%
A2A	1.937	5,7%	2.048	6,1%
Italcogim (AFIN)	1.307	3,9%	1.533	4,6%
Iride	1.151	3,4%	1.131	3,4%
E.On	1.181	3,5%	1.106	3,3%
Toscana Energia	1.079	3,2%	1.052	3,1%
Enia	1.070	3,2%	1.048	3,1%
Asco Holding	802	2,4%	759	2,3%
Linea Group Holding	537	1,6%	564	1,7%
Acegas-Aps	463	1,4%	477	1,4%
AMGA Azienda Multiservizi	443	1,3%	451	1,3%
Erogasmet	351	1,0%	387	1,2%
Energei	311	0,9%	329	1,0%
Consiag	315	0,9%	324	1,0%
Gelsia	320	0,9%	321	1,0%
Gas Natural SDG	293	0,9%	319	1,0%
ACSM-AGAM	186	0,6%	301	0,9%
Aimag	302	0,9%	298	0,9%
Altri	8.102	24,0%	7.975	23,8%
Totale complessivo	33.735	100,0%	33.466	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.19

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2009

Volumi di gas naturale distribuito in M(m³)

Mercato all'ingrosso

I dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente. Per quanto riguarda il settore della vendita gas, l'Indagine era rivolta alle 404 società accreditate all'Anagrafica operatori (istituita nel

luglio 2008 con la delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08) che hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2009. Di queste hanno risposto 336 imprese, di cui 25 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. In base al decreto legislativo n. 164/00, i soggetti che vendono gas a clienti finali devono

anche essere autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico, mentre le imprese che svolgono solo attività di *trading* non necessitano di tale autorizzazione. Tra gli esercenti oggetto della rilevazione sono stati classificati come grossisti gli operatori che hanno effettuato meno del 95% delle loro vendite a clienti finali; essi comprendono anche tutte le società che possiedono una produzione propria di gas naturale che offrono sul mercato all'ingrosso.

Nel 2009 il numero di grossisti è cresciuto, salendo a 93 unità

contro le 79 dell'anno precedente (Tav. 3.20): l'incremento è dovuto all'ampliamento della classe di operatori "Medi", che conta 7 unità in più rispetto al 2008, e più ancora alla classe di operatori "Piccolissimi", salita di 8 unità. Dalla completa apertura del mercato del gas, avvenuta nel 2003, il numero di soggetti che vendono gas all'ingrosso è più che raddoppiato. Da evidenziare, inoltre, è l'azzeramento della classe di operatori "Grandi", cioè con vendite superiori a 10 G(m³), per la discesa al di sotto di tale soglia dei volumi venduti dall'unico operatore che comprendeva.

TAV. 3.20

Attività dei grossisti nel periodo 2002-2009

OPERATORI ^(A)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
NUMERO	55	40	41	60	72	74	79	93
Eni	1	1	1	1	1	1	1	1
Grandi	1	1	1	2	1	1	1	0
Medi	4	4	6	8	9	11	14	21
Piccoli	17	20	19	29	29	31	33	33
Piccolissimi	32	14	14	20	32	30	30	38
VOLUME VENDUTO – G(m³)	85,2	90,6	95,9	110,5	103,2	101,3	111,0	110,9
Eni	52,3	51,3	53,6	58,0	57,3	51,6	48,7	36,3
Grandi	12,9	17,8	16,3	27,0	13,5	13,1	12,7	0,0
Medi	15,8	15,6	18,4	14,0	20,1	22,8	32,9	59,3
Piccoli	4,0	5,6	7,6	10,8	11,3	12,7	15,6	14,3
Piccolissimi	0,2	0,2	0,1	0,7	1,0	1,1	1,1	1,1
VOLUME MEDIO UNITARIO – M(m³)	1.550	2.264	2.340	1.842	1.433	1.369	1.405	1.192
Eni	52.349	51.320	53.632	58.027	57.292	51.643	48.656	36.301
Grandi	12.865	17.808	16.268	13.486	13.451	13.131	12.709	0
Medi	3.954	3.902	3.061	1.748	2.233	2.074	2.353	2.823
Piccoli	234	279	399	372	391	410	472	432
Piccolissimi	7	17	7	37	31	35	37	28

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).

Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).

Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).

Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nell'insieme i grossisti hanno venduto 110,9 G(m³), di cui 43,5 al mercato finale e 67,4 ad altri intermediari del mercato all'ingrosso (Tav. 3.23). Rispetto al 2008 il volume complessivamente trattato è rimasto sostanzialmente invariato, ma al suo interno sono aumentate dello 0,7% le vendite al mercato all'ingrosso, che nell'anno precedente si erano fermate a 66,9 G(m³), mentre sono diminuite dell'1,0% le vendite effettuate da questi operatori direttamente a clienti

finali, che nel 2008 avevano raggiunto 43,9 G(m³). La riduzione dei volumi venduti sul mercato finale e l'incremento di quelli ceduti sul mercato all'ingrosso dagli stessi grossisti sono un fenomeno che si va manifestando da qualche anno. Anche gli ultimi dati confermano quindi essere in atto un processo di specializzazione sul proprio mercato e ciò appare significativo in un anno di crisi economica come il 2009, caratterizzato da un mercato che complessivamente non è

cresciuto e da una platea più ampia di soggetti che vi hanno operato.

In media il volume unitario di vendita è diminuito del 15%, essendo passato da 1,4 a 1,2 G(m³), in conseguenza della stabilità dei volumi trattati e del contemporaneo aumento del numero degli operatori, ma anche della riduzione dei volumi ceduti dagli operatori di più grande dimensione. L'unica classe di operatori che risulta aver venduto più gas rispetto al 2008 (+20%) è, in effetti, quella dei soggetti di media dimensione, con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³). Al contempo i volumi di gas complessivamente venduti da Eni sono diminuiti del 25%, quelli dei grandi operatori si sono azzerati, le vendite dei piccoli operatori sono calate dell'8% e una riduzione del 3% hanno registrato le vendite dei piccolissimi.

Circa le modalità di approvvigionamento delle imprese grossiste si osserva come queste società si procurino il gas per il 54% attraverso le importazioni (Tav. 3.21). Il 23% del gas ceduto al mercato all'ingrosso viene acquistato da altri rivenditori sul territorio nazionale (sia alla frontiera, sia al *city gate*), il 6% è direttamente prodotto e il 15% viene acquisito al PSV. Quest'ultimo sta accrescendo la propria importanza: nel 2008, infatti, la quota del PSV era del 10%.

Le importazioni sono la principale fonte di approvvigionamento soprattutto per i grandi operatori, mentre via via che la dimensione degli operatori si riduce, divengono sempre più importanti gli acquisti sul mercato nazionale e quelli al PSV; l'incidenza degli acquisti al PSV è massima nel caso dei grossisti di piccolissima dimensione, dove raggiunge il 35%.

APPROVVIGIONAMENTO	GROSSISTI ^(A)					
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	Totale
Produzione nazionale	15,2%	-	1,2%	4,5%	2,2%	6,2%
Importazioni	82,1%	-	42,9%	32,1%	8,3%	54,1%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	2,2%	-	32,8%	35,1%	54,8%	23,2%
Acquisti in stoccaggio	0,1%	-	1,5%	2,3%	0,0%	1,1%
Acquisti al PSV	0,4%	-	21,6%	26,1%	34,6%	15,3%
TOTALE	100,0%	-	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).

Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).

Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).

Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

A fronte delle risorse disponibili appena descritte, è possibile analizzare in dettaglio gli impieghi di gas effettuati dalle imprese grossiste (Tav. 3.22). Nel complesso, il 55,2% del gas approvvigionato viene rivenduto sul mercato all'ingrosso, il 35,7% va a clienti finali (e quasi il 25% di questo gas viene ceduto a clienti finali collegati societariamente) e il restante 9,2% è destinato all'autoconsumo, ovvero è impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli stessi grossisti. L'attività di intermediazione all'ingrosso risulta prevalente nelle società di medio-piccola dimensione, che destinano a

questo mercato il 60% o più del gas da esse approvvigionato. Eni consuma circa l'11% del gas approvvigionato nelle proprie centrali elettriche e rivende i quantitativi restanti per il 40% al mercato all'ingrosso e per il 50% al mercato finale. Gli operatori di media dimensione, invece, accanto all'attività di rivendita all'ingrosso appaiono utilizzare il gas per usi propri: circa metà del gas venduto al mercato finale dalle imprese ricadenti in questa classe va infatti a clienti finali collegati societariamente, mentre il 10% del gas trattato dagli operatori di media dimensione è destinato all'autoconsumo.

TAV. 3.21

Approvvigionamento dei grossisti nel 2009

Quote percentuali

TAV. 3.22

Impieghi di gas dei grossisti nel 2009

Quote percentuali

VENDITE	GROSSISTI ^(A)					Totale
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	39,1%	–	60,7%	75,9%	56,3%	55,2%
– di cui vendite in stoccaggio	0,1%	–	1,2%	2,3%	1,9%	1,1%
– di cui vendite al PSV	28,7%	–	25,2%	47,1%	33,8%	29,6%
A clienti finali	49,8%	–	29,4%	23,7%	41,8%	35,7%
– di cui collegati societariamente	6,2%	–	45,0%	21,0%	1,3%	24,5%
Autoconsumi	11,1%	–	10,0%	0,4%	2,0%	9,2%
TOTALE	100,0%	–	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.23 mostra il dettaglio dell'attività delle 37 società (nel 2008 erano 33) il cui venduto ha raggiunto almeno 300 M(m³) nel mercato all'ingrosso. Insieme questi operatori coprono il 96,1% delle vendite complessivamente effettuate su tale mercato che si mantiene ancora concentrato, seppure in miglioramento: la quota delle prime 3 società Eni, Enel Trade ed Edison, è infatti scesa al 39,6% (l'anno precedente era del 50,2%); quella delle prime 5, che include anche Plurigas e Gaz de France, si è abbassata al 50,6%, mentre nel 2008 era pari al 59%.

L'ultima riga della tavola mostra il prezzo mediamente praticato dalle società classificate come grossiste, che nel 2009 è risultato pari a 31,52 c€/m³. I clienti finali pagano, ovviamente, un prezzo superiore, rispetto a quello degli altri intermediari. Il differenziale tra le due clientele è stimabile intorno a 4,6 c€/m³, essendo pari a 34,30 c€/m³ il prezzo praticato ai clienti finali contro i 29,72 c€/m³ pagati dagli altri grossisti e rivenditori. Tale differenziale si è ampliato rispetto al 2008, quando risultava pari a 3 c€/m³.

TAV. 3.23

Vendite dei principali grossisti nel 2009

M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	15.961	20.340	36.301
Enel Trade	5.582	4.357	9.939
Edison	5.125	3.572	8.697
Gaz De France Sede Secondaria	3.871	0	3.871
Plurigas	3.535	803	4.339
Sinergie Italiane	2.928	0	2.928
Hera Trading	2.531	215	2.746
A2A Trading	2.119	67	2.186
E.On Energy Trading	1.974	435	2.410
Enoi	1.887	18	1.904
Aceraelectrabel Trading	1.325	481	1.807
E.On Ruhrgas	1.133	290	1.423
Gas Plus Italiana	1.126	0	1.126
Spigas	1.109	90	1.199
Shell Italia	1.100	709	1.810
Elettrogas	1.063	0	1.063
Premiumgas	1.048	304	1.352
Sonatrach Gas Italia	974	0	974
Sorgenia	876	1.069	1.946

TAV. 3.23 SEGUE

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Italtrading	828	11	840
Ascotrade	811	789	1.600
Blugas	753	19	772
Begas Energy International (ex Bidas Energy International)	696	12	709
Worldenergy	685	0	685
Speia	667	159	826
Energetic Source	535	27	562
Essent Trading International	534	0	534
Egl Italia	520	18	537
Energy Trade	505	13	518
Cea Centrex Italia	486	0	486
Iride Mercato	467	1.201	1.668
Enova	380	11	391
Hb Trading	371	0	371
Econgas Italia	332	33	364
Libera Energia	324	131	455
Shell Italia E&P	314	0	314
Eni Mediterranea Idrocarburi	309	0	309
Altri	2.611	8.330	10.942
TOTALE	67.396	43.506	110.902
Prezzo medio (c€/m ³)	29,72	34,30	31,52

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Vendite dei principali grossisti nel 2009

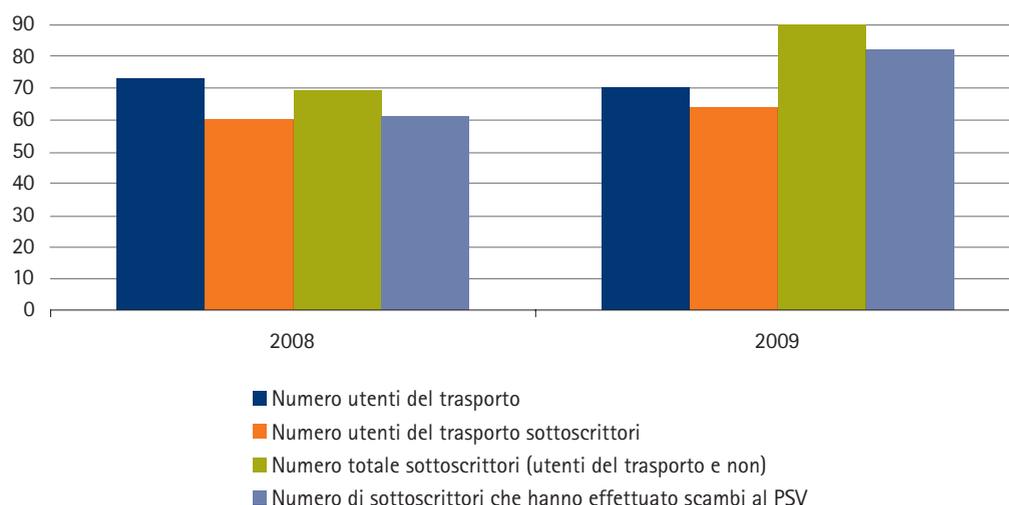
M(m³)

Punto di scambio virtuale

Secondo la normativa in vigore, gli operatori del gas possono effettuare cessioni e scambi di gas immesso nella Rete nazionale, presso un punto virtuale concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della Rete nazionale: il Punto di scambio virtuale. Il PSV offre loro 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 riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento. Le transazioni al PSV si effettuano sulla base di contratti bilaterali *over-the-counter*: esso dunque non può essere assimilato a una Borsa gas, che in Italia è stata

recentemente avviata presso il Gestore del mercato elettrico. Negli ultimi anni, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni. Ciò è avvenuto anche perché, secondo le disposizioni dell'Autorità, dal novembre 2006 i *trader* possono effettuare transazioni presso l'*hub* nazionale, senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto. Nel 2009 82 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi 22 sono risultati *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto (Fig. 3.6). La crescita dei *trader* è stata notevole nello scorso anno, considerando che le stesse cifre per il 2008 evidenziano 61 soggetti che hanno effettuato scambi e solo 7 non erano al contempo utenti del trasporto.

