

# 3.

Struttura, prezzi  
e qualità nel  
settore gas

---

# Domanda e offerta di gas naturale

---

Il 2007 è stato un altro anno di relativa stabilità nel settore del gas naturale: secondo i dati preconsuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico (MSE), lo scorso anno il consumo di gas in Italia è cresciuto solo dello 0,5%. Complice un inverno relativamente mite, la domanda di gas è infatti passata dagli 84,5 G(m<sup>3</sup>) del 2006 agli 84,9 G(m<sup>3</sup>) del 2007. La produzione nazionale, come ormai da molti anni, ha continuato a ridursi scendendo poco sotto la soglia dei 10 G(m<sup>3</sup>). Grazie all'uso degli stoccaggi, da cui sono stati prelevati complessivamente circa 1,3 G(m<sup>3</sup>), anche le importazioni dall'estero sono diminuite del 4%, scendendo a 73,9 dai 77,4 G(m<sup>3</sup>) del 2006. Il bilancio del settore nell'anno precedente, tradizionalmente commentato in queste pagine, presenta i dati che emergono dalle prime elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori raccolte con l'indagine annuale dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) sull'evoluzione dei mercati regolati. Diversamente dal passato, tuttavia, quest'anno il bilancio è stato redatto aggregando i dati ricevuti dalle singole società nei rispettivi gruppi societari, e dunque non è strettamente confrontabile con quello degli anni precedenti. I gruppi sono stati inoltre suddivisi per dimensione, considerando il valore complessivo degli autoconsumi più le vendite (sia al mercato finale, sia a quello all'ingrosso). Anche in base alle dichiarazioni degli operatori (Tav. 3.1) il con-

sumo di gas in Italia appare in sostanziale stabilità rispetto allo scorso anno: sommando alle vendite, che hanno toccato 69,1 G(m<sup>3</sup>), gli autoconsumi, pari a 13,2 G(m<sup>3</sup>), si ottiene infatti un consumo complessivo stimabile in 82,3 G(m<sup>3</sup>). Tale consumo è stato coperto per 8,8 G(m<sup>3</sup>) con la produzione nazionale e principalmente con le importazioni, che hanno raggiunto 73,2 G(m<sup>3</sup>). Parte del gas è arrivato anche dagli stoccaggi: la variazione delle scorte mostra infatti un valore positivo, pari a 1,3 G(m<sup>3</sup>).

Sul fronte dell'approvvigionamento è apprezzabile lo sforzo dei gruppi minori che hanno realizzato 0,6 G(m<sup>3</sup>) di produzione e procurato circa 9 G(m<sup>3</sup>) di importazioni, seppure per un terzo mediante acquisti da Eni Spa oltre frontiera. Le scorte sono state utilizzate dai gruppi di più ampia dimensione, probabilmente anche in virtù della loro maggiore specializzazione nelle vendite destinate ai grandi consumatori industriali e termoelettrici, mentre i piccoli sembrano aver accumulato un eccesso di scorte, forse in previsione di un inverno freddo che in effetti poi non si è verificato.

La maggior parte degli acquisti sul territorio nazionale avviene dal gruppo Eni, che da solo copre quasi il 40% del mercato all'ingrosso. Una parte degli acquisti da tale gruppo avviene sulla base della cosiddetta *gas release*. Si tratta di cessioni di gas che Eni ha effettuato in esito a istruttorie dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato che hanno dimostrato l'abuso di

posizione dominante da parte della società. In particolare, la *gas release* alla frontiera è stata decisa in esito al provvedimento A329B (Blugas-Snam) del 18 marzo 2004 per quattro anni termici, sino al settembre 2008, mentre a seguito del provvedimento A371 (Gestione e utilizzo della capacità di rigassificazione) del 19 aprile 2006 Eni sta realizzando una nuova *tranche* di cessioni da effettuarsi esclusivamente al Punto di scambio virtuale (PSV) per due anni termici a partire da ottobre 2007.

Rispetto allo scorso anno le transazioni al PSV sono più che raddoppiate e hanno raggiunto quasi un quinto del volume complessivamente ceduto dagli operatori sul territorio nazionale.

Gli autoconsumi costituiscono una voce molto importante per i gruppi che possiedono la generazione elettrica. Come si vede, la cifra è rilevante per i gruppi Eni ed Edison Spa, nonché per i gruppi di più ampia dimensione. La voce autoconsumi di Enel Spa è nulla in quanto il gas destinato alle proprie centrali viene venduto al pari di una normale cessione alle società che all'interno del gruppo effettuano la produzione elettrica, come si può vedere anche dal

fatto che le vendite al settore della generazione termoelettrica di Enel rappresentano quasi il 70% delle vendite finali del gruppo.

Rispetto allo scorso anno il mercato libero è cresciuto e ha quasi raggiunto tre quarti del mercato complessivo (l'anno scorso era il 68,7%).

I gruppi di dimensioni minori, con vendite che sono inferiori ai 100 M(m<sup>3</sup>), concentrano l'attività sul mercato finale, in particolare sul mercato tutelato al quale destinano il 60% del gas. Tali gruppi sembrano, infatti, particolarmente specializzati nelle vendite ai clienti domestici: la quota di gas destinato a tale settore è per questa classe di operatori pari al 55% delle vendite finali, a fronte di quote che oscillano dall'8% di Edison al 44% dei gruppi che vendono fino a 1 G(m<sup>3</sup>). Del resto, fatta eccezione per il gruppo Edison, la quota di gas destinata alle famiglie cresce al diminuire del volume complessivo di gas venduto, a dimostrazione di come i piccoli operatori non riescano a essere competitivi su clienti con consumi decisamente più consistenti. Il contrario accade per la generazione elettrica che è rifornita principalmente dai gruppi più ampi.

TAV. 3.1

### Bilancio del gas naturale 2007

G(m<sup>3</sup>); valori riferiti ai gruppi industriali

	Eni	Enel	Edison	2-5 Gm <sup>3</sup>	1-2 G(m <sup>3</sup> )	0,1-1 G(m <sup>3</sup> )	< 0,1G(m <sup>3</sup> )	Totale
Produzione nazionale netta	7,9	-	0,7	-	-	0,6	0,0	9,1
Importazioni nette <sup>(A)</sup>	47,1	9,3	5,9	7,7	2,1	1,1	0,0	73,2
- di cui vendite Eni oltre frontiera	-	-	1,2	3,0	0,1	-	-	4,4
Variazioni scorte	1,3	0,2	0,2	0,0	-0,1	-0,3	0,0	1,3
stoccaggi al 31 dicembre 2006	4,3	1,0	0,8	1,0	0,2	0,5	0,0	7,7
stoccaggi al 31 dicembre 2007	2,9	0,7	0,6	1,0	0,3	0,8	0,0	6,4
Acquisti sul territorio nazionale	2,1	8,5	5,9	12,4	6,0	14,9	4,4	54,2
da Eni	1,0	3,0	3,6	4,9	2,4	5,1	1,2	21,2
- di cui <i>gas release</i> alla frontiera	-	0,1	0,2	0,8	0,2	0,5	0,1	1,8
- di cui <i>gas release</i> al PSV	0,0	0,0	-	0,6	0,1	0,1	0,0	0,9
da Enel	-	4,8	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	5,5
da Edison	0,0	0,3	0,7	0,1	1,1	1,2	0,5	3,8
da altri operatori	1,1	0,3	1,4	7,4	2,5	8,4	2,6	23,7
Cessioni ad altri operatori	22,4	5,7	4,3	8,8	4,4	7,8	0,4	53,8
- di cui vendite al PSV	2,8	0,2	0,5	1,5	1,8	2,1	0,1	9,0
Trasferimenti netti	-22,5	-6,5	-4,3	-8,7	-4,2	-7,5	-0,5	-0,1
Consumi e perdite <sup>(B)</sup>	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	1,0
Autoconsumi	4,7	-	6,1	1,4	0,8	0,2	0,0	13,2
Vendite finali	30,5	11,3	2,2	9,9	2,9	8,3	3,9	69,1
al mercato libero	24,2	9,5	1,9	6,9	1,8	4,2	1,6	50,0
al mercato tutelato	6,3	1,9	0,2	3,0	1,2	4,1	2,4	19,1
Vendite finali per settore	30,5	11,3	2,2	9,9	2,9	8,3	3,9	69,1
generazione elettrica	11,6	7,8	1,5	1,7	0,7	0,7	0,1	24,2
industria	12,3	1,5	0,4	3,8	0,9	2,4	0,9	22,2
commercio	1,7	0,3	0,0	1,0	0,3	1,5	0,8	5,6
domestico	5,0	1,7	0,2	3,3	1,0	3,7	2,2	17,0

(A) Le importazioni sono al netto delle riesportazioni.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

# Mercato e concorrenza

## Struttura dell'offerta di gas

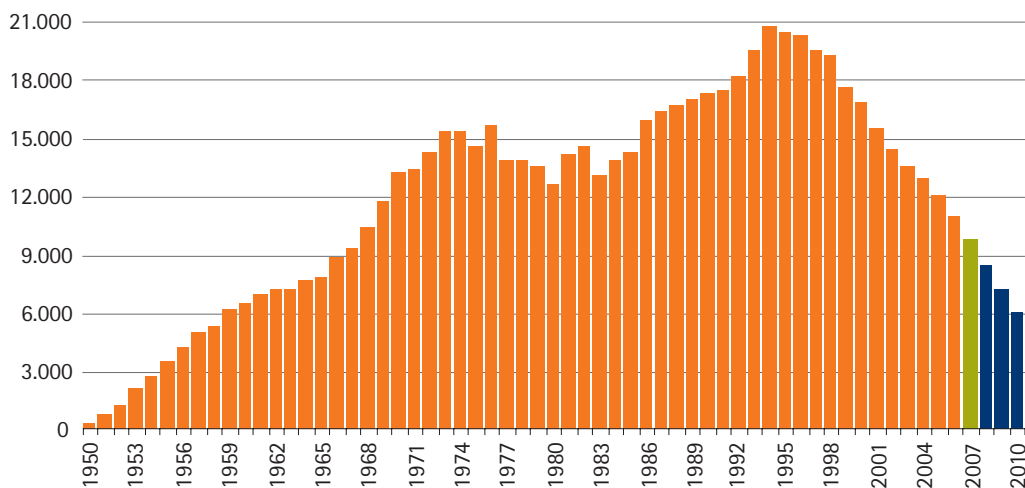
### Produzione nazionale

La produzione nazionale ha registrato l'ennesima riduzione, scendendo nel 2007 sotto la soglia dei 10 G(m<sup>3</sup>). Come previsto dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2007 la produzione si è fermata infatti a 9.706 M(m<sup>3</sup>), diminuendo di ulteriori 11,7 punti percentuali rispetto al 2006. La quota della produzione nazionale sul totale dei consumi si è quindi ulteriormente ridotta al 12,5%, dal 14% dello scorso anno (era al 33,6% nel 1997).