FIG. 3.6

Utenti del PSV
nel 2009

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Le figure 3.7 e 3.8 mostrano lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e presso il PSV sino al marzo 2010, in termini di volumi e di numero di transazioni². Nell'ambito delle transazioni presso il PSV sono indicate in maniera distinta, con l'indicazione "PSV GNL", le riconsegne di gas (in termini di volumi ceduti e di numero di riconsegne giornaliere) che avvengono presso i due rigassificatori italiani le quali, seppure vengano registrate come operazioni al PSV, non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario. Più in dettaglio, la categoria "PSV GNL" include dal novembre 2005 le riconsegne che avvengono presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia e, dall'ottobre 2009, quelle che avvengono presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della società Terminale GNL Adriatico. Un confronto tra gli anni termici 2007-2008 e 2008-2009 (Fig. 3.9) mostra come – analogamente agli anni passati – il PSV stia crescendo a scapito degli altri punti di

ingresso della Rete nazionale. Nonostante Passo Gries e Tarvisio mantengano un'incidenza rilevante, la quota del PSV cresce costantemente nel tempo; tra i due anni termici considerati l'incremento è stato del 21%. Pure nei primi mesi dell'anno termico 2009-2010, sino a marzo 2010, le transazioni di gas presso il PSV in termini di volumi hanno rappresentato il 73% del totale movimentato. Nell'anno termico appena trascorso anche i punti di Gorizia, Panigaglia, Mazara e Gela hanno registrato una quota piccola ma significativa, come non accadeva dal 2005. Più in generale, è importante sottolineare che la caduta dei volumi sui punti di entrata, registrata negli ultimi anni, è certamente dovuta alla crescita e alla standardizzazione del PSV, ma in parte anche al fatto che nei calcoli sottostanti ai grafici sono considerate solo le transazioni commerciali (effettuate cioè al confine sul lato Italia), mentre molte transazioni, pur realizzandosi ai punti di entrata, sono classificate come doganali in quanto avvengono sul lato estero.

² Per rendere confrontabili le transazioni registrate presso il PSV con quelle avvenute presso i punti di entrata indicati, per il PSV si è considerata per ogni mese la media del numero di transazioni giornaliere insieme al totale dei volumi scambiati.

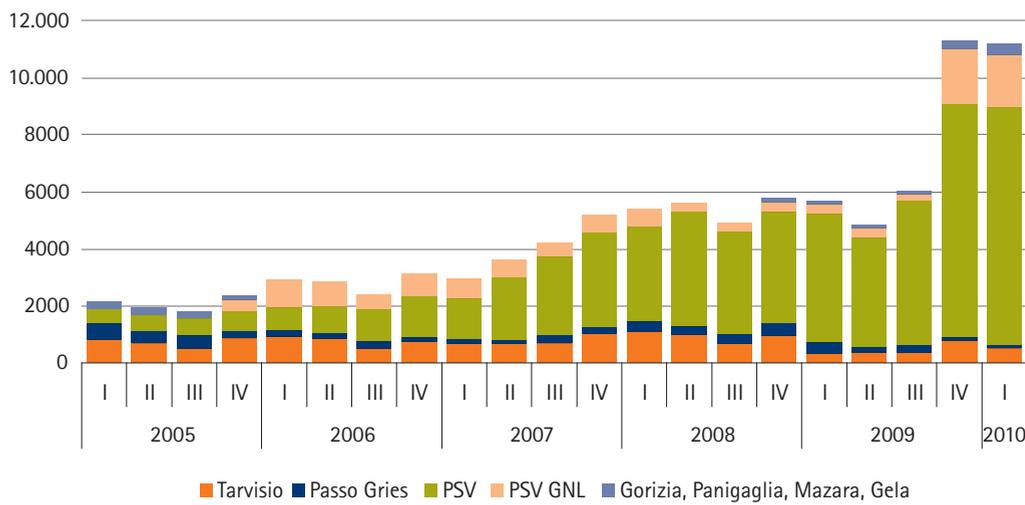


FIG. 3.7

Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale

M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in Rete dall'utente cedente

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

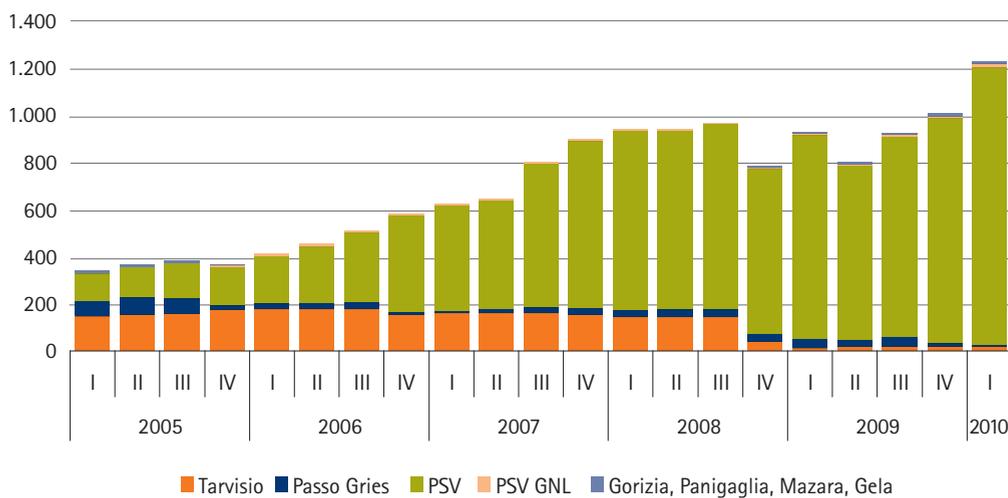


FIG. 3.8

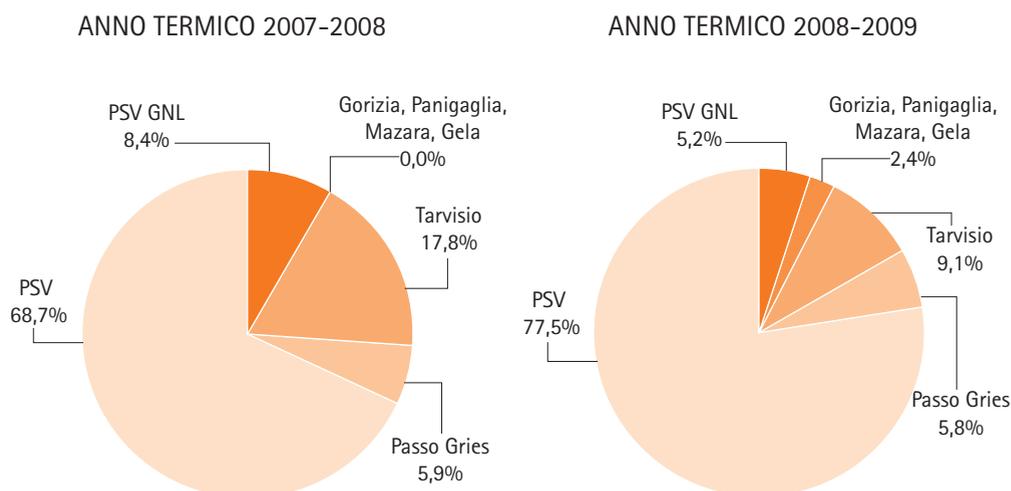
Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.9

Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV

Confronto tra gli anni termici 2007-2008 e 2008-2009



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

Mercato finale al dettaglio

All'atto della chiusura della presente *Relazione Annuale*, hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas 295 soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2009 e che, al contempo, risultavano presenti nell'elenco degli autorizzati alla vendita a clienti finali dal Ministero dello sviluppo economico. Alla data del 14 luglio 2009 tale elenco era composto da 396 società; è noto però che alcune delle società che chiedono l'autorizzazione ministeriale alla vendita restano poi inattive. Il volume complessivo di gas venduto a clienti finali, calcolato in base alle risposte ottenute nell'Indagine dell'Autorità, appare comunque

in linea (è anzi superiore) con i dati preconsuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico.

In base ai primi e provvisori risultati dell'Indagine annuale, nel 2009 sono stati venduti al mercato finale 66,55 G(m³); di questi 43,51 G(m³) sono stati forniti da grossisti e 23,05 G(m³) da "venditori puri". Se a tali quantitativi si aggiungono i 12,49 G(m³) di autoconsumi, cioè il gas impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli operatori, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 79,04 G(m³), valore superiore, ma non molto dissimile dai 78,05 G(m³) indicati dal Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.24

Attività dei venditori
nel periodo 2002-2009

OPERATORI(A)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
NUMERO	504	432	353	258	226	238	216	215
Grandi	2	5	4	4	4	4	6	4
Medi	42	40	37	38	39	33	29	29
Piccoli	222	176	149	100	107	105	98	101
Piccolissimi	237	211	163	116	76	96	83	81
VOLUME VENDUTO G(m³)	26,6	33,0	31,4	24,5	24,1	21,9	27,1	23,1
Grandi	7,5	15,8	14,6	8,5	8,3	9,1	15,3	10,2
Medi	11,2	11,1	11,6	11,5	11,3	8,4	7,5	8,7
Piccoli	6,8	5,2	4,6	4,2	4,2	4,0	4,0	3,9
Piccolissimi	1,0	0,8	0,7	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	53	76	89	95	107	90	124	108
Grandi	3.756	3.169	3.640	2.135	2.076	2.287	2.542	2.557
Medi	267	279	313	301	290	254	260	299
Piccoli	31	30	31	42	39	38	41	39
Piccolissimi	4	4	4	3	4	4	4	4

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 1.000 M(m³).

Medi: operatori con vendite comprese tra 100 e 1.000 M(m³).

Piccoli: operatori con vendite comprese tra 10 e 100 M(m³).

Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 10 M(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2009 il numero di operatori classificabili come "venditori puri" (soggetti, cioè, per i quali almeno il 95% dei volumi venduti è stato ceduto a clienti finali) è rimasto sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente (Tav. 3.24). Le quantità complessivamente vendute, invece, sono diminuite da 27,1 a 23,1 G(m³), di conseguenza si è ridotto il volume medio unitario di vendita degli operatori globalmente considerati.

La stabilità del numero complessivo di operatori nasconde una redistribuzione nell'ambito delle classi considerate: si è ridotto il numero di operatori di grande e di piccolissima dimensione (-2 unità ciascuno), mentre è rimasto invariato quello relativo alle imprese di media dimensione e i piccoli sono saliti di 3 unità. La riduzione dei volumi complessivamente venduti, pari a -15%, ha inciso in modo quasi analogo sulle categorie di venditori: i più colpiti risultano essere, infatti, gli operatori di grande dimensione (-33%) e i piccolissimi (-9%); mentre le vendite delle imprese di media dimensione sono cresciute del 15%. Di conseguenza si sono registrati aumenti nel volume medio unitario dei grandi (+0,6%) e più ancora dei medi operatori (+15%) e riduzioni in quello dei piccoli (-4%) e dei piccolissimi (-6,5%).

L'approvvigionamento degli operatori classificati come venditori è esclusivamente basato sugli acquisti da altri rivenditori

nazionali (da cui ottengono il 96% del gas che rivendono) e al PSV (da cui acquisiscono il 3% del gas loro disponibile). In particolare, gli operatori di piccola e piccolissima dimensione risultano mediamente acquisire il 15% del gas che vendono presso il PSV. Gli impieghi del gas di questi operatori mostrano, com'è ovvio, una prevalenza dei volumi venduti a clienti finali; tuttavia, in media lo 0,4% del gas disponibile viene autoconsumato e lo 0,3% viene rivenduto sul mercato all'ingrosso.

La tavola 3.25 mostra il dettaglio delle 19 società (erano 19 anche nel 2008), classificate come venditori puri, le cui vendite a clienti finali nel 2009 abbiano superato 200 M(m³). Essa esclude quindi le società già elencate nella tavola 3.23 che, pur vendendo al mercato finale quantitativi superiori alla soglia indicata, sono state classificate come grossisti e come tali analizzate nel paragrafo relativo al mercato all'ingrosso.

Analogamente alla tavola contenente i dati dei grossisti, anche la tavola sui venditori riporta il prezzo medio praticato da queste imprese nei due mercati. Il prezzo di vendita all'ingrosso risulta di 3,5 c€/m³ superiore a quello dei grossisti (33,22 contro 29,72 c€/m³); il prezzo medio offerto ai clienti finali è, come ci si poteva attendere, sensibilmente più elevato (41,12 contro 34,30 c€/m³), data la forte incidenza

di clienti allacciati alle reti di distribuzione. Il prezzo offerto dai venditori puri comprende infatti il costo della distribuzione, di norma assente nel prezzo praticato dai grossisti in quanto questi ultimi vendono prevalentemente a clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto. Inoltre i venditori puri sono relativamente spostati sul *mass market* (hanno cioè un numero di clienti più elevato, ma che consumano tendenzialmente quantitativi piccoli), mentre – al contrario – tra i clienti finali dei grossisti vi è una maggioranza

di grandi consumatori industriali/termoelettrici in grado di spuntare prezzi inferiori.

Per calcolare correttamente le quote di mercato e il livello di concentrazione del mercato della vendita finale, tuttavia, non è possibile ignorare l'operato dei grossisti che, come si è visto, offrono gas anche a clienti finali. Pertanto occorre abbandonare la distinzione effettuata tra grossisti e venditori puri e analizzare i quantitativi venduti da tutte le imprese considerando i gruppi societari (Tav. 3.26).

TAV. 3.25

Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2009
M(m³)

SOCIETÀ	VENDITE		
	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Enel Energia	0	5.549	5.549
Hera Comm	0	2.002	2.002
Edison Energia	0	1.512	1.512
E.On Italia Power & Fuel	0	1.164	1.164
Enia Energia	7	989	996
A2A Energia	11	959	969
Toscana Energia Clienti	0	809	810
Estra Energie	23	666	689
Estenergy	0	407	407
Gas Plus Vendite	5	377	383
Agsm Energia	0	360	360
Erogasmet Vendita – Vivigas	1	337	338
Gelsia Energia	1	299	300
Sgr Servizi	0	298	298
Enercom	0	262	262
Gas Natural Vendita Italia	0	262	262
Prometeo	1	227	228
Sinergas	0	225	225
Bluenergy Group	0	202	202
Altri	24	6.141	6.165
TOTALE	72	23048	23121
Prezzo medio (c€/m ³)	33,22	41,12	41,09

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il mercato della vendita finale resta molto concentrato: i primi 3 gruppi coprono il 54,5% (l'anno scorso raggiungevano il 61,5%). La concentrazione, seppure ogni anno meno consistente, anche a livello dei primi 5 rimane elevata: nel 2009 è scesa al 59,8% dal 70,7% del 2008, come conseguenza della riduzione osservata nell'incidenza dei grandi operatori e della migliore *performance* dei medio-piccoli. Con una quota del 31,9% Eni si conferma il gruppo dominante, seppure in riduzione nel tempo, ancora ben distanziato dal secondo operato-

re, il gruppo Enel, che possiede il 14,9%. Le vendite al mercato finale di entrambi questi gruppi si sono ridotte notevolmente nel 2009 (rispettivamente del 21% e del 22%). Il gruppo Edison, invece, grazie a un consistente incremento delle vendite (+50%), nel 2009 ha riguadagnato la terza posizione che aveva perso nel 2008. Viceversa i volumi venduti dal gruppo E.On, che nel 2008 era in terza posizione, si sono ridotti del 10% rispetto al 2008. Inseguono i primi 5 operatori, con quote non troppo distanti: Energie Investimenti, A2A e Hera. In gene-

rale, un altro segnale di concentrazione del mercato è dato dall'assottigliarsi delle differenze tra le quote dei primi due operatori del mercato e quelle del gruppo inseguitore, formato dalle successive 4 o 5 imprese.