Nella figura 3.1 è riportata la curva storica della produzione nazionale e della produzione prevista sino al 2010.

Alla consueta indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità hanno risposto 9 società che nel 2007 hanno prodotto complessivamente 9.132 M(m<sup>3</sup>) di gas naturale. Rispetto al dato di produzione preconsuntivo diffuso dal Ministero dello sviluppo economico, la copertura dell'indagine è quindi del 94%.

Il segmento della produzione di gas naturale in Italia è dominato dal gruppo Eni che possiede la quota di produzione naziona-



Fonte: MSE.

FIG. 3.1

### Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950

M(m<sup>3</sup>); valori storici dal 1950 al 2006; preconsuntivo 2007 e previsioni dal 2008 al 2010

SOCIETÀ	M(m <sup>3</sup> )	QUOTA %
Gruppo Eni	7.875	86,2
Gruppo Edison	674	7,4
Gruppo Royal Dutch Shell	340	3,7
Gruppo Gas Plus	236	2,6
Altri	6	0,1
<b>TOTALE</b>	<b>9.132</b>	<b>100,0</b>
TOTALE (Fonte: MSE)	9.706	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.2

### Produzione di gas naturale in Italia nel 2007

le maggioritaria e di gran lunga superiore ai suoi concorrenti, pari all'86,2%. Al secondo e al terzo posto, infatti, vi sono il gruppo Edison con il 7,4% e il gruppo Royal Dutch Shell con il 3,7%. Il gruppo Gas Plus segue a una certa distanza con una quota del 2,6% (Tav. 3.2). Le quote dei gruppi indicate si riducono se calcolate sul valore di produzione nazionale di 9.706 M(m<sup>3</sup>) diffuso dal Ministero dello sviluppo economico: utilizzando quest'ultimo dato, infatti, Eni scende all'81%, Edison al 6,9%, Shell al 3,5% e Gas Plus al 2,4%. Come si vede, tuttavia, anche l'utilizzo del totale più ampio non muta la significatività dei dati raccolti e della situazione concorrenziale da essi evidenziata.

### Importazioni

Nonostante la riduzione delle quantità importate rispetto al 2006, la dipendenza dell'Italia dalle importazioni resta sensibilmente elevata. Secondo i dati preconsuntivi del Ministero dello sviluppo economico, nel 2007 sono stati importati 73.882 M(m<sup>3</sup>), il 4,1% di gas in meno rispetto al 2006, complessivamente l'87% del gas immesso in rete (Fig. 3.2).

Le principali fonti di approvvigionamento via gasdotto, entrambe extracomunitarie, sono la Russia e l'Algeria. La figura 3.3 illustra la ripartizione dei volumi di gas di importazione in base alla nazione di provenienza (fisica e non contrattuale).

Anche nel 2007 il primato di volumi di gas importati spetta all'Algeria, da cui proviene il 33,2% del gas totale importato. Da questo paese il gas arriva principalmente via gasdotto, al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo (22.153 dei 24.584 M(m<sup>3</sup>) giunti dall'Algeria sono entrati per questa via), e in misura minore via nave, rigassificato presso l'impianto di Panigaglia. Seguono le importazioni dalla Russia (30,7%) che arrivano in Italia via gasdotto attraverso i punti di entrata della rete nazionale di Tarvisio e Gorizia. La Libia è divenuto il terzo più importante paese di origine delle importazioni di gas in Italia; nel 2007 la sua quota ha raggiunto il 12,5%, superando per la prima volta le quote di Paesi Bassi e Norvegia, presi singolarmente.

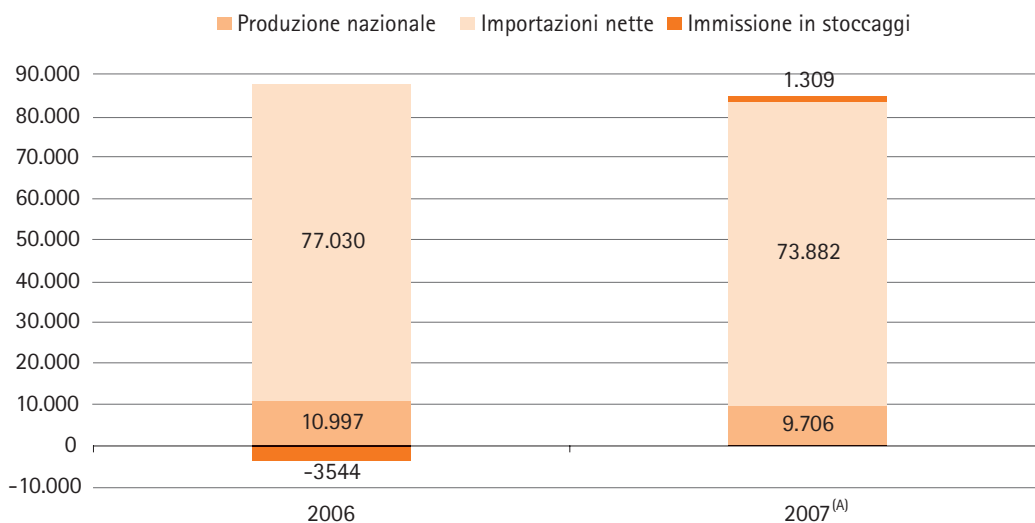
Le importazioni dai paesi del Nord Europa, infatti, che insieme rappresentano il 18,4%, sono quelle provenienti dai Paesi Bassi (10,9%) e dalla Norvegia (7,5%), che arrivano in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries (presso il confine svizzero). Il restante 5,2% del gas importato proviene da altri paesi.

Presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia, in Liguria, nel 2007 sono stati rigassificati e immessi in rete circa il 3,2% dei volumi di importazione.

Hanno risposto all'indagine annuale dell'Autorità, 25 soggetti importatori<sup>1</sup> che nel 2007 risultano aver complessivamente importato in Italia 73.317 M(m<sup>3</sup>) (Tav. 3.3). Il dato complessivo che

FIG. 3.2

### Immissioni in rete nel 2006 e nel 2007 M(m<sup>3</sup>)



(A) Per il 2007 dati preconsuntivi.

Fonte: MSE.

<sup>1</sup> Per "importatore" si intende il soggetto che ai fini degli obblighi doganali è titolare del gas alla frontiera italiana.

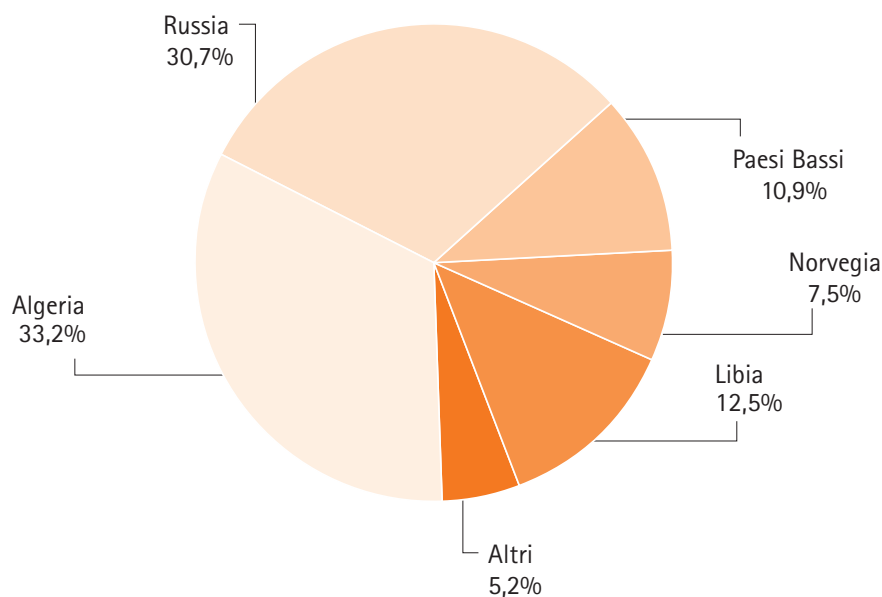


FIG. 3.3

### Importazioni lorde di gas nel 2007 secondo la provenienza

Valori percentuali

Fonte: Elaborazione su dati MSE.

TAV. 3.3

### Importazioni lorde di gas in Italia

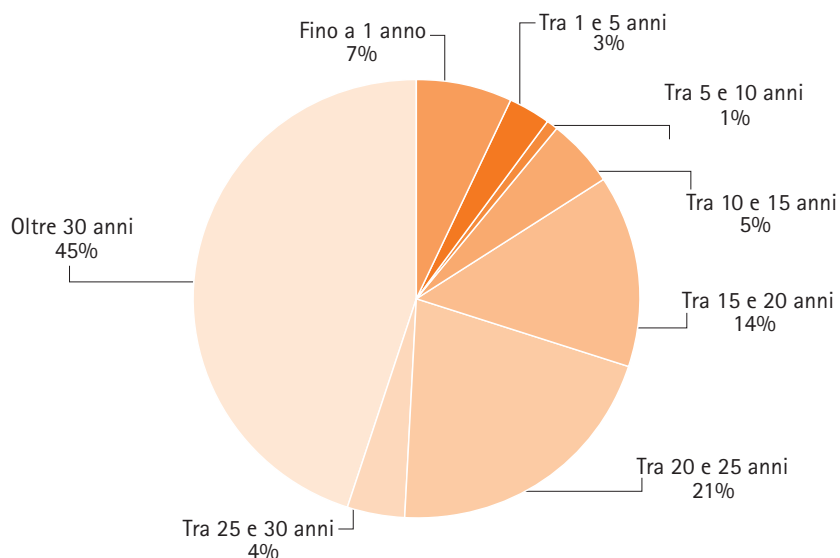
M(m<sup>3</sup>)

	2007	QUOTA %
Eni	47.212	64,4
Enel Trade	9.278	12,7
Edison	5.907	8,1
Plurigas	2.875	3,9
Gaz de France sede secondaria	2.004	2,7
Sorgenia	1.614	2,2
ENOI	901	1,2
Dalmine Energie	714	1,0
Asm Brescia	537	0,7
EGL Italia	514	0,7
Hera Trading	350	0,5
Italtrading	251	0,3
Spigas	195	0,3
E.On Ruhrgas	171	0,2
Speia	158	0,2
Enia energia	147	0,2
AceaElectrabel Trading	129	0,2
Elettrogas	86	0,1
EDF Trading Limited	81	0,1
2B ENERGIA	80	0,1
Gas Plus Italiana	50	0,1
Exergia	41	0,1
Libera Energia	10	0,0
Energetic Source	8	0,0
Enova	4	0,0
<b>TOTALE</b>	<b>73.317</b>	<b>100,0</b>
TOTALE IMPORTAZIONI (Fonte: MSE)	73.950	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.4

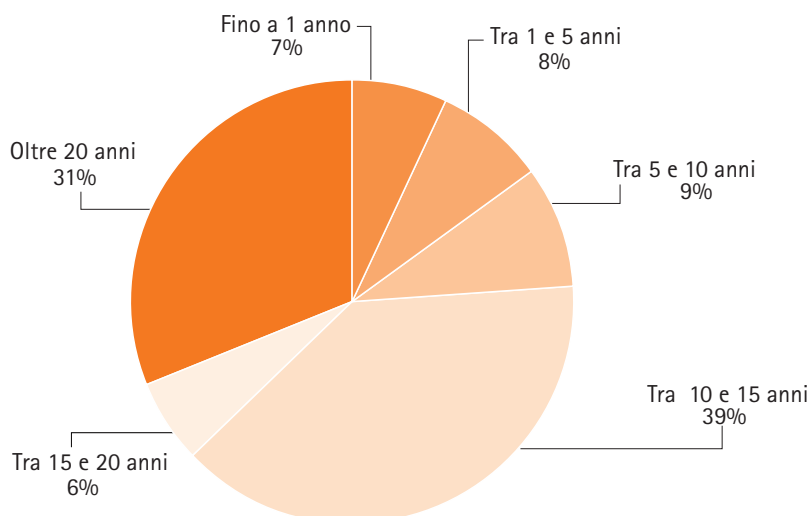
Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2007, secondo la durata intera



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.5

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2007, secondo la durata residua



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

emerge dalle prime elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori è lievemente inferiore al valore totale delle importazioni (pre-consuntivo) diffuso dal Ministero dello sviluppo economico, che è pari a 73,9 G(m<sup>3</sup>). Ciò accade perché nell'Indagine dell'Autorità un numero limitato di operatori ha fornito i dati secondo un criterio di cassa anziché secondo il criterio competenza richiesto. Anche in questo segmento della filiera, Eni appare dominante con una quota pari al 64,4% del totale e ben distanziata

dagli altri operatori. Al secondo posto si collocano infatti le importazioni di Enel Trade Spa, pari al 12,7% del totale, seguite da quelle di Edison (8,1%), Plurigas (3,9%), Gaz de France (2,7%) e Sorgenia Spa (2,2%). I primi tre soggetti importatori risultano acquisire poco più dell'85% del gas naturale importato in Italia. Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2007 secondo la durata intera (Fig. 3.4) e residua

(Fig. 3.5), dai dati raccolti nell'indagine annuale dell'Autorità si conferma come l'attività d'importazione sia effettuata prevalentemente attraverso contratti di lungo periodo di tipo *take or pay*, con una durata complessiva superiore ai 30 anni. Essi rappresentano, infatti, quasi la metà dei contratti stipulati per l'acquisizione di gas dall'estero. Un quarto dell'attività di importazione avviene invece con contratti di durata totale compresa tra 20 e 30 anni e il restante quarto si distribuisce sulle durate inferiori ai 20 anni con un'importanza complessiva che si riduce proporzionalmente all'accorciarsi della durata dei contratti stessi. Le importazioni *spot*, che avvengono sulla base di accordi di durata al più annuale, sono cresciute rispetto allo scorso anno, raggiungendo il 7% del totale.

Sotto il profilo della durata residua i contratti attivi nel 2007 risultano ancora molto lunghi: poco più del 75% scadrà infatti tra 10 anni o più (e tra loro il 31% risulta avere una durata residua di 20 anni o più). Poco più del 24% dei contratti esistenti scadrà invece al più tardi tra 10 anni.

#### Autorizzazioni all'importazione

Com'è noto, in base a quanto disposto dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, l'attività di importazione in Italia è libera per quanto riguarda l'importazione di gas prodotto nei paesi dell'Unione europea (in questo caso l'importatore deve darne comunicazione al Ministero dello sviluppo economico), mentre è soggetta ad autorizzazione ministeriale per quanto riguarda le importazioni extracomunitarie<sup>2</sup>.

Per ciò che concerne le importazioni di gas naturale prodotto in paesi non appartenenti all'Unione europea, nel 2007 sono state rilasciate 13 autorizzazioni per importazioni di durata pluriennale e 30 per importazioni *spot* di durata non superiore a un anno. A queste se ne sono aggiunte 4 nei primi mesi del 2008. Dal 2001 a oggi il Ministero dello sviluppo economico ha complessivamente accordato 67 autorizzazioni pluriennali e 108 autorizzazioni per importazioni inferiori a un anno (*spot*). Sono invece pervenute al Ministero dello sviluppo economico 38 comunicazioni di importazioni intracomunitarie nel 2007 e 6 nei primi mesi del 2008. In totale sono 246 le

comunicazioni relative a gas naturale prodotto in paesi appartenenti all'Unione europea ricevute dal Ministero dal 2001 a oggi.

#### Sviluppo delle infrastrutture di importazione

L'aggiornamento del quadro, presentato lo scorso anno, delle infrastrutture di importazione via gasdotto è riassunto nelle tavole 3.4 e 3.5 che riportano, rispettivamente, i potenziamenti di infrastrutture esistenti e i nuovi progetti.