GRUPPO	VOLUME	QUOTA
Eni	21.202	31,9%
Enel	9.916	14,9%
Edison	5.158	7,7%
E.On	3.534	5,3%
Energie Investimenti	3.455	5,2%
A2A	2.661	4,0%
Hera	2.281	3,4%
Iride	1.238	1,9%
Sorgenia	1.069	1,6%
Enia	989	1,5%
Ascopiave	966	1,5%
Royal Dutch Shell	709	1,1%
Estra Energie	666	1,0%
Electrabel/Acea	482	0,7%
Linea Group Holding	445	0,7%
Acegas-Aps	407	0,6%
Utilità Progetti e Sviluppo	378	0,6%
Gas Plus	377	0,6%
Erogasmet	360	0,5%
Agsm Verona	360	0,5%
Altri	9.899	14,9%
TOTALE	66.555	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.26

Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2009

Volumi in M(m³)

Dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale emerge che nel 2009 il mercato finale della vendita di gas naturale comprendeva quasi 21 milioni di clienti, il 93% dei quali erano domestici, il 6% appartenenti al settore del commercio e servizi, l'1% al comparto industriale e meno dell'1% alla generazione termoelettrica. In termini di volumi (Tav. 3.27), naturalmente, le proporzioni tendono a invertirsi: includendo anche gli autoconsumi, il settore domestico ha assorbito il 26% del gas complessivamente consumato, ovvero 20,7 G(m³), il commercio ne ha utilizzato il 7,5% o 5,9 G(m³), l'industria ne ha consumato il 24,2%, cioè 19,1 G(m³), e la generazione elettrica ne ha assorbito il 42% equivalente a 33,3 G(m³).

Via via che ci si sposta dal settore domestico ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso, aumenta la quota di volumi acquistati sul mercato libero: essa è infatti pari al 10,4% nel domestico, al 63,6% nel commercio e servizi, al 97% nell'industria e al 63% nel termoelettrico (valore che risente degli autoconsumi). La porzione di consumi soddisfatti sul mercato libero appare peraltro cresciuta in tutti i settori a eccezione di quello del commercio e dei servizi; le medesime quote, calcolate sui dati del 2008, risultano infatti pari a: 9% nel domestico, 65,6% nel commercio, 96% nell'industria, 60,1% nella generazione elettrica.

TAV. 3.27

**Mercato finale
per settore
di consumo nel 2009**
M(m³) e valori percentuali

	DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
VOLUMI					
Autoconsumi	60	76	51	12.299	12.486
Mercato libero	2.160	3.749	18.525	20.999	45.434
Mercato tutelato	18.520	2.065	531	5	21.121
TOTALE	20.740	5.890	19.107	33.303	79.041
QUOTE					
Autoconsumi	0,3%	1,3%	0,3%	36,9%	15,8%
Mercato libero	10,4%	63,6%	97,0%	63,1%	57,5%
Mercato tutelato	89,3%	35,1%	2,8%	0,0%	26,7%
TOTALE	26,2%	7,5%	24,2%	42,1%	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.28

**Mercato finale
per tipologia e dimensione
dei clienti nel 2009**
M(m³)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)					TOTALE
	< 5.000	5.000– 200.000	200.000– 2.000.000	2.000.000– 20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	15.854	2.532	130	5	0	18.520
Commercio e servizi	665	1.342	51	6	0	2.065
Industria	52	425	32	22	0	531
Generazione elettrica	0	1	4	0	0	5
TOTALE VOLUMI VENDUTI A PREZZI TUTELATI	16.571	4.300	217	32	0	21.121
Domestico	926	891	312	31	0	2.160
Commercio e servizi	531	1.794	927	497	0	3.749
Industria	116	1.947	4.482	6.556	5.425	18.525
Generazione elettrica	0	10	131	1.004	19.854	20.999
TOTALE VOLUMI VENDUTI A PREZZI DI MERCATO	1.574	4.642	5.851	8.088	25.278	45.434
TOTALE	18.144	8.943	6.069	8.121	25.278	66.555

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tav. 3.28) conferma, in effetti, che al crescere dei consumi i clienti tendono a spostarsi sul mercato libero. Vale la pena precisare che la presenza di volumi e prezzi (come si vedrà meglio nel paragrafo successivo dedicato ai prezzi del mercato libero) nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m³ è dovuta al fatto che esse comprendono i consumi di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti

nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità. Il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato sono relativamente bassi e si stanno assottigliando nel tempo: nel 2009 a fronte di oltre 20 G(m³) venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi inferiori a 200.000 m³, i volumi venduti a condizioni tutelate a clienti non domestici con consumi superiori a tale soglia risultano pari a 115 M(m³).

Come lo scorso anno, l'Indagine effettuata presso gli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale ha rivolto

loro alcune domande anche sullo *switching*, vale a dire sul numero di clienti³ che ha cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2009. 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 lo scorso anno 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 oppure da una società da esso controllata.

La novità, rispetto allo scorso anno, è stata l'introduzione della distinzione dei clienti per i settori di consumo prevista dal *Testo integrato della vendita gas* (adottato con la delibera 28

maggio 2009, ARG/gas 64/09), che individua: i clienti domestici, i condomini con uso domestico (che possono restare tutelati, purché consumino meno di 200.000 m³ all'anno) e gli altri usi che comprendono tutti quei clienti che non rientrano nei primi due casi e che da ottobre 2010 (al più tardi) dovranno necessariamente passare al mercato libero. È importante sottolineare che la metodologia adottata rende i dati qui pubblicati non confrontabili con quelli diffusi in altre sedi dall'Autorità.

L'Indagine ha evidenziato che la percentuale di clienti che nel 2009 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari al 2%, ovvero al 44,2% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio. La tavola 3.29 mostra il dettaglio di questo dato, distinguendo i clienti per settore e per fascia di consumo annuo. I clienti domestici mostrano una maggiore prudenza a spostarsi sul mercato libero: la percentuale che nel 2009 ha scelto un nuovo fornitore si ferma infatti all'1,8% (corrispondente al 2,4% in termini di volumi). Una maggiore dinamicità caratterizza invece i condomini con uso domestico e gli altri usi. Com'è ovvio le percentuali di *switch* aumentano al crescere della classe dimensionale dei clienti. Ciò in quanto all'ampliarsi dei volumi di consumo, si innalza la spesa per l'acquisto di gas e, di conseguenza, crescono sia l'interesse verso la possibilità di risparmiare, che è generalmente la prima motivazione del cambio di fornitore, sia la conoscenza del settore e la capacità del cliente finale di compiere scelte consapevoli.

TAV. 3.29

Tassi di switching degli utenti finali nel 2009

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	1,8%	2,4%
Condominio uso domestico	3,5%	7,2%
Altri usi	4,1%	45,3%
di cui:		
– fino a 5.000 m ³	3,3%	5,0%
– 5.000-200.000 m ³	7,3%	10,5%
– 200.000-2.000.000 m ³	19,1%	22,2%
– 2.000.000-20.000.000 m ³	34,4%	37,5%
– oltre 20.000.000 m ³	52,6%	58,9%
TOTALE	2,0%	44,2%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

³ 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.

TAV. 3.30

**Mercato finale
per settore e regione
di consumo nel 2009**
M(m³)

REGIONE	OPERATORI	DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
Piemonte	97	2.362	659	2.553	2.630	8.203
Val d'Aosta	14	25	18	43	0	86
Lombardia	144	5.595	1.365	4.148	4.233	15.341
Trentino Alto Adige	43	309	168	377	65	919
Veneto	84	2.217	720	1.965	293	5.194
Friuli Venezia Giulia	47	490	177	640	159	1.466
Liguria	43	679	90	281	598	1.648
Emilia Romagna	82	2.338	1.022	3.185	2.985	9.530
Toscana	59	1.372	443	1.265	1.292	4.373
Umbria	34	331	101	391	219	1.042
Marche	51	550	215	456	219	1.438
Lazio	64	1.507	276	788	1.629	4.200
Abruzzo	64	444	99	549	737	1.829
Molise	23	76	21	69	1.039	1.205
Campania	59	625	146	599	1.542	2.911
Puglia	39	889	140	608	201	1.839
Basilicata	29	162	29	139	148	478
Calabria	33	210	35	64	712	1.021
Sicilia	36	492	88	948	2.303	3.830
TOTALE	-	20.672	5.811	19.068	21.004	66.555
NORD	-	14.015	4.218	13.191	10.963	42.387
CENTRO	-	4.279	1.155	3.519	5.135	14.088
SUD E ISOLE	-	2.378	438	2.358	4.906	10.080

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il dettaglio territoriale delle vendite di gas al mercato finale è illustrato nella tavola 3.30. Dato il diverso grado di metanizzazione, le differenti condizioni climatiche e la più intensa presenza industriale, il Nord è l'area del Paese che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In quest'area si acquistano infatti quasi due terzi dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 42,4 G(m³); poco meno di un quarto dei consumi, 14 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 15% viene venduto al Sud e Isole (solo la Sicilia in quanto la Sardegna non è ancora metanizzata).

Per quanto riguarda il settore domestico, nel 2009 circa 14 G(m³), pari al 68% dei quantitativi consumati dalle famiglie italiane, sono stati venduti al Nord; il Centro ha assorbito 4,3 G(m³), il 21% dei consumi domestici, mentre 2,4 G(m³) sono stati venduti al Sud e Isole. La regione con i consumi più elevati è risultata la Lombardia che da sola ha acquistato il 27% dei consumi delle famiglie nazionali. Altre due regioni importanti sono il Piemonte e l'Emilia Romagna: entrambe hanno acquisito poco più dell'11% del gas venduto sul territorio nazionale. Seguono per importanza il Veneto e il Lazio.

Un analogo ordine d'importanza delle diverse regioni si osserva anche nei vari settori di consumo del mercato non domesti-

co. La Lombardia è il territorio che ha assorbito i maggiori quantitativi di gas: 23,5% nel commercio e servizi, 21,8% nell'industria e 20,2% nella generazione elettrica. Seguono:

- nel commercio: Emilia Romagna, Veneto e Piemonte, con quote rispettivamente pari a 17,6%, 12,4% e 11,3%;
- nell'industria: Emilia Romagna, Piemonte e Veneto, con quote rispettivamente pari a 16,7%, 13,4% e 10,3%;
- nella generazione elettrica: Emilia Romagna, Piemonte e Sicilia, con quote rispettivamente pari a 14,2%, 12,5% e 11%.

Considerati gli elevati livelli di acquisto, la Lombardia è anche la regione in cui risulta operare il numero più rilevante di imprese di vendita, pari a 144. È opportuno specificare a tal proposito che nella colonna della tavola 3.30 relativa al numero degli operatori di vendita le imprese vengono contate tante volte quante sono le regioni in cui operano; quindi la somma di tale colonna non ha significato. Un elevato numero di venditori è presente anche in Piemonte (97), in Veneto (84), in Emilia Romagna (82) e nel Lazio (64). Infine, è da rilevare che rispetto al 2008 il numero degli operatori è cresciuto in pressoché tutte le regioni italiane.

Fornitura di GPL e altri gas a mezzo di reti locali

Una specifica sezione dell'Indagine annuale svolta dall'Autorità sui settori regolati è dedicata alla fornitura di gas diversi dal gas naturale (d'ora in avanti, per comodità, GDGN), distribuiti attraverso reti secondarie. Come di consueto, ai distributori di gas diversi dal gas naturale è stato chiesto di fornire dati pre-consuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2009 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2008, che sono quindi da ritenersi definitivi. Per questo motivo i dati riguardanti il 2008, brevemente illustrati nelle tavole che seguono, potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella *Relazione Annuale* dello scorso anno.

Complessivamente hanno risposto all'Indagine 101 operatori, 82 dei quali svolgono in modo integrato sia l'attività di distribuzione sia quella di vendita (cosa tuttora possibile diversamente dal settore del gas naturale).

Diversamente dal gas naturale, nel 2009 i gas diversi dal gas

naturale non sembrano aver risentito della crisi economica: nell'insieme i 101 rispondenti all'Indagine risultano infatti aver distribuito 32 M(m³) nel 2008 e 35 M(m³) nel 2009. Anche il numero di clienti (gruppi di misura) serviti è salito: dalle 129.095 unità del 2008 alle 141.412 unità del 2009 (Tav. 3.31). Nei due anni il consumo medio unitario è rimasto sostanzialmente stabile intorno a 250 m³, sebbene vi siano marcate differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 200 m³, è infatti il più basso, se confrontato con i 400 m³ dell'aria propanata e con i 1.600 m³ degli altri gas.

Tra i GDGN distribuiti a mezzo rete quello più diffuso è il GPL che copre il 65% circa dei volumi complessivamente erogati e il 79% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano un terzo dei volumi distribuiti. Una quota marginale del gas complessivamente distribuito (2%) viene da altri tipi di gas.

TIPO DI GAS	ANNO 2008		ANNO 2009		VAR. % 2009-2008	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	20,8	101.907	22,6	112.411	8,5	10,3
Aria propanata	10,6	26.789	12,1	28.598	13,2	6,8
Altri gas	0,6	399	0,7	403	10,7	1,0
TOTALE	32,1	129.095	35,3	141.412	10,1	9,5

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 3.31

Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m³) e numero di clienti

La distribuzione regionale (Tav. 3.32) mostra che la Sardegna, regione ancora non metanizzata, è quella in cui la distribuzione di gas diversi dal gas naturale è, ovviamente, più elevata, in termini sia di quantitativi erogati, sia di clienti serviti: da sola essa ha assorbito oltre un terzo dei volumi distribuiti per soddisfare la richiesta di una quota quasi altrettanto ampia di clienti (il 28%). Il servizio rimane tuttavia concentrato in pochi comuni: 77 sui 377 istituiti nel territorio della regione. Come in passato, la seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale assume cifre importanti è la Toscana, che conta per il 15% dei volumi distribuiti e per il 17% dei clienti serviti. In questa regione il servizio raggiunge poco più della metà dei comuni esistenti nel territorio (152 su 287). Il servizio di distribuzione dei GDGN risul-

ta importante anche in Lombardia, la cui incidenza valutata in termini di volumi distribuiti a livello nazionale (8%) è superiore a quella espressa in termini di clienti serviti (6%); ciò perché in questo territorio vi sono diverse realtà produttive che usufruiscono del servizio di distribuzione a mezzo rete di gas non naturale, i cui consumi medi – diversamente da quelli domestici – sono elevati. Lo stesso fenomeno si manifesta anche in altre regioni, soprattutto in Friuli Venezia Giulia, ma pure in Trentino Alto Adige, nelle quali la gran parte del territorio è montuosa e quindi più facilmente raggiungibile con combustibili come il GPL, più agevole da trasportare rispetto al gas naturale. Quote relativamente importanti di gas alternativi al gas naturale distribuiti a mezzo rete sono utilizzate anche in Emilia Romagna, Liguria, Piemonte e Lazio.

TAV. 3.32

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m³) e numero di operatori, clienti e comuni serviti

REGIONE	2008				2009			
	VOLUMI EROGATI	OPERATORI ^(A)	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	OPERATORI ^(A)	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Val d'Aosta	0,09	3	283	5	0,10	3	324	5
Piemonte	1,82	11	7.322	80	2,27	12	8.091	84
Liguria	2,19	15	10.912	67	2,40	15	11.795	67
Lombardia	2,70	17	7.629	57	2,86	16	8.147	58
Trentino Alto Adige	0,25	3	782	8	0,28	3	914	9
Veneto	0,15	4	774	11	0,18	4	930	12
Friuli Venezia Giulia	1,14	3	1.861	9	1,19	3	1.953	9
Emilia Romagna	2,38	16	9.674	45	2,55	14	10.444	45
Toscana	5,23	22	23.704	148	5,22	21	24.655	152
Lazio	1,81	14	13.233	47	2,03	14	14.438	51
Marche	0,78	14	3.143	35	0,80	14	3.311	38
Umbria	0,52	10	3.500	31	0,70	11	4.166	36
Abruzzo	0,45	8	3.440	14	0,51	8	4.070	15
Molise	0,04	1	177	1	0,06	2	224	2
Campania	0,67	5	3.316	13	0,70	5	3.376	13
Puglia	0,11	2	389	2	0,22	3	728	3
Basilicata	0,33	3	1.311	5	0,37	3	1.394	5
Calabria	0,44	2	1.999	6	0,26	2	2.030	6
Sicilia	0,05	3	227	4	0,06	3	237	4
Sardegna	10,93	8	35.419	74	12,56	8	40.185	77
ITALIA	32,09	164	129.095	662	35,32	164	141.412	691

(A) In questa colonna gli operatori sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.33, che mostra come nel complesso siano in esercizio in Italia poco più di 4.000 km di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui 3.500 km alimentati a GPL). Il confronto con i dati raccolti sul 2008 evidenzia una crescita dell'estensione delle reti di circa 200 km. La maggior parte

delle infrastrutture appartiene agli esercenti. I Comuni risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è appena del 5,1%. La somma delle quote proprietarie può non risultare pari al 100% per la presenza in alcune regioni di altri soggetti proprietari: ciò accade specialmente in Sardegna, in Puglia e nelle Marche.