Sul gasdotto d'importazione Trans Tunisian Pipeline Company (TTPC) che convoglia il gas algerino attraverso la Tunisia al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo sono attesi, rispettivamente per il 1° aprile e per il 1° ottobre 2008, due aumenti della capacità di trasporto, per complessivi 6,5 G(m<sup>3</sup>)/anno. La realizzazione delle due *tranche* del potenziamento è scaturita dalla chiusura dell'istruttoria dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato A358 (Eni – Trans Tunisian Pipeline). Per quanto riguarda la prima *tranche* di 3,2 G(m<sup>3</sup>)/anno, la capacità è risultata assegnata alle società: Bidas (oggi Begas), Edison, Compagnia Italiana del Gas e Worldenergy; per la seconda *tranche*, a fronte di 45 richieste, gli assegnatari sono risultati: Enel e Sonatrach. Nell'ambito dei quantitativi assegnati nella prima *tranche*, vi è poi un quantitativo di margine di flessibilità per l'esecuzione del contratto a disposizione di Edison e Bidas. L'autorizzazione all'importazione è stata concessa a Sonatrading Amsterdam BV nel gennaio 2007; nel gennaio 2008 l'autorizzazione è stata trasferita a Sonatrach Gas Italia Spa. Per l'espansione del gasdotto la società Trans Tunisian Pipeline Company Ltd. (100% Eni) ha ottenuto nel dicembre 2007 un prestito dalla Banca europea degli investimenti di 185 milioni di euro.

Per quanto concerne il gasdotto Trans Austrian Gasleitung (TAG), nel 2007 vi è stato un incremento di capacità per 4 G(m<sup>3</sup>)/anno destinato al *build up* del IV contratto di Eni con Gazprom. Per il primo ottobre 2008 è attesa anche l'entrata in funzione della prima *tranche*, per 3,2 G(m<sup>3</sup>)/anno dei 6,5 complessivi, del potenziamento del gasdotto che ha visto l'allocatione della capacità primaria nel 2006 a circa 150 operatori,

<sup>2</sup> Si ricorda che i dati relativi alle istanze di autorizzazione all'importazione non indicano l'effettiva presenza di operatori nella fase di importazione di gas ma, più semplicemente, l'avvenuto espletamento delle formalità amministrative preliminari allo svolgimento dell'attività di importazione di gas naturale (disposizioni del decreto legislativo n. 164/00).



TAV. 3.4

Potenziamento dei  
gasdotti esistenti

PROGETTO	SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m <sup>3</sup> )/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETA- MENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
TTPC (Tunisia-Italia)	Trans Tunisian Pipeline Company Ltd. (Eni 100%)	Mazara del Vallo	3,2	372	2002	2008 (aprile)	In corso di realizzazione; capacità assegnata a 4 operatori (Edison, CIG, Bidas, World Energy); Eni ha ottenuto dalla BEI un prestito di 185 milioni di euro per l'espansione.
TTPC (Tunisia-Italia)	Trans Tunisian Pipeline Company Ltd. (Eni 100%)	Mazara del Vallo	3,3	372	2002	2008 (ottobre)	Seconda <i>tranche</i> di ampliamento.
TAG Trans Austria Gasleitung (Austria-Italia)	Trans Austria Gasleitung GmbH (Eni International B.V. 89%; OMV Gas GmbH 11%)	Tarvisio	3,3	380	2002	2008	In corso di realizzazione; capacità assegnata a 146 operatori per circa 20 M(m <sup>3</sup> )/anno ciascuno.
TAG Trans Austria Gasleitung (Austria-Italia)	Trans Austria Gasleitung GmbH (Eni International B.V. 89%; OMV Gas GmbH 11%)	Tarvisio	3,2	380	2002	2009	Seconda <i>tranche</i> di ampliamento da realizzare entro fine 2009; in corso di realizzazione.
Green Stream (Libia-Italia)	Greenstream B.V. (Eni 75%; NOC 25%)	Gela	3	---	---	2012	Firmato in ottobre 2007 accordo strategico tra Eni e NOC; l'accordo è stato ratificato nel febbraio 2008 dal governo libico.

Fonte: MSE.

secondo modalità stabilite unilateralmente dal trasportatore. A oggi tale numero appare significativamente ridotto, per effetto di cessioni di capacità.

La seconda *tranche* appare invece destinata a slittare all'ottobre 2009, in quanto nel corso del 2007 non è stato possibile avviare i lavori per la costruzione di una centrale di compressione nel comune di Weitendorf, in Austria, essenziale al potenziamento, a causa del mancato ottenimento dei necessa-

ri permessi autorizzativi. Il Comune di Weitendorf ha infine dato l'approvazione per il cambiamento di destinazione dell'area destinata alla costruzione della centrale di compressione nel dicembre dello scorso anno, consentendo quindi il seguito della procedura di autorizzazione a livello regionale e la finalizzazione dell'iter di impatto ambientale. L'intero iter, inclusa la scadenza di eventuali ricorsi, è atteso definitivamente concludersi per il mese di aprile 2008.

Circa i potenziamenti di infrastrutture esistenti è da segnalare anche il progetto riguardante il Green Stream, il gasdotto d'importazione del gas libico in Italia che arriva al punto di entrata della rete nazionale di Gela. La società dello stato libico National Oil Company (NOC) ed Eni, entrambe proprietarie del gasdotto, stanno valutando un progetto che ipotizza il raddoppio della capacità di esportazione dell'*hub* libico di Mellitah da 8 a 16 G(m<sup>3</sup>)/anno che potrebbe essere ottenuto attraverso un potenziamento da 3 G(m<sup>3</sup>)/anno del Green Stream e la costruzione di un nuovo terminale di liquefazione di GNL da 5 G(m<sup>3</sup>)/anno. Un accordo strategico su tale progetto è stato firmato nell'ottobre 2007 tra le due società. L'intesa è stata ratificata dal governo libico nel febbraio scorso. Per quanto riguarda i nuovi gasdotti in fase di progetto di possibile interesse per il nostro paese, si segnalano infine gli annunci in merito a un nuovo gasdotto che collegherebbe