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Val d'Aosta	0	9,6	0,0	85,0	15,0
Piemonte	0	179,2	88,5	96,5	3,5
Liguria	0	158,6	80,4	99,4	0,0
Lombardia	0	89,1	107,9	96,9	1,5
Trentino Alto Adige	0	22,2	0,0	100,0	0,0
Veneto	0	25,2	2,6	100,0	0,0
Friuli Venezia Giulia	0	1,2	52,5	80,5	19,5
Emilia Romagna	0	121,3	145,5	98,1	0,0
Toscana	0,7	258,2	319,9	99,5	0,0
Lazio	0	161,7	190,6	100,0	0,0
Marche	0	36,5	65,0	76,5	18,3
Umbria	0	64,6	80,4	90,5	9,5
Abruzzo	0	68,4	5,4	80,3	19,7
Molise	0	2,3	3,7	100,0	0,0
Campania	0	69,9	49,2	100,0	0,0
Puglia	0	38,4	0,0	58,8	0,0
Basilicata	0	3,6	36,3	100,0	0,0
Calabria	0	60,4	0,0	100,0	0,0
Sicilia	0	8,8	0,0	100,0	0,0
Sardegna	7,5	981,2	468,6	62,7	9,3
ITALIA	8,3	2.360,4	1.696,5	84,1	5,1

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 3.33

Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2009

Estensione in km e quote percentuali di proprietà

La distribuzione dei GDGN non risulta complessivamente molto concentrata: i primi 3 operatori nel 2009 distribuiscono il 38,1% dei volumi complessivamente erogati e i primi 5 contano per il 49,7%; occorre sommare le quote dei primi 15 operatori per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale. Poiché le medesime quote si ottengono anche per il 2008, nei due anni la concentrazione è rimasta sostanzialmente invariata. Nel 2009 il primo operatore è ISGas, che conta per il 13,4% dell'intero mercato; con il 12,4% il secondo operatore risulta essere Eni, mentre il terzo è Mediterranea Energia Ambiente (o Medea) che possiede una quota del 12,2%. Nel 2008 le prime due posizioni risultavano inverti-

te (Eni 13,7%, ISGas 12,9% e Medea 11,3%), ma nei due anni le proporzioni tra i primi tre non mutano significativamente.

La distribuzione del solo GPL risulta ancor meno concentrata: nel 2009 i primi 3 operatori (nell'ordine Liguigas, Eni e Fontenergia) hanno distribuito il 30,1% del totale; i primi 5 (che si ottengono aggiungendo Carbotrade e IntesaGpl) il 39,3%, mentre la quota dei primi 15 è pari al 62,8%. Come prima le cifre risultano piuttosto stabili rispetto all'anno precedente, ma anche qui Eni ha perso la prima posizione; nel 2008, infatti, i primi tre operatori erano Eni, con il 13,3%, Liguigas, con il 12%, e Fontenergia con il 5,4%.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto e GNL

Con la delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09, l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento di gas naturale per il terzo periodo di regolazione 2010-2013. La riforma tariffaria è descritta in dettaglio nel Capitolo 3 del Volume 2, al quale si rimanda. È però utile sottolineare qui almeno tre importanti novità introdotte nel nuovo periodo regolatorio: la prima riguarda l'abbandono dell'anno termico quale periodo di riferimento per la determinazione e l'applicazione delle tariffe di trasporto in favore dell'anno solare. La seconda concerne la semplificazione, in funzione pro-competitiva, dell'articolazione delle aree tariffarie di uscita in modo da renderle coerenti con le aree geografiche di applicazione delle tariffe di distribuzione; confermando il modello tariffario *entry exit* delineato in passato, quindi, le aree di uscita dalla Rete nazionale sono state ridotte a 6 dalle precedenti 17. La terza importante novi-

tà riguarda la definizione di disposizioni regolatorie relative ai criteri tariffari inerenti il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il medesimo periodo regolatorio. L'applicazione della nuova disciplina tariffaria del servizio di misura entrerà in vigore nel 2011, per dar modo alle imprese di completare gli adempimenti necessari previsti nell'ambito della riforma. Per l'anno in corso è stata quindi prevista l'introduzione di una disciplina transitoria nella quale è stato definito un corrispettivo di misura determinato con riferimento ai costi riconosciuti per il servizio di misura delle sole imprese di trasporto, da applicare alle capacità conferite nei punti di riconsegna della rete di trasporto.

I nuovi livelli delle tariffe di trasporto (e misura) sulla Rete nazionale e su quella regionale (Tav. 3.34) in vigore per l'anno solare 2010 sono stati determinati (delibera 21 dicembre 2009, ARG/gas 198/09) a seguito della verifica delle proposte tariffarie che le imprese di trasporto hanno sottoposto all'Autorità ai sensi della delibera appena citata.

TAV. 3.34

Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2010

Corrispettivi unitari (*commodity*);
€/S(m³)

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV	0,003185
CV ^P	0,000397

Corrispettivi unitari di capacità sulla Rete nazionale;
€/anno/Sm³/giorno

CP _E – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	2,608628	Tarvisio	0,800298
Gela	2,388977	Gorizia	0,580913
Passo Gries	0,398885		
2 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	0,570155	GNL Porto Viro ubicato a Cavarzere	0,428308
<i>Hub</i> stoccaggio			
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,164836		

CP_E – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA			
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento			
Casteggio, Caviaga, Fornovo, Leno, Ovanengo, Piadena Est, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Romanengo, Soresina, Trecate	0,063343	Casalborsetti, Collalto, Correggio, Medicina, Montenevoso, Muzza, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido Adriano, San Potito, Santerno, Spilamberto B.P., Vittorio V. (S. Antonio)	0,189197
Calderasi/Monteverdese, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	0,994029	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Reggente, Santo Stefano Mare	0,378352
Rubicone	0,210298	Falconara, Fano	0,325001
Carassai, Cellino, Grottamare, Montecosaro, Pineto, Rapagnano, San Giorgio Mare, Settefinestre/Passatempo	0,334692	Candela, Masseria Spavento, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,472553
Crotone, Hera Lacinia	1,436443	Bronte, Chiaramonte Gulfi, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	2,075234
CP_U – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA			
5 punti di interconnessione con le esportazioni			
Bizzarone	2,507868	Passo Gries	1,611922
Gorizia	1,125706	Tarvisio	0,367222
Rep. San Marino	1,691755		
<i>Hub stoccaggio</i>			
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,358113		
6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale			
Nord Occidentale	A 1,133899	Centro-Sud orientale	D 0,795980
Nord Orientale	B 0,897284	Centro-Sud occidentale	E 0,660669
Centrale	C 0,897284	Meridionale	F 0,559365

CR_r	
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale	1,235253

CM^T	
Corrispettivo transitorio per il servizio di misura	0,057534

TAV. 3.34 SEGUE

Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2010Corrispettivi unitari (*commodity*);
€/S(m³)Corrispettivi unitari di capacità
sulla Rete nazionale;
€/anno/Sm³/giornoCorrispettivo unitario di capacità
sulla rete regionale;
€/anno/Sm³/giornoCorrispettivi transitorio
per il servizio di misura;
€/anno/Sm³/giorno

Per il servizio di rigassificazione di GNL l'anno termico in corso 2009-2010 è il secondo del terzo periodo regolatorio, definito dalla delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08. Ai sensi di tale delibera, le imprese di rigassificazione presentano all'Autorità, entro il 31 maggio di ogni anno, le proprie proposte tariffarie relative all'anno termico successivo. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, l'Autorità ha definito (delibera 28 luglio 2009, ARG/gas 102/09) la tariffa per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico

2009-2010 per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico (Tav. 3.35).

L'entrata in funzione del nuovo terminale di GNL di Porto Viro (Rovigo) ha richiesto inoltre la definizione di una tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio presso questo terminale, che è stata fissata in 151.175,44 €/approdo, con la delibera 25 febbraio 2010, ARG/gas 24/10, nelle more di un'eventuale diversa determinazione da parte del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

TAV. 3.35

Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali di Panigaglia e Rovigo per l'anno termico 2009-2010

CORRISPETTIVO	PANIGAGLIA		ROVIGO	
	SERVIZIO CONTINUATIVO ^(A)	SERVIZIO SU BASE SPOT ^(B)	SERVIZIO CONTINUATIVO ^(A)	SERVIZIO SU BASE SPOT ^(B)
C _{qs} – Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL (€/m ³ liquido)	4,897107	3,427975	27,893550	19,525485
C _{na} – Corrispettivo unitario associato agli approdi (€/approdo)	32.251,967106	32.251,967106	498.603,995319	498.603,995319
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati (€/GJ)				
CVL	0,027250	0,027250	0,159827	0,159827
CVL ^P	0,001291	0,001291	-	-
Quota a copertura di consumi e perdite corrisposta dall'utente del terminale per metro cubo consegnato	1,7%	1,7%	1,5%	1,5%

(A) Il servizio di rigassificazione continuativo è il servizio di rigassificazione che prevede la consegna del GNL secondo la programmazione mensile delle consegne.

(B) Il servizio di rigassificazione *spot* è il servizio di rigassificazione erogato con riferimento a una singola scarica, da effettuarsi in data prestabilita individuata dall'impresa di rigassificazione a seguito della programmazione mensile delle consegne.

Stoccaggio

I criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio sono stati stabiliti per il periodo 1 aprile 2006 – 31 marzo 2010 con la delibera n. 50/06. Il periodo regolatorio è quindi giunto a scadenza. Nel giugno 2009 l'Autorità ha avviato il procedimento per la riforma dei criteri tariffari da applicare nel terzo periodo regolatorio 2010-2014 e lo ha sottoposto ad Analisi di impatto della regolazione (AIR) (per una descrizione in dettaglio si rin-

via al Capitolo 3 del Volume 2). Nel frattempo, con la delibera 23 febbraio 2010, ARG/gas 21/10, la validità delle proposte tariffarie approvate per l'anno termico 2009-2010 è stata prorogata sino al 31 dicembre 2010. I corrispettivi unici nazionali della tariffa di stoccaggio oggi in vigore (Tav. 3.36) erano stati stabiliti dall'Autorità il 30 marzo 2009, con la delibera ARG/gas 30/09, a seguito della verifica dei dati inviati dai due operatori nazionali che operano in questa fase: Stoccaggi Gas Italia (Stogit) ed Edison Stoccaggio.

TAV. 3.36

Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa per l'anno termico 2008-2009, prorogati sino al 31 dicembre 2010

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio f_s	€/GJ/anno	0,182304
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f_{PI}	€/GJ/giorno	9,011258
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f_{PE}	€/GJ/giorno	11,989093
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas C_{VS}	€/GJ	0,105084
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f_D	€/GJ/anno	0,169729
Componente π	€/GJ	-0,019711

Distribuzione

Dall'1 gennaio 2009 è entrata in vigore la Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) valida per il

periodo di regolazione 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2012, approvata con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08. Nel corso del 2009 sono stati approvati i primi provvedimenti attuativi di tale riforma. In particolare, la delibera 30 giugno

2009, ARG/gas 79/09, ha confermato definitivamente le tariffe di distribuzione, originariamente approvate per l'anno termico 2007-2008, la cui applicazione era proseguita a titolo di acconto nel I semestre 2009; inoltre ha approvato le tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, misura e commercializzazione, per il periodo 1 luglio – 31 dicembre 2009.

I livelli tariffari per l'anno 2010 sono invece stati fissati con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/gas 206/09.

Ai sensi di quanto previsto dalla RTDG, la società di distribuzione ha l'obbligo di offrire alle controparti una tariffa obbligatoria, differenziata per ambito tariffario. I sei ambiti tariffari sono:

- ambito Nord-Occidentale, comprendente le regioni Val d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- ambito Nord-Orientale, comprendente le regioni Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna;
- ambito Centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- ambito Centro-Sud Orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata;
- ambito Centro-Sud Occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;

- ambito Meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

La tariffa di distribuzione e misura è composta da una quota fissa τ_1 (Tav. 3.37), scomposta nei tre elementi relativi alla distribuzione (τ_1 dis), misura (τ_1 mis) e commercializzazione (τ_1 cot) e da una quota variabile τ_3 (Tav. 3.38), differenziata per scaglione di consumo. Vi sono poi altre componenti aggiuntive, che variano trimestralmente, quali:

- UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli;
- UG2, a compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio, suddivisa in una parte fissa e in una parte variabile differenziata per gli stessi scaglioni della quota variabile di distribuzione;
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati;
- 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;
- RS, a copertura degli oneri gravanti sul Conto per la qualità dei servizi gas.

COMPONENTI	AMBITO					
	NORD- OCCIDENTALE	NORD- ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
τ_1 (dis)	44,00	38,00	38,00	34,00	41,00	48,00
τ_1 (mis)	12,26	10,88	10,56	10,06	11,13	12,34
τ_1 (cot)	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78

TAV. 3.37

Articolazione della quota fissa τ_1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2010

€/punto di riconsegna/anno

SCAGLIONE DI CONSUMO	AMBITO					
	NORD- OCCIDENTALE	NORD- ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	7,6533	6,0846	8,0575	10,8495	13,5107	19,4747
481-1.560	7,0049	5,5691	7,3748	9,9303	12,3660	17,8247
1.561-5.000	7,0049	5,5691	7,3748	9,9303	12,3660	17,8247
5.001-80.000	5,2365	4,1632	5,5130	7,4233	9,2441	13,3248
80.001-200.000	2,6526	2,1089	2,7927	3,7604	4,6828	6,7499
200.000-1.000.000	1,3754	1,0935	1,4481	1,9498	2,4281	3,4999
Oltre 1.000.000	0,3832	0,3046	0,4034	0,5432	0,6764	0,9750

TAV. 3.38

Articolazione della quota variabile τ_3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2010

c€/m³; scaglioni di consumo in m³/anno

Prezzi del mercato libero

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'indagine svolta dall'Autorità sul 2009 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale è stato pari a 36,58 c€/m³ (Tav. 3.39). Lo stesso prezzo nel 2008 era risultato pari a 39,25 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo del gas è diminuito in Italia del 6,8% beneficiando, con i consueti ritardi dell'indicizzazione, del crollo che il prezzo del petrolio ha evidenziato nel corso del 2008.

I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media 48,85 c€/m³, mentre 30,88 c€/m³ è risultato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero; il differenziale di prezzo sui due mercati è dunque stimabile in poco meno di 18 c€/m³. Inoltre, poiché il prezzo sul mercato libero è diminuito rispetto all'anno precedente (-14%), mentre il prezzo sul mercato tutelato è cresciuto (3,1%), il confronto con i dati relativi al 2008 mostra che la forbice di prezzo tra i due mercati si è ampliata, tornando sui livelli del 2007. L'entità della differenza di prezzo pagato sui due mercati e la diversa tendenza sperimentata nel periodo considerato sono tendenzialmente imputabili alla dimensione media dei clienti che, come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato finale (vedi *supra*), sul libero è più elevata. Ciò si traduce in un sistema di prezzi più flessibile, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni dei combustibili internazionali, mentre il meccanismo di tutela creato dall'Autorità (legato alla variazione di una media mobile molto lunga di un paniere di prezzi) è in grado di calmierare gli aumenti in periodi di forte crescita della materia prima ma, del pari, tende a rispondere meno rapidamente in periodi di discesa della materia prima stessa.

L'analisi dei risultati per dimensione dei clienti conferma, come negli scorsi anni, che i clienti del mercato tutelato pagano più di quelli del mercato libero con analoghi profili di consumo;

tende inoltre a permanere, al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, la propensione del prezzo a ridursi in misura maggiore nel caso dei clienti tutelati.

I clienti più piccoli del mercato tutelato, con consumi inferiori a 5.000 m³/anno, risultano pagare mediamente 49,49 c€/m³. Questo prezzo è simile al valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per un cliente domestico che consuma 2.700 m³/anno, che nel 2009 era pari a 45,49 c€/m³ (e, comprensivo di imposte, pari a 73,02 c€/m³). Sempre analizzando i clienti del mercato tutelato si può osservare come al crescere dei consumi il prezzo scenda sensibilmente; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi clienti si amplia da un minimo di 2,89 sino a 14,88 centesimi in corrispondenza della classe di consumo 2.000.000-20.000.000 m³. La classe di clienti in assoluto più elevata, quella con consumi superiori a 20 M(m³), non è ovviamente rappresentata sul mercato tutelato. Giova ricordare che la presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m³ è dovuta all'esistenza di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità. Peraltro, come si è già detto nel paragrafo relativo al mercato al dettaglio, il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato sono relativamente bassi e si stanno assottigliando nel tempo; inoltre, in base alle norme stabilite dal *Testo integrato sulla vendita gas*, i clienti non domestici (e pure i condomini con uso domestico che consumino più di 200.000 m³ all'anno) da ottobre 2010, al più tardi, dovranno obbligatoriamente passare al mercato libero.

Nel mercato libero la dimensione del cliente incide in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare 15,91 c€/m³ in più dei grandi

consumatori, i quali ottengono il gas mediamente a 27,89 €/m³. Come già segnalato lo scorso anno, bisogna comunque tener presente che l'incidenza dei costi di distribuzione è molto maggiore per i piccoli consumi: questa componente può

spiegare la maggior parte delle differenze rilevate tra le varie classi di consumo. Inoltre i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore termicità che comporta oneri di stoccaggio e maggiori costi di trasporto.

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTE	2004	2005	2006	2007	2008	2009
MERCATO TUTELATO	33,65	35,36	41,57	43,15	47,36	48,85
Consumi inferiori a 5.000 m ³	35,32	37,01	43,32	44,59	48,57	49,49
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	30,44	32,12	37,94	39,16	43,56	46,60
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,64 ^(A)	33,75	38,88	46,35
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,64 ^(A)	33,28	38,89	34,61
Consumi superiori a 20.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,64 ^(A)	-	-	-
MERCATO LIBERO	18,76	23,23	28,53	28,13	36,01	30,88
Consumi inferiori a 5.000 m ³	32,99	31,95	41,99	41,01	44,62	43,81
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	27,24	29,76	35,53	37,10	42,19	42,17
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,07 ^(A)	30,86	37,39	32,97
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,07 ^(A)	27,85	35,11	29,70
Consumi superiori a 20.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,07 ^(A)	26,39	34,90	27,89
TOTALE	23,13	26,89	32,61	32,29	39,25	36,58

(A) Fino al 2006 il prezzo veniva rilevato per la classe di clienti con consumi superiori a 200.000 m³. I dati non sono quindi confrontabili con i valori successivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.39

Prezzi medi di vendita
al netto delle imposte
sul mercato finale
€/m³

Interessante è anche osservare lo spaccato dei prezzi medi non soltanto per tipologia di contratto e dimensione dei clienti, ma anche per settore di consumo, come avviene nella tavola 3.41. Anche questa elaborazione dei dati (sempre provvisoria, come le precedenti) è incline a confermare le aspettative su andamenti e ordini di grandezza: i clienti del mercato tutelato pagano tendenzialmente molto di più di quelli del mercato libero del medesimo settore di consumo e con profili di consumo analoghi; anche all'interno dei diversi settori di consumo, al crescere della dimensione dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

Considerando tutte le classi di consumo, si osserva che i differenziali di prezzo tra clienti tutelati e clienti liberi, nell'ambito del medesimo settore di consumo, tendono ad ampliarsi via via che si passa dai domestici ai generatori termoelettrici, essendovi sottostante un parallelo ampliamento dei consumi medi: il cliente domestico tutelato paga mediamente 6,3 €/m³ in più di un cliente domestico libero; il cliente commerciale tutelato paga 6,8 €/m³ in più di un cliente commerciale libero; il cliente industriale tutelato paga 14,4 €/m³ in più di un cliente industriale libero; infine, il generatore elettrico tutelato (si tratta di pochi soggetti di medio-piccola dimensione) paga 12,9 €/m³ in più di un analogo consumatore servito sul mercato libero.

TAV. 3.40

Prezzi di vendita
al mercato finale
al dettaglio per mercato,
settore di consumo
e dimensione
dei clienti nel 2009
c€/m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)					TOTALE
	< 5.000	5.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	49,49	46,76	49,76	-	-	49,11
Commercio e servizi	50,02	46,33	42,95	40,62	-	47,42
Industria	42,65	46,44	38,79	34,73	-	45,14
Generazione elettrica	48,84	44,43	39,88	-	-	40,95
PREZZO MEDIO NEL MERCATO TUTELATO	49,49	46,60	46,35	34,61	-	48,85
Domestico	41,04	44,77	42,85	36,63	-	42,78
Commercio e servizi	48,30	43,66	35,12	31,50	-	40,60
Industria	45,28	39,65	31,77	29,40	27,99	30,74
Generazione elettrica	42,48	34,63	34,99	30,55	27,86	28,04
PREZZO MEDIO NEL MERCATO LIBERO	43,81	42,17	32,97	29,70	27,89	30,88
PREZZO MEDIO TOTALE	49,00	44,30	33,45	29,72	27,89	36,58

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

Come ampiamente descritto nel Capitolo 1 di questo Volume, dall'inizio del 2009 le quotazioni internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi hanno ripreso a crescere interrompendo il ripido trend di discesa che avevano mantenuto nella seconda metà del 2008. Dai 40\$/barile registrati a dicembre 2008, il prezzo del greggio Brent è tornato a quotare intorno ai 75 \$/barile alla fine del 2009, ovvero sui valori che si registravano nell'ottobre di un anno prima. Il contemporaneo apprezzamento del cambio dell'euro contro il dollaro statunitense (8,7% nel periodo considerato) ha consentito di contenere la crescita (misurata con la variazione tendenziale dicembre 2009 su dicembre 2008) del prezzo del petrolio in euro al 68,6% contro l'84% delle quotazioni in dollari. Nonostante la ripresa delle quotazioni internazionali del greg-

gio, l'andamento del prezzo del gas per le famiglie, rilevato dall'Istituto nazionale di statistica nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)⁴, è sceso ininterrottamente per tutto il 2009. Ciò grazie anche ai meccanismi di indicizzazione, che consentono di smussare i picchi dei prezzi dei combustibili e di recepirli comunque con un discreto ritardo temporale.

La costante discesa del prezzo nel 2009, confrontandosi inoltre con l'andamento opposto del 2008, periodo durante il quale il prezzo del gas ha registrato un'incessante ascesa, ha consentito di ridurre drasticamente il relativo tasso d'inflazione (che si misura appunto ogni mese calcolandone il tasso di variazione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente) passato dal punto di massimo relativo del 17,4%, misurato a dicembre 2008, al -14,9% di dicembre 2009 (Fig. 3.9).

⁴ Più precisamente, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva il prezzo del gas (che comprende il gas impiegato per riscaldamento, per cottura cibi e produzione di acqua calda, distribuito a mezzo rete urbana o bombole) all'interno della categoria della "spesa per l'abitazione". Il peso dell'indice elementare del gas nel paniere al netto dei tabacchi, pari al 2,0% nel 2008, è salito al 2,3% nel 2009 per tornare al 2,0% nel 2010.

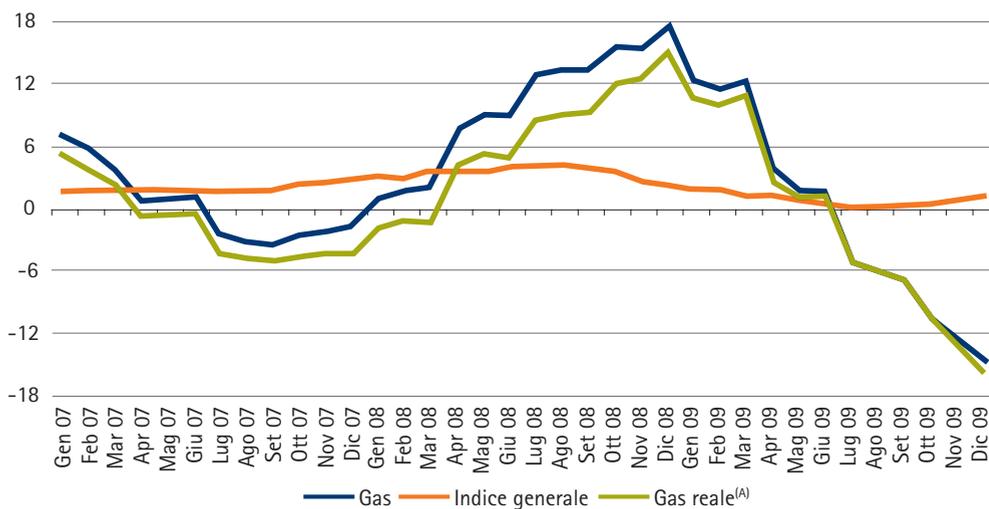


FIG. 3.10
Inflazione generale e del gas dal 2007 al 2009
 Variazioni anno su anno degli indici di prezzo al consumo e del gas

(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale (esclusi i tabacchi).
 Fonte: Elaborazione AEEG su dati dell'Istat, numeri indice per l'intera collettività - Indici nazionali.

In ragione d'anno, il prezzo del gas per le famiglie italiane è cresciuto del 9,7% nel 2008 ed è diminuito dell'1,5% nel 2009. Poiché nei due anni considerati il livello generale dei prezzi è aumentato (del 3,3% nel 2008, seguito dallo 0,7% del 2009), il rincaro del gas nel 2008 risulta inferiore, cioè pari al 6,1%, se valutato in termini reali,

mentre la diminuzione del 2009 risulta più elevata, ovvero pari a -2,2%.

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere osservato anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 3.11).

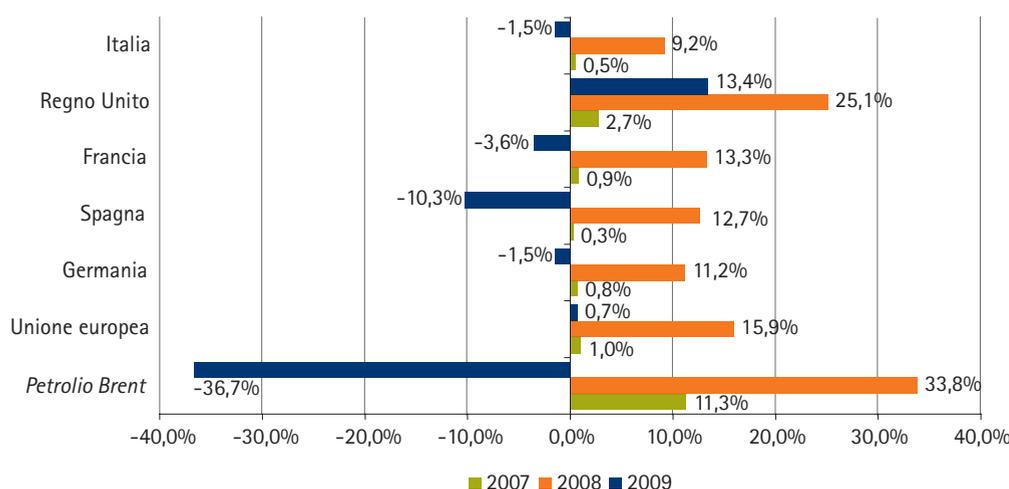


FIG. 3.11
Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei
 Variazioni percentuali sull'anno precedente

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

Quest'analisi mostra per il 2009 come a fronte di un calo del 36,7% del prezzo del petrolio, quello del gas abbia registrato riduzioni più o meno consistenti in 4 dei 5 Paesi considerati. La discesa del prezzo italiano, pari a -1,5%, è perfettamente in linea con quella del prezzo tedesco, mentre riduzioni più elevate si sono manifestate in Francia (-3,6%) e più ancora in Spagna (-10,3%). In controtendenza il Regno Unito, dove si è rilevato un rincaro del 13,4%. Nella media dei 27 Paesi dell'Unione europea il prezzo del gas ha evidenziato una lieve crescita dello 0,7%. Nel 2008 il prezzo italiano aveva mostrato, invece, una variazione nettamente inferiore a quella degli altri Paesi europei considerati: il 9,2% della crescita italiana si confronta infatti con l'11,2% della Germania, il 12,7% della Spagna, il 13,3% della Francia, il 25,1% del Regno Unito. Il dato medio europeo, relativo ai 27 Paesi dell'Unione, pari al 15,9%, è risultato nel 2008 quasi doppio rispetto al nostro dato nazionale, seppure pari alla metà circa del rincaro del petrolio nello stesso anno (33,8%). Anche i dati di confronto europeo paiono mostrare, quindi, come i meccanismi di indicizzazione consentono di rendere il prezzo più stabile nel tempo, impedendogli di seguire da vicino (e con la medesima forza) le forti oscillazioni dei prezzi internazionali dei combustibili.

Prezzo per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo medio nazionale per un consumatore domestico tipo, caratterizzato da un consumo annuo

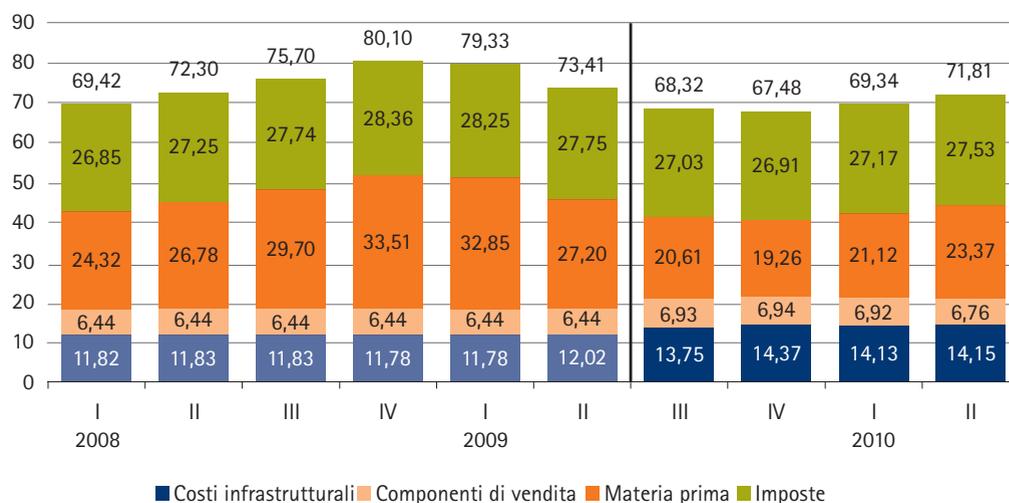
di 1.400 m³ e da un impianto di riscaldamento autonomo (Fig. 3.12). Sino al II trimestre 2009 tale prezzo era calcolato dall'Autorità (per il consumatore puntuale indicato) come media nazionale delle condizioni economiche di fornitura, differenziate localmente, definite dalla stessa Autorità con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138/03, e che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie, accanto a eventuali altre proprie condizioni.