Germania e Italia attraverso l'Austria, il Tauern Gas Leitung, promosso da E.On Ruhrgas. Il gasdotto, la cui entrata in funzione potrebbe realizzarsi nel 2014, dovrebbe essere partecipato da E.On Ruhrgas per il 45%, da Energie AG Oberösterreich e Salzburg AG con il 15%, Rohölaufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) con il 10% e da Kelag e Tigas con il restante 15% in parti uguali. A parte E.On Ruhrgas e Salzburg AG, si tratta per il resto di operatori di reti locali austriache. Ha come obiettivo di portare in Europa centrale, e soprattutto in Germania, gas dall'Italia e/o da un possibile terminale GNL in Croazia (anche se il gasdotto nasce come bidirezionale per possibili importazioni in Italia). Il progetto si integra con il previsto raddoppio della capacità di stoccaggio, da 1,2 a 2,4 G(m<sup>3</sup>), del giacimento di Haidach (in Austria) di proprietà delle società RAG, Gazprom Export e Wingas.

TAV. 3.5

## Nuovi gasdotti in progetto

PROGETTO	SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m <sup>3</sup> )/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
TAP Trans Adriatic Pipeline (Grecia-Albania-Italia)	EGL; Statoil Hydro (quote paritetiche)	Brindisi	10/20	520	2006	----	Stipulato contratto di fornitura con Iran per 5,5 G(m <sup>3</sup> ) per 25 anni; attesa decisione finale sull'investimento per la seconda metà del 2009.
IGI Interconnector Italia-Grecia	DEPA; Edison (quote paritetiche)	Otranto	8/10	212	2005	2012	Concessa esenzione 100% per 25 anni a determinate condizioni. Ottenuta ratifica da Commissione europea.
Interconnectirol (Italia-Austria)	SEL (Provincia di Bolzano 93,9%)	Bressanone	1,3	48	In corso	2009	Finanziamento concesso nell'ambito del Regolamento TEN.
GALSI (Algeria-Italia)	GALSI (Sonatrach 41,6%; Edison 20,8%; Enel 15,6%; Sfirs 11,6%; Hera Trading 10,4%)	Porto Botte (Carbonia-Iglesias)	8	940	2005	2012	Firmato accordo intergovernativo fra Italia e Algeria; attesa decisione finale sull'investimento a metà del 2009.

Fonte: MSE.

## Infrastrutture del gas

### Trasporto

Gli assetti proprietari del trasporto di gas non sono significativamente mutati rispetto allo scorso anno. La rete di trasporto gas, suddivisa in rete nazionale e rete regionale, fa capo a un ristretto numero di imprese: 2 per la rete nazionale e 7 per la rete regionale. Il principale operatore di trasporto, Snam Rete Gas Spa, possiede 31.081 km di rete sui circa 32.900 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è la Società Gasdotti Italia Spa, che gestisce 1.263 km di reti (di cui 120 sulla rete nazionale). Vi sono poi altri 5 operatori minori (Retragas Srl, Metanodotto Alpino Srl, Carbotrade Spa, Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Netenergy Service Srl) che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

La tavola 3.6 mostra i risultati del conferimento di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2007-2008. Rispetto alle capacità<sup>3</sup> messe a disposizione nell'anno termico precedente, nell'anno termico 2007-2008 si registra una significativa variazione di capacità conferibile al punto di Mazara del Vallo, dove si registra un aumento di 4,9 M(m<sup>3</sup>)/giorno a seguito dell'entrata in esercizio dei metano-

dotti Mazara-Menfi, Montalbano-Messina e del potenziamento della centrale di Enna. Le capacità di trasporto relative agli altri punti di entrata sono in linea con quelle pubblicate lo scorso anno. Non è riportato nella tavola il punto di entrata di Panigaglia, la cui capacità conferibile giornaliera, pari a 13 M(m<sup>3</sup>)/giorno, in base alle procedure attuali è assegnata all'operatore del terminale di Panigaglia, GNL Italia Spa, 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. I risultati del conferimento per l'anno termico 2007-2008 mostrano come la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata conferita a inizio anno termico per quasi l'83% a 50 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, la quota di capacità complessivamente conferita sulla conferibile aumenta di circa 10 punti percentuali. Nell'anno termico precedente, 2006-2007, 29 soggetti avevano richiesto capacità continua e 4 interrompibile presso i punti di entrata della rete nazionale e le capacità richieste sono state interamente soddisfatte.

TAV. 3.6

#### Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m<sup>3</sup>) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2007-2008

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE (%)
Passo Gries	58,0	52,8	5,2	91,0%
Tarvisio	100,9	84,9	16,0	84,1%
Mazara del Vallo	90,0 <sup>(A)</sup>	69,2 <sup>(A)</sup>	20,8	76,9%
Gorizia <sup>(B)</sup>	2,0	0,0	2,0	0,0%
Gela	25,6	21,9	3,7	85,5%
TOTALE	276,5	228,8	47,7	82,7%

(A) Capacità massima conferibile e conferita a partire da giugno 2008.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

<sup>3</sup> 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 ha valutato i massimi quantitativi 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.

### Conferimenti pluriennali

La tavola 3.7 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite 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 a partire dal 2009-2010, complessivamente a 23 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche l'anno termico 2008-2009, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno.