La serie storica tradizionalmente illustrata in queste pagine ha trovato però una soluzione di continuità nel III trimestre dello scorso anno quando è entrato in vigore il nuovo periodo regolatorio quadriennale delle tariffe di distribuzione (descritto in dettaglio nel Capitolo 3 del Volume 2). In quell'occasione, infatti, l'Autorità ha ridisegnato i criteri di formulazione delle tariffe di distribuzione prevedendo, tra l'altro, un riassetto degli ambiti tariffari sui quali esse vengono calcolate. In particolare, da quella data, gli ambiti sono stati fortemente semplificati passando a 6 (vedi *supra*) dagli oltre 2.000 precedenti che al loro interno presentavano una forte variazione tariffaria. In conseguenza di questo provvedimento, l'utente tipo è stato ridefinito: dal III trimestre 2009 nell'ambito del calcolo delle condizioni economiche di fornitura per tale cliente, tutte le componenti variabili localmente sono valorizzate in media nazionale tranne che nel caso della distribuzione. Per tale componente viene utilizzato il valore dell'ambito nord-occidentale, considerato il più rappresentativo per un utente che consuma 1.400 m³ annui e che utilizza il gas anche per il riscaldamento della propria abitazione.

FIG. 3.12

Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

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



Per le ragioni appena illustrate non è corretto effettuare un confronto dell'andamento complessivo delle condizioni economiche di fornitura per il consumatore tipo individuato dall'Autorità né, ancor meno, della sua componente relativa alla copertura del costo della distribuzione (nella figura ricompresa tra i costi infrastrutturali). È tuttavia possibile continuare a confrontare i valori delle altre componenti relative ai costi di vendita, alla materia prima e alle imposte, in quanto tuttora valorizzati in media nazionale per il medesimo consumatore. Le marcate riduzioni registrate nel 2008 dai prezzi internazionali del greggio e dei prodotti petroliferi hanno continuato a riflettersi nell'andamento della componente a copertura dell'acquisto della materia prima (componente QE) sino alla fine del 2009. Ciò grazie al meccanismo di aggiornamento che avviene, com'è noto, ogni trimestre in base a un sistema di indicizzazione (stabilito dall'Autorità) legato, seppure con un certo ritardo temporale, ai prezzi internazionali del petrolio e dei combustibili da esso derivati. Alla riduzione del 2% registrata a gennaio 2009, ne sono seguite altre tre consecutive: -17,2% in aprile, -24,2% in ottobre e ancora un -6,6% in dicembre. All'inizio del 2010 la QE ha ripreso a crescere per effetto della ripresa, prima moderata e poi più consistente, che

ha caratterizzato le quotazioni dei combustibili dall'inizio del 2009. Poiché la QE è, insieme alle imposte, la componente più rilevante in termini di incidenza sul prezzo totale, le notevoli riduzioni del suo valore hanno condotto a una discesa complessiva delle condizioni economiche di fornitura per il consumatore tipo per tutto il 2009.

Il rincaro del 9,6% della componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima verificatosi nel I trimestre del 2010 è stato in parte compensato dalla contemporanea riduzione (-1,2%) della componente a copertura dei costi di distribuzione e da quella relativa alla revisione del costo di trasporto (-3,9%) che si è avuta per l'entrata in vigore del nuovo periodo di regolazione di questa fase, anch'esso caratterizzato da una semplificazione dell'articolazione delle aree tariffarie di uscita dalla Rete nazionale in modo da renderle coerenti con le aree geografiche di applicazione delle tariffe di distribuzione (vedi *supra*). A parte l'aumento della QE non vi sono state altre revisioni nelle componenti delle condizioni economiche di fornitura per il II trimestre del 2010. Complessivamente, dal valore di 67,48 €/m³ che registrava nel IV trimestre 2009, il prezzo medio per il "nuovo" utente domestico tipo ha raggiunto ad aprile 2010 il valore di 71,81 €/m³.

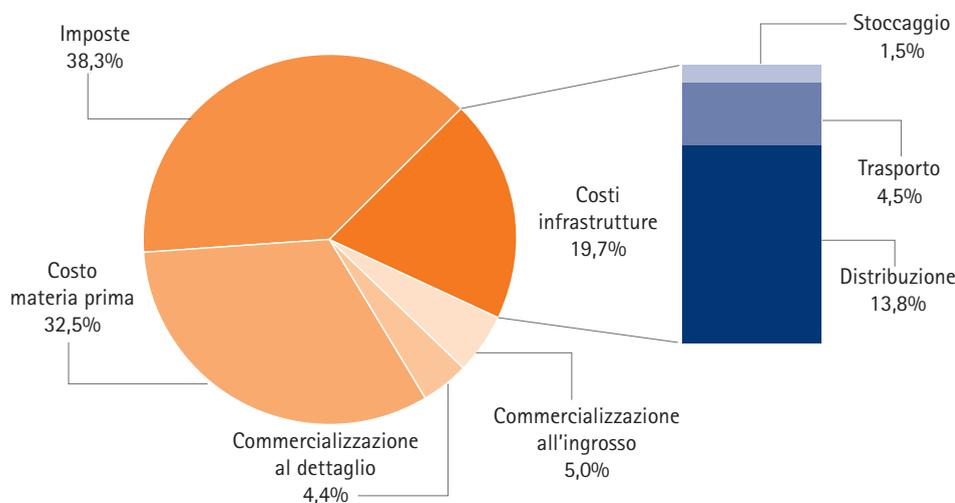


FIG. 3.13

Composizione percentuale all'1 aprile 2010 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

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

All'1 aprile 2010 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.13) risulta composto per il 62% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 38% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del gas per il 32,5%, i costi di

commercializzazione per il 9,4% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 19,7%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione, che incide per il 13,8% sul valore complessivo; il peso dei costi di trasporto è pari al 4,5%, mentre quello della componente per lo stoccaggio è dell'1,5%.

TAV. 3.41

Imposte sul gas

1 gennaio - 31 dicembre 2010;
c€/m³ per le accise e aliquote
percentuali per l'IVA

IMPOSTE Fascia di consumo	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	1,50000	2,60000	3,00000	3,00000	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	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
Calabria	1,90000	2,58228	2,58228	2,58228	0,62490	0,51646
ALIQUOTA IVA (%)	10	10	20	20	10 ^(C)	10 ^(C)

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

(B) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a 0; l'imposta non è più dovuta dal 2002 anche in Lombardia (legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27) e dal 2008 in Basilicata (legge regionale 18 dicembre 2007, n. 28).

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

La tavola 3.41 mostra il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale. Il valori dell'accisa ordinaria riportati nella tavola per le varie fasce di consumo annuo sono quelli in vigore per l'anno 2010. Si tratta delle aliquote, invariate rispetto

allo scorso anno, stabilite dal 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.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

Di seguito viene riportata l'analisi dei dati inerenti la sicurezza e la continuità acquisiti ai sensi della Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas (RQDG) approvata con delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08. L'illustrazione è relativa all'intero settore della distribuzione gas e per alcuni temi quali il pronto intervento, l'ispezione della rete, le dispersioni e la protezione catodica, riguarda le performance delle imprese con un numero di clienti finali maggiore di 100.000. L'analisi è tesa a mettere in evidenza i risultati ottenuti sulla base degli interventi regolatori effettuati dall'Autorità.

La figura 3.14 mostra i dati relativi all'ispezione della rete in bassa e in alta pressione effettuata a partire dal 1997. La regolazione vigente in tema di ispezione della rete ha di fatto confermato quanto previsto dalla delibera dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 168/04. La conferma della regolazione vigente si è rivelata efficace poiché anche per il 2009 si è registrato un ulteriore aumento della rete ispezionata. Infatti anche per l'anno 2009 i livelli minimi individuati dall'Autorità, 20% per la bassa pressione e 30% per la media e alta pressione risultano ampiamente rispettati. L'ispezione effettuata si attesta su valori nettamente superiori al 50%.

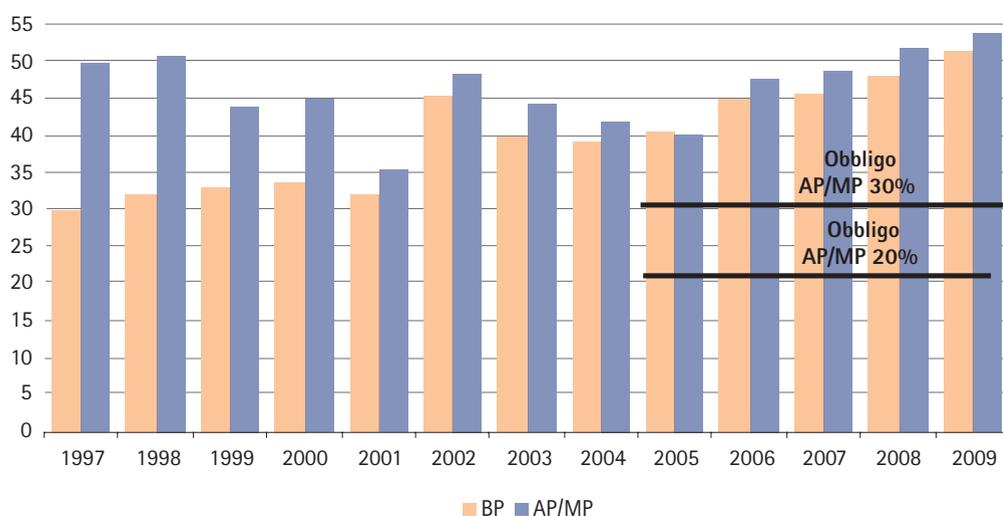


FIG. 3.14

Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2009

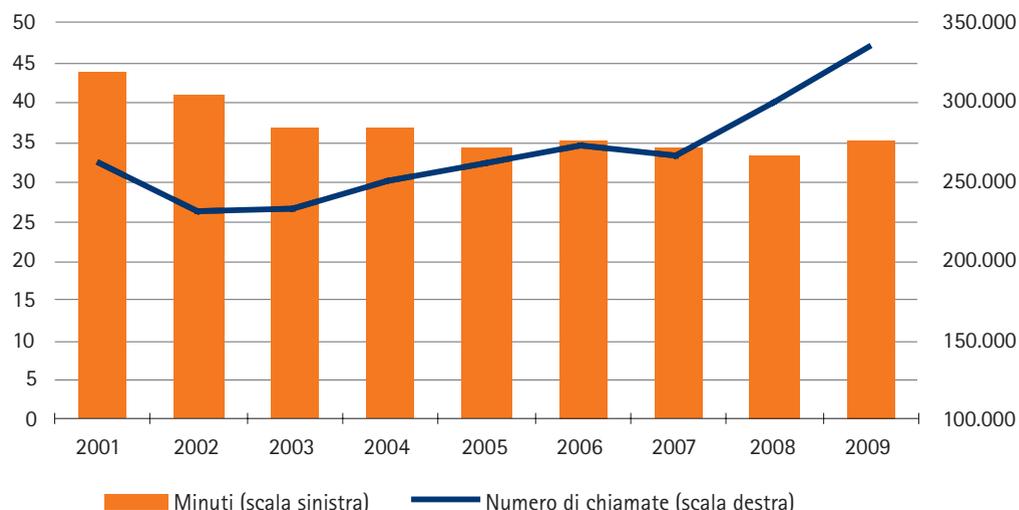
Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Passando al tema del pronto intervento sull'impianto di distribuzione, la figura 3.15 evidenzia come il tempo medio effettivo si attesti su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti. Infatti, a fronte di un aumento in valore assoluto del numero di chiamate di pronto intervento registrate sull'impianto di distribuzione, il tempo di arrivo sul luogo di chiamata è pari al valore medio nazionale di 35 minuti circa. Il numero di chiamate di pronto intervento è aumentato rispetto al 2008 e il tempo medio effettivo ha subito un leggero incremen-

to. Il fenomeno è da ricondurre alla crescita, in valore assoluto, delle chiamate fuori standard per cause imputabili all'impresa distributrice, effetto del rafforzamento della disciplina del pronto intervento gas operato con la RQDG attraverso sia l'estensione graduale del sistema degli incentivi per recuperi di sicurezza a tutti gli operatori, sia l'introduzione, a partire dall'1 luglio 2009, della registrazione vocale delle chiamate accompagnata dall'avvio di una campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende, attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza.

FIG. 3.15

Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2009
Tempo medio effettivo (in minuti) e numero di chiamate



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Le tavole 3.42 e 3.43 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2008 e 2009, suddivise per localizzazione ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto

di distribuzione con la suddivisione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazione da parte di terzi).

TAV. 3.42

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	1.145	1.428	1.246	1.339	5.158
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	199	199	344	328	1.070
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	97	84	143	1.994	2.318
Su gruppo di misura	91	19	47	384	541
TOTALE ANNO 2008	1.532	1.730	1.780	4.045	9.087
Su rete	1.003	1.158	1.195	1.256	4.612
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	215	253	485	392	1.345
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	993	133	284	6.402	7.812
Su gruppo di misura	109	31	118	1.151	1.409
TOTALE ANNO 2009	2.320	1.575	2.082	9.201	15.178

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

TAV. 3.43

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	3.098	1.059	1.233	1.013	6.403
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	4.499	1.784	1.781	2.785	10.849
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	17.489	5.414	7.055	27.707	57.665
Su gruppo di misura	30.448	8.174	6.576	30.033	75.231
TOTALE ANNO 2008	55.534	16.431	16.645	61.538	150.148
Su rete	3.161	1.096	1.048	1.146	6.451
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	4.482	1.753	1.522	2.200	9.957
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	19.975	5.752	7.464	30.966	64.157
Su gruppo di misura	30.885	8.520	6.693	34.731	80.829
TOTALE ANNO 2009	58.503	17.121	16.727	69.043	161.394

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi

Esaminando i dati comunicati dagli esercenti risulta che dal 2008 al 2009:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 9.087 a 15.178; tuttavia, sono diminuite da 6.228 a 5.957 le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose;
- anche le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi sono aumentate, passando da 150.148 a 161.394; tuttavia, come nel caso precedente, le dispersioni normalmente più rischiose, cioè quelle localizzate sulla rete e sulla parte interrata, sono diminuite da 17.252 a 16.408.

L'aumento in valore assoluto è anche dovuto in qualche misura all'aumento sia della rete in esercizio, sia del numero di clienti finali allacciati. Con riferimento al numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per km di rete

dell'anno 2009, limitatamente a quelle registrate su rete e su impianto di derivazione di utenza parte interrata, l'incidenza delle dispersioni a seguito di segnalazioni a livello nazionale si attesta su valori pari a quello registrato lo scorso anno, ovvero uguale a 0,07.

Le tavole 3.44, 3.45, 3.46 e 3.47 si riferiscono alle *performance* per l'anno 2009 relative alle grandi imprese di distribuzione. In particolare si segnala che il numero di distributori, attualmente pari a 32, è diminuito rispetto allo scorso anno di 4 unità. Le aggregazioni risultanti sono dovute a variazioni societarie di soggetti preesistenti.

Più in dettaglio, la tavola 3.44 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. Infatti, l'incidenza del numero di chiamate ogni 1.000 clienti finali sull'impianto (16,59) è maggiore di quella a valle (1,43). La tavola 3.45 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete per l'anno 2009 relative ai

grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione gestiti dallo stesso. La tavola 3.46 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2009 relative ai

grandi distributori. La tavola 3.47 fornisce il riepilogo generale delle attività di protezione catodica relative ai grandi esercenti per l'anno 2009. La tavola dà conto della messa in protezione catodica efficace della rete in acciaio.

TAV. 3.44

Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2009

Numero di clienti finali al 31/12/2009; numero di casi e numero di casi ogni 1.000 clienti finali al 31/12/2008

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
Società Italiana per il Gas	5.045.473	77.668	15,69	4.543	0,92	82.211
Enel Rete Gas	2.126.838	34.356	16,50	1.874	0,90	36.230
A2A Reti Gas	1.223.437	23.865	19,63	3.286	2,70	27.151
Hera	1.096.943	19.519	17,91	825	0,76	20.344
Italcogim Reti	974.901	21.188	22,38	2.281	2,41	23.469
Napoletana Gas	727.446	15.116	21,11	633	0,88	15.749
Toscana Energia	663.245	11.251	17,17	832	1,27	12.083
E.On Rete	602.008	11.075	17,87	834	1,35	11.909
Azienda Energia e Servizi	472.949	8.445	17,89	1.153	2,44	9.598
Gas Natural Distribuzione Italia	413.398	7.354	18,55	1.267	3,20	8.621
Enia	390.160	6.748	17,44	657	1,70	7.405
Ascopiave	331.755	3.312	10,13	463	1,42	3.775
Genova Reti Gas	326.982	5.745	17,53	322	0,98	6.067
Acegas Aps	263.521	2.175	8,29	460	1,75	2.635
Linea Distribuzione	244.389	2.944	12,21	606	2,51	3.550
Consiag Reti	186.213	2.906	15,86	406	2,22	3.312
Gelsia Reti	180.200	2.632	14,82	395	2,22	3.027
Sgr Reti	166.767	1.838	11,21	270	1,65	2.108
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	144.874	2.489	19,38	117	0,91	2.606
Acsm Agam	142.773	1.437	10,11	147	1,03	1.584
Edison D.G.	142.582	2.134	15,19	213	1,52	2.347
Amg Energia	141.364	4.167	29,96	755	5,43	4.922
Dolomiti Reti	138.146	660	4,89	326	2,41	986
Amga Azienda Multiservizi	135.044	1.292	9,70	183	1,37	1.475
Agsm Distribuzione	134.542	2.608	19,20	517	3,81	3.125
Erogasmet	125.731	2.221	17,97	269	2,18	2.490
As Retigas	122.821	1.405	11,49	89	0,73	1.494
Azienda Municipale Del Gas	117.146	1.888	16,24	24	0,21	1.912
Multiservizi	115.947	2.187	19,01	136	1,18	2.323
Coingas	115.758	2.045	17,93	195	1,71	2.240
Acam Gas	110.160	2.118	19,41	230	2,11	2.348
Intesa Distribuzione	108.087	1.029	9,77	341	3,24	1.370
TOTALE	17.231.600	285.817	16,59	24.649	1,43	310.466

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.45

**Rete ispezionata
dai grandi esercenti
nel 2009**

km e valori percentuali

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE RETE ^(A)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE RETE ^(A)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana per il Gas	26.394	10.181	38,6	19.638	8.341	42,5
Enel Rete Gas	18.936	14.754	77,9	12.134	9.600	79,1
A2A Reti Gas	5.749	3.372	58,6	1.873	1.435	76,6
Hera	4.987	3.608	72,4	8.264	6.580	79,6
Italcogim Reti	7.677	4.121	53,7	7.068	3.780	53,5
Napoletana Gas	3.317	1.434	43,2	1.608	838	52,1
Toscana Energia	6.107	1.753	28,7	5.056	1.427	28,2
E.On Rete	5.553	1.980	35,6	3.578	1.328	37,1
Azienda Energia e Servizi	1.113	369	33,2	208	101	48,4
Gas Natural Distribuzione Italia	3.355	1.759	52,4	3.104	1.622	52,2
Enia	2.886	1.732	60,0	2.827	1.867	66,1
Ascopiave	4.374	1.833	41,9	2.179	902	41,4
Genova Reti Gas	1.264	460	36,4	430	163	37,9
Acegas Aps	1.714	1.395	81,4	420	349	83,1
Linea Distribuzione	1.952	1.033	52,9	782	439	56,2
Consiag Reti	1.005	1.005	100,0	559	558	99,7
Gelsia Reti	1.216	604	49,7	262	254	96,6
Sgr Reti	1.253	522	41,7	1.387	566	40,8
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.661	1.369	82,4	679	513	75,6
Acsm Agam	809	454	56,1	222	148	66,6
Edison D.G.	1.406	1.210	86,0	1.104	901	81,6
Amg Energia	560	528	94,4	312	312	100,0
Dolomiti Reti	1.437	771	53,7	719	349	48,5
Amga Azienda Multiservizi	1.546	527	34,1	588	207	35,2
Agsm Distribuzione	893	634	71,0	331	239	72,3
Erogasmet	1.037	222	21,4	464	102	22,0
As Retigas	963	373	38,8	1.132	497	43,9
Azienda Municipale Del Gas	437	151	34,6	123	46	37,5
Multiservizi	591	161	27,2	639	192	30,0
Coingas	1.103	1.103	100,0	720	720	100,0
Acam Gas	1.120	373	33,3	323	148	45,8
Intesa Distribuzione	941	589	62,6	855	514	60,1
TOTALE	113.358	60.382	53,3	79.589	45.037	56,6

(A) L'estensione della rete è comprensiva di quella degli impianti dei comuni in avviamento, in subentro e persi in corso d'anno. Inoltre sono stati considerati gli impianti per i quali l'esercente si è avvalso della deroga ai sensi dell'art. 12, comma 11.3, della RQDG.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.46

**Individuazione
di dispersioni nelle reti
dei grandi esercenti
nel 2009**

Lunghezza rete in km

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI			
			DA RETE ISPEZIONATA	PER km RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER km SEGNALAZIONE DA TERZI
Società Italiana per il Gas	9,12	18.522	1.318	0,07	32.587	0,71
Enel Rete Gas	14,62	24.354	375	0,02	15.398	0,50
A2A Reti Gas	6,23	4.807	1.584	0,33	14.757	1,94
Hera	12,08	10.188	779	0,08	10.925	0,82
Italcogim Reti	15,12	7.901	140	0,02	8.815	0,60
Napoletana Gas	6,77	2.273	85	0,04	9.173	1,86
Toscana Energia	16,83	3.180	61	0,02	5.516	0,49
E.On Rete	15,17	3.308	210	0,06	5.616	0,62
Azienda Energia e Servizi	2,79	470	14	0,03	4.558	3,45
Gas Natural Distribuzione Italia	15,59	3.381	111	0,03	2.989	0,46
Enia	14,64	3.599	114	0,03	3.930	0,69
Ascopiave	19,53	2.735	42	0,02	1.499	0,23
Genova Reti Gas	5,18	623	592	0,95	4.054	2,39
Acegas Aps	8,10	1.744	177	0,10	1.182	0,55
Linea Distribuzione	11,19	1.472	82	0,06	1.672	0,61
Consiag Reti	8,40	1.563	203	0,13	757	0,48
Gelsia Reti	8,20	858	5	0,01	1.330	0,90
Sgr Reti	15,83	1.088	4	0,00	998	0,38
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	16,15	1.882	19	0,01	1.274	0,54
Acsn Agam	7,22	601	4	0,01	643	0,62
Edison D.G.	17,49	2.111	95	0,05	1.214	0,48
Amg Energia	6,15	840	1	0,00	3.143	3,61
Dolomiti Reti	15,61	1.120	20	0,02	247	0,11
Amga Azienda Multiservizi	15,80	734	13	0,02	533	0,25
Agsm Distribuzione	9,10	873	45	0,05	1.119	0,91
Erogasmet	11,94	324	18	0,06	1.504	1,00
As Retigas	17,05	871	13	0,01	841	0,40
Azienda Municipale Del Gas	4,78	197	6.369	32,25	782	1,40
Multiservizi	10,61	352	3	0,01	1.241	1,01
Coingas	15,55	1.823	12	0,01	820	0,45
Acam Gas	13,10	521	73	0,14	852	0,59
Intesa Distribuzione	16,62	1.103	220	0,20	567	0,32
TOTALE	11,19	105.419	12.801	0,12	140.536	0,73

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.47

Protezione catodica
delle reti dei grandi
esercenti nel 2009

km

ESERCENTE	RETE	RETE IN ACCIAIO	RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE RETE ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Società Italiana per il Gas	46.032	34.840	33.872	968	97,2%
Enel Rete Gas	31.070	27.640	24.605	3.035	89,0%
A2A Reti Gas	7.622	4.267	3.469	798	81,3%
Hera	13.252	11.201	8.192	3.010	73,1%
Italcogim Reti	14.745	11.495	10.367	1.128	90,2%
Napoletana Gas	4.925	3.659	3.423	236	93,5%
Toscana Energia	11.163	9.917	9.572	346	96,5%
E.On Rete	9.131	8.315	8.298	17	99,8%
Azienda Energia e Servizi	1.321	508	492	17	96,7%
Gas Natural Distribuzione Italia	6.460	4.907	4.907	-	100,0%
Enia	5.713	5.424	1	5.423	0,02%
Ascopiave	6.553	6.389	6.389	-	100,0%
Genova Reti Gas	1.695	502	84	417	16,8%
Acegas Aps	2.134	687	484	204	70,4%
Linea Distribuzione	2.734	2.373	2.078	295	87,6%
Consiag Reti	1.565	1.475	1.469	6	99,6%
Gelsia Reti	1.478	1.463	1.189	274	81,3%
Sgr Reti	2.639	2.612	2.612	-	100,0%
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	2.340	2.272	2.272	-	100,0%
Acsm Agam	1.030	1.005	1.005	-	100,0%
Edison D.G.	2.511	1.550	1.550	-	100,0%
Amg Energia	872	304	304	-	100,0%
Dolomiti Reti	2.156	1.954	1.931	23	98,8%
Amga Azienda Multiservizi	2.134	1.731	1.661	69	96,0%
Agsm Distribuzione	1.224	909	875	34	96,2%
Erogasmet	1.501	1.501	1.501	-	100,0%
As Retigas	2.095	1.965	1.965	-	100,0%
Azienda Municipale Del Gas	560	531	463	68	87,2%
Multiservizi	1.230	1.040	728	312	70,0%
Coingas	1.823	1.781	1.781	0	100,0%
Acam Gas	1.443	1.337	938	398	70,2%
Intesa Distribuzione	1.796	1.162	1.156	5	99,5%
TOTALE	192.946	156.713	139.631	17.082	89,1%

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Recuperi di sicurezza nel servizio di distribuzione del gas

I recuperi di sicurezza sono calcolati secondo la vecchia disciplina prevista dalla delibera n. 168/04. Il sistema di incentivi prevede due componenti indipendenti. La prima incentiva la riduzione delle dispersioni di gas, mentre la seconda premia un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità. Per il periodo 2006-2008, primo triennio di applicazione del meccanismo incentivante, l'accesso da parte dei distributori al sistema degli incentivi è avvenuto su base

volontaria. La tavola 3.49 riporta gli incentivi relativi all'anno 2008, approvati ai sensi della delibera 8 febbraio 2010, ARG/gas 14/10.

Dal 2010 la nuova disciplina, contenuta nella RQDG, prevede la decorrenza del meccanismo di incentivi e penalità per recuperi di sicurezza per i soggetti con più di 50.000 clienti finali, estesa gradualmente e progressivamente a tutti gli altri soggetti, con esclusione dei distributori di gas diversi dal gas naturale. La stessa definisce altresì che le imprese distributrici di gas naturale con meno di 50.000 clienti finali possano richiedere deroga di partecipazione per il terzo

periodo di regolazione. Inoltre è previsto che la determinazione dei recuperi di sicurezza sia effettuata per ambito provinciale di impresa anziché per singolo impianto di distribuzione, ai fini di assicurare alle imprese distributrici di gas un

ambito di applicazione del sistema incentivante sufficientemente ampio.

La tavola 3.48 dà conto dei 13 distributori e per ogni partecipante evidenzia gli incentivi suddivisi tra le due componenti.

TAV. 3.48

Riepilogo degli incentivi per recuperi di sicurezza relativi all'anno 2008

Numero impianti e incentivi in €

DISTRIBUTORE	ODORIZZAZIONE		DISPERSIONI		TOTALE INCENTIVI
	IMPIANTI	INCENTIVI	IMPIANTI	INCENTIVI	
AMGA – Azienda Multiservizi	24	37.964,49	3	4.812,70	42.777,19
Ascopiave	24	103.792,69	-	-	103.792,69
Napoletana Gas	39	209.967,31	1	8.521,28	218.488,59
Consiag Reti	3	57.592,30	2	265.387,10	322.979,40
Enel Rete Gas	489	653.905,28	73	480.505,89	1.134.411,17
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	32	36.709,40	18	124.323,68	161.033,08
Gas Natural Distribuzione Italia	59	95.769,94	2	11.392,16	107.162,10
Italcogim Reti	104	156.044,77	33	280.523,14	436.567,91
Sgr Reti	2	54.246,63	-	-	54.246,63
Simgas Nord	2	1.601,45	1	7.527,26	9.128,71
Società Italiana per il Gas – Italgas	413	1.469.409,44	23	892.764,58	2.362.174,02
Soelia	5	2.488,98	1	2.719,08	5.208,06
Totale	1.196	2.879.492,68	157	2.078.476,87	4.957.969,55

In particolare risulta che gli impianti di distribuzione del gas interessati sono stati in totale 1.196, di cui tutti per la componente legata all'odorizzazione e solo 157 anche per la componente dispersioni.

La ragione per la quale il numero più elevato di impianti incentivati è relativo alla componente legata all'odorizzazione è da attribuirsi alla maggiore semplicità del meccanismo di otteni-

mento rispetto a quello della componente legata alle dispersioni. Infatti, mentre l'effettuazione di un numero di misure di odorizzazione almeno pari al minimo obbligatorio garantisce in maniera diretta l'ottenimento della componente "odorizzazione" degli incentivi, gli investimenti messi in atto da un distributore per la riduzione delle dispersioni producono di norma effetti sulla componente "dispersioni" in tempi più lunghi e in maniera indiretta.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

Servizio di distribuzione del gas naturale

La tavola 3.49 evidenzia per l'anno 2009 due fenomeni. Il primo è la convergenza tra il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso e il numero dei rimborsi effettivamente pagati. Il secondo è rappresentato dalla progressiva diminuzione del numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico. Sono confermati, pertanto, la tempestività di corresponsione degli indennizzi nel rispetto delle regole fissate dall'Autorità e l'ulteriore miglioramento del servizio in termini di diminuzione dei fuori standard rispetto all'anno 2008. A fronte di 15.578 casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso corrispondenti a 15.783 indennizzi corrisposti, risulta erogato un ammontare di poco maggiore a 1.000.000 euro. Particolarmente significativa è la progressiva diminuzione dei casi di mancato rispetto e conseguentemente degli indennizzi. Il fenomeno è registrato per il terzo anno consecutivo. La diminuzione dei casi di mancato rispetto per cause riconducibili all'impresa di distribuzione è un segnale di una miglior organizzazione delle stesse imprese che riescono a rispondere alle esigenze del cliente finale con una sempre maggiore tempestività e prontezza.

Va, tuttavia, evidenziato che la tavola comprende anche i dati relativi ai nuovi livelli specifici attualmente in vigore: l'invio al venditore del resoconto della verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale, la riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità. Generalmente

l'introduzione degli standard precedenti è dovuta alla necessità di rafforzare i meccanismi di tutela del cliente finale. In particolare per quanto attiene alla prestazione di invio al venditore del resoconto della verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale, l'Autorità ha ritenuto opportuno fissare la tempistica massima entro la quale il documento deve essere inviato al venditore. L'intento è quello di raccogliere ulteriori informazioni finalizzate a monitorare il fenomeno.

In relazione alla riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità, l'Autorità ha ravvisato l'esigenza di stabilire che, nei casi di sospensione della fornitura di gas conseguente a interventi nel corso dei quali venga riscontrata una situazione di potenziale pericolo per la pubblica incolumità a valle del punto di riconsegna, il distributore debba provvedere a riattivare la fornitura dopo aver ricevuto dal cliente finale la documentazione attestante l'avvenuta messa a norma dell'impianto del cliente finale stesso, con la tempestività già stabilita dall'Autorità per i casi di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità. Infatti, a seguito di segnalazioni di clienti finali e tramite articoli comparsi sugli organi di stampa, l'Autorità ha appreso di casi di sospensione della fornitura di gas conseguente a interventi nel corso dei quali era stata riscontrata una situazione di potenziale pericolo per la pubblica incolumità a valle del punto di riconsegna, in occasione dei quali il distributore non ha provveduto a riattivare tempestivamente la fornitura dopo aver ricevuto dal cliente finale la documentazione attestante l'avvenuta messa a norma dell'impianto del cliente finale stesso, con gravi disagi per quest'ultimo.

TAV. 3.49

Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Anni 1997-2008; esercenti con più di 5.000 clienti finali

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
CARTA DEI SERVIZI		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
1999	11.212	1.64
2000	14.635	3.709
REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE		
2001	16.424	12.086
2002	14.651	13.368
2003	11.766	8.535
2004	25.826	19.249
2005	34.33	31.189
2006	31.439	35.146
2007	43.741	43.886
2008	19.954	19.265
2009	15.578	15.783

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

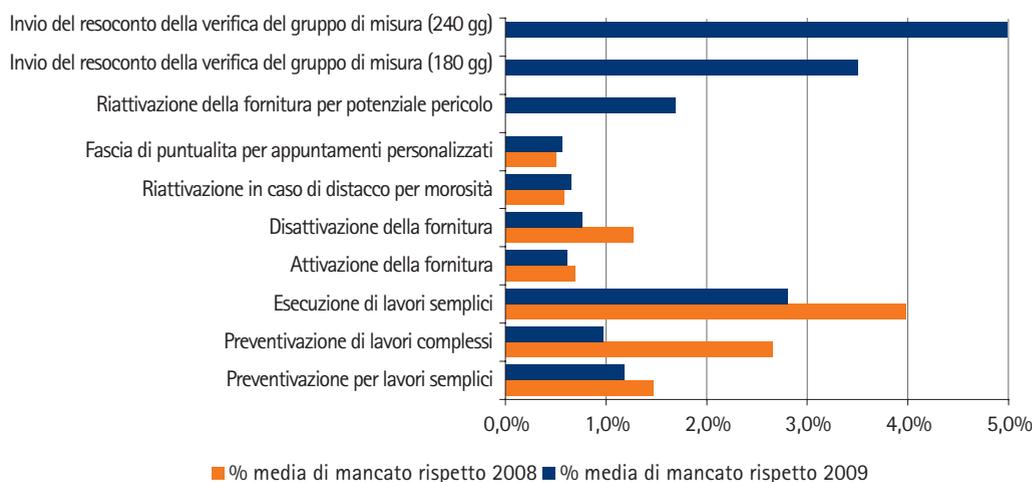
Anche per l'anno 2009 l'esecuzione di lavori semplici è la prestazione che ha generato il maggior numero di fuori standard e quindi di indennizzi corrisposti; l'attivazione della fornitura è invece lo standard specifico più numeroso. L'attivazione della fornitura copre da sola quasi il 39% del totale delle prestazioni erogate, seguono la disattivazione e quindi l'esecuzione di lavori semplici. Il 96% delle richieste è da attribuire alla tipologia di

utenza con misuratore fino alla classe G6 (utenza domestica). I dati relativi all'utenza domestica sono riportati nella tavola 3.51. Relativamente al mancato rispetto (Fig. 3.16), si osserva che i valori registrati per l'anno 2009 evidenziano un tendenziale miglioramento. Va comunque sottolineata, fra le prestazioni che presentano un lieve peggioramento, la riattivazione in caso di distacco per morosità.

FIG. 3.16

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale

Anni 2008-2009; esercenti con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Effettuando il confronto fra le diverse prestazioni risulta particolarmente alta la percentuale di mancato rispetto per l'invio del resoconto della verifica del gruppo di misura introdotto per la prima volta nel 2009. Il livello specifico consiste nel tempo massimo per l'invio del resoconto della verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale da parte dell'impresa distributrice al venditore. Il resoconto deve essere inviato entro 180 giorni solari dalla data di ricevimento da parte dell'impresa distributrice della conferma della richiesta di verifica del gruppo di misura inviata dal venditore, nel caso in cui sia tecnicamente possibile effettuare la verifica presso il cliente finale. Il termine è prorogato di ulteriori 60 giorni solari nel caso in cui non sia tecnicamente possibile effettuare la verifica presso il cliente finale e comprende nel computo anche il tempo intercorrente tra la data di invio del gruppo di misura al laboratorio qualificato e la data di restituzione del

gruppo di misura da parte del laboratorio stesso.

L'impresa distributrice è tenuta al pagamento di un indennizzo automatico, pari a 30 €, al venditore interessato (che a sua volta è tenuto a riconoscerlo al cliente finale interessato), per ogni richiesta di verifica del gruppo di misura per la quale non abbia rispettato i tempi massimi previsti dal presente comma per l'invio del resoconto della verifica del gruppo di misura per cause imputabili all'impresa distributrice stessa.

In relazione al tempo medio effettivo registrato, va evidenziato che per tutte le prestazioni per i clienti con misuratore fino a G6 esso è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità (Fig. 3.17). In particolare il tempo registrato per la riattivazione in caso di distacco per morosità si attesta su un giorno lavorativo a fronte di uno standard da rispettare pari a 2 giorni lavorativi.

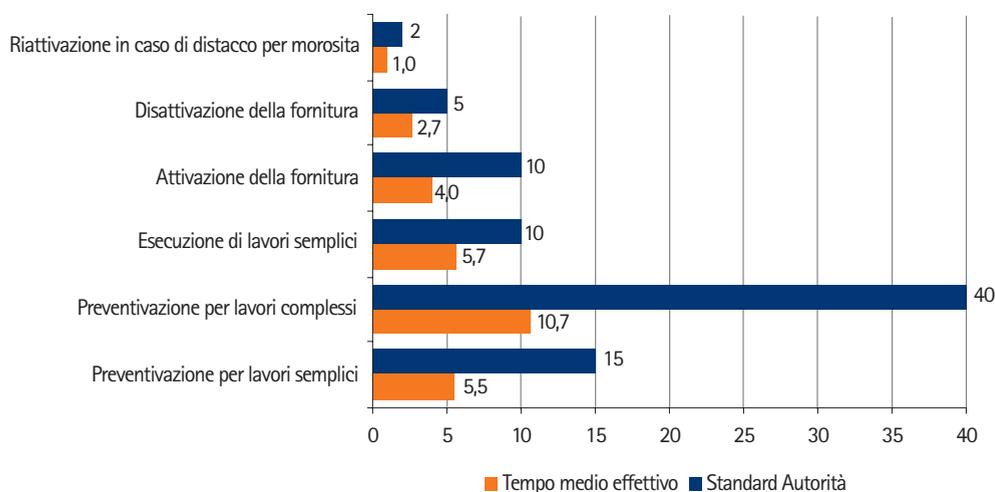


FIG. 3.17

Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6

Anno 2008; esercenti con più di 5.000 clienti finali

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa, costituita dai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, la tavola 3.50 presenta, per gli anni 2008 e 2009, i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico. Si segnala, limitatamente al 2009, la presenza del livello specifico di verifica della pressione di fornitura. Va sottolineato, per tutte le prestazioni, un

sostanziale rispetto degli standard fissati dall'Autorità. La numerosità delle prestazioni si attesta nei due anni su valori simili, gli indennizzi subiscono, viceversa, una lieve diminuzione passando dai 18.374 del 2008 ai 15.089 del 2009. Insieme a un aumento del numero di richieste per appuntamenti personalizzati si registra un significativo aumento degli indennizzi pagati. I relativi rimborsi sono quasi raddoppiati.

Per le prestazioni di esecuzione di lavori complessi, gruppi di misura sostituiti, risposta reclami o richieste scritte verifica gruppo di misura sono al momento previsti standard generali di qualità e dun-

que non sono contemplati indennizzi automatici. Allo stato attuale gli standard generali consentono di monitorare l'andamento della qualità commerciale e di intercettare eventuali profili di criticità.

TAV. 3.50

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

Anni 2008-2009

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2008			ANNO 2009		
		NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	239.729	5,4	2.801	216.392	5,5	2.363
Preventivazione per lavori complessi	40 giorni lavorativi	10.554	13,0	197	7.987	10,7	37
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	184.981	6,2	5.573	169.363	5,7	4.523
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	678.298	4,1	4.842	654.714	4	4.079
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	320.501	2,6	3.988	335.710	2,7	2.624
Riattivazione per morosità	2 giorni feriali	64.681	0,9	385	78.343	1	504
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	141.826	-	588	171.413	-	959
TOTALE	-	1.640.560	-	33.822	1.633.922	-	185.089

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Nel periodo 1 ottobre 2008 – 30 settembre 2009, quinto anno di attuazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40/04, il numero di impianti di utenza nuovi accertati diminuisce. In partico-

lare il numero di accertamenti con esito positivo cala, rispetto all'anno termico 2007-2008, del 14%. Va sottolineato che per il primo anno termico si è registrata una significativa diminuzione, pari al 53%, sia degli accertamenti negativi sia degli impianti accertati un maggior numero di volte. Più precisamen-

te, a fronte di circa 390.000 accertamenti il sistema ha riscontrato un numero di riscontri negativi e, conseguentemente, di impianti con più di un accertamento, inferiore a 9.000 unità. Il risultato conseguito è importante poiché è il riscontro tangibile dell'efficacia del Regolamento. Con il tempo le procedure introdotte con la delibera n. 40/04 sono, infatti, diventate una prassi consolidata con un sempre crescente aumento della tutela dei consumatori.

Le tavole 3.51 e 3.52 danno conto degli accertamenti effettuati. La prima contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica.

La tavola 3.52 suddivide gli accertamenti effettuati per tipologia dimensionale delle imprese distributrici. Sono messi in evidenza le richieste con accertamento positivo, le richieste con accertamento negativo e gli impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 34,8 kW	339.599	7.312	7.231
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	42.166	1.111	1.046
> 116 kW	5.997	327	296
TOTALE	387.762	8.750	8.573

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.51

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori

Anno termico 2008-2009

DISTRIBUTORI	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grandi	300.643	6.550	5.345
Medi	72.302	2.024	1.895
Piccoli	14.817	176	1.333
TOTALE	387.762	8.750	8.573

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.52

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori di gas in funzione della dimensione del distributore

Qualità del trasporto

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185/05, e sue successive modifiche e integrazioni, l'Autorità ha introdotto le disposizioni a cui ogni impresa di trasporto deve attenersi al fine di garantire un monitoraggio più puntuale della misura del 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 e relativi ai punti di misura di un'area omogenea di prelievo (AOP) e ai punti di misura in ingresso della rete di trasporto, per l'anno termico 2008-2009 si segnala un incremento dei gascromatografi installati pari all'88%. In particolare si evidenzia che i punti sono dotati di

277 gascromatografi, di cui 179 risultano di proprietà dei trasportatori e 98 di proprietà di terzi.

Assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

Dalla rilevazione statistica degli incidenti da gas combustibile, elaborata dal Comitato italiano gas (CIG) in ottemperanza alla RQDG, per l'anno termico 2008-2009, risultano 225 sinistri a valle del punto di consegna riconducibili alla definizione di cui alla delibera 12 dicembre 2003, n. 152/03.

In ottemperanza al comma 3.3 della delibera n. 152/03, il CIG ha trasmesso all'Autorità, con riferimento all'anno termico concluso, un resoconto sintetico delle denunce di sinistro pervenute e dello stato delle procedure di risarcimento dall'1 ottobre 2008 al 30 settembre 2009. Il numero totale di denunce di sinistro è stato pari a 84.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Anche per il 2009 l'Istat ha effettuato la rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici per l'erogazione dei servizi di energia elettrica e di gas. L'indagine ha raggiunto per i servizi gas oltre 187.000 famiglie, monitorando a livello regionale la soddisfazione delle stesse relativamente agli aspetti oggetto di regolazione della qualità, quali per esempio la frequenza di lettura dei contatori, la comprensibilità della bolletta e il giudizio

sull'informazione riguardo ai servizi. Si tratta di un'indagine iniziata nel 1998 e ripetuta ogni anno: a tal proposito si precisa che non si dispone dei risultati della rilevazione per l'anno 2004, in quanto dal 2004 l'indagine viene svolta nel mese di febbraio mentre fino al 2003 l'indagine veniva svolta nel corso del mese di novembre. Per gli aspetti di natura generale si rimanda al paragrafo "Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici della qualità del settore elettrico" del Capitolo 2 di questo Volume. L'Autorità e l'Istat hanno stipulato anche per gli anni 2010-2014 una convenzione finalizzata alla rilevazione della soddisfazione.

Nel 2009 il livello generale di soddisfazione dell'utenza rispetto all'anno passato è aumentata di un punto percentuale circa. A eccezione del Nord-Ovest, nel 2009 il grado di soddisfazione complessiva si è attestato su valori nettamente maggiori di quelli registrati l'anno precedente (Tav. 3.53). Relativamente alla differenziazione della soddisfazione dal punto di vista geografico, si può osservare che il grado di soddisfazione del Nord-Est, seppure aumentato rispetto allo scorso anno, si attesta sul valore più basso fra quelli analizzati.

Coerentemente a quanto osservato per la soddisfazione complessiva anche per i singoli fattori (frequenza lettura, comprensibilità bolletta, informazioni sul servizio) va evidenziata una generale crescita della soddisfazione (Tav. 3.54). In particolare si sottolinea una maggior soddisfazione rispetto all'anno precedente relativamente al fattore "informazioni sul servizio".

TAV. 3.53

Soddisfazione complessiva per il servizio gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009
Nord-Ovest	94,9	95,0	94,6	94,7	95,4	94,7	94,7	92,9	94,2	92,4	91,9
Nord-Est	94,5	94,8	94,0	94,5	93,1	94,3	92,3	91,5	91,1	88,1	89,3
Centro	94,3	95,7	94,9	94,3	95,0	94,6	92,9	92,7	93,7	91,6	92,6
Sud	94,5	95,1	94,9	96,0	94,0	93,9	92,5	92,9	94,0	90,6	92,6
Isole	89,6	95,6	91,5	96,3	94,6	90,8	95,3	93,3	93,4	92,0	92,2
ITALIA	94,5	95,2	94,5	94,9	94,6	94,3	93,4	92,6	93,4	90,9	91,7

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2009.

TAV. 3.54

Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009
Frequenza lettura	86,1	86,9	85,7	82,9	82,4	81,0	78,5	80,9	82,0	78,6	79,0
Comprensibilità bolletta	80,2	81,5	79,6	80,4	78,4	77,0	74,4	74,4	75,2	69,5	71,2
Informazioni sul servizio	79,4	81,1	79,5	79,0	77,3	75,8	72,9	73,2	74,8	69,2	71,4
SODDISFAZIONE GLOBALE	94,5	95,2	94,5	94,9	94,6	94,3	93,4	92,6	93,4	90,9	91,7

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2009.

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione strategie, studi
e documentazione
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano
Tel. 02655651
e-mail: info@autorita.energia.it

Allea S.r.l.

Progetto grafico

Imago Media S.r.l.



Stampa e diffusione

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.a.
Stabilimento Salario – Roma