TAV. 3.7

Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2008-2009 al 2013-2014

M(m<sup>3</sup>) standard per giorno

	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PUNTI DI ENTRATA PASSO GRIES	GELA	GORIZIA
<b>ANNO TERMICO 2008-2009</b>					
Capacità conferibile	100,9	99,0	59,4	25,6	2,0
Capacità conferita	87,5	77,5	52,9	21,9	0,0
Capacità disponibile	13,4	21,5	6,5	3,7	2,0
<b>ANNO TERMICO 2009-2010</b>					
Capacità conferibile	100,9	99,0	59,4	25,6	2,0
Capacità conferita	87,5	77,5	52,2	21,9	0,0
Capacità disponibile	13,4	21,5	7,2	3,7	2,0
<b>ANNO TERMICO 2010-2011</b>					
Capacità conferibile	100,9	99,0	59,4	25,6	2,0
Capacità conferita	87,4	77,5	52,2	21,9	0,0
Capacità disponibile	13,5	21,5	7,2	3,7	2,0
<b>ANNO TERMICO 2011-2012</b>					
Capacità conferibile	100,9	99,0	59,4	25,6	2,0
Capacità conferita	87,1	77,5	50,8	21,9	0,0
Capacità disponibile	13,8	21,5	8,6	3,7	2,0
<b>ANNO TERMICO 2012-2013</b>					
Capacità conferibile	100,9	99,0	59,4	25,6	2,0
Capacità conferita	87,1	76,4	48,8	21,9	0,0
Capacità disponibile	13,8	22,6	10,6	3,7	2,0
<b>ANNO TERMICO 2013-2014</b>					
Capacità conferibile	100,9	99,0	59,4	25,6	2,0
Capacità conferita	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capacità disponibile	100,9	99,0	59,4	25,6	2,0

Fonte: Snam Rete Gas.

### Stoccaggio

Per l'anno termico 2007-2008 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento (in termini di spazio complessivo per riserva attiva, cosiddetto *working gas*) pari a circa 13,6 G(m<sup>3</sup>) (Tav. 3.8).

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m<sup>3</sup>), 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 8,5 G(m<sup>3</sup>).

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 introdott-

te dalla delibera 3 marzo 2006, n. 50, è pari complessivamente a circa 152 M(m<sup>3</sup>) standard.

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2007-2008 sono riportati nella tavola 3.9. In termini di spazio per riserva attiva, le capacità conferite da Stogit Spa il 1° aprile 2007 sono ammontate a circa 13,5 G(m<sup>3</sup>), equivalenti a circa 533,5 milioni di GJ, considerando un PCS pari a 39,4 MJ/m<sup>3</sup> standard. Rispetto all'anno termico 2006-2007 lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,4 G(m<sup>3</sup>).

Durante la campagna di iniezione sono emersi alcuni problemi autorizzativi connessi con l'esercizio in sovrappressione del campo di Settala che hanno fatto ridurre le capacità messe a disposizione complessivamente di 350 M(m<sup>3</sup>); pertanto le disponibilità all'inizio di ottobre sono risultate pari a circa 13,2 G(m<sup>3</sup>).

Dei 13,2 miliardi messi a disposizione da Stogit, 8 G(m<sup>3</sup>) (pari a circa 315 milioni di GJ) sono stati riservati ai servizi di modu-

lazione e minerario, 0,11 G(m<sup>3</sup>) (circa 4,3 milioni di GJ) al bilanciamento operativo della rete di trasporto e 5,1 G(m<sup>3</sup>) alla riserva strategica.

Nel complesso, nell'anno termico 2007-2008 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 36 operatori: 34 utenti del servizio di modulazione (dei quali 5 hanno utilizzato anche il servizio minerario, 7 quello strategico) e 2 utenti del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2007 sono risultati pari a circa 8,5 G(m<sup>3</sup>), di cui 5,3 in erogazione e 3,1 in iniezione.

Le capacità di spazio per riserva attiva messe a disposizione da Edison Stoccaggio Spa nell'anno termico 2007-2008 sono ammontate a circa 0,4 G(m<sup>3</sup>). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati 10: 9 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. 3.8

#### Disponibilità di stoccaggio in Italia

	M(GJ) AL GIORNO, PER LA PUNTA	M(m <sup>3</sup> ) STANDARD <sup>(A)</sup>
Spazio per stoccaggio strategico	200,9	5.100
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	333,7	8.482
Disponibilità giornaliera di punta per stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto a fine stagione di erogazione	6,0	152,1

(A) Determinati secondo i valori del potere calorifico superiore (PCS) di riferimento dei sistemi Edison Stoccaggio e Stogit, pari rispettivamente a 38,1 e 39,4 MJ/m<sup>3</sup>.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.9

#### 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 2006-2007		ANNO TERMICO 2007-2008	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) <sup>(A)</sup>	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) <sup>(A)</sup>
Stogit	35	315.226.000	36	319.533.000
Edison Stoccaggio	9	12.102.934	10	14.172.000

(A) Per il sistema Stogit il potere calorifico superiore (PCS) di riferimento è 39,4 MJ/m<sup>3</sup> standard, mentre per il sistema Edison è 38,1 MJ/m<sup>3</sup> standard.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

### Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Nella tavola 3.10 sono riportati le istanze e lo stato attuale delle concessioni per nuovi siti di stoccaggio da parte del Ministero dello sviluppo economico, che riguardano giacimenti di gas esauriti da convertire in stoccaggi e acquiferi in unità litologiche profonde. Rispetto al quadro presentato lo scorso anno le novità sono rappresentate dal giacimento di Poggiofiorito e dai progetti di conversione in stoccaggio di 5 giacimenti, 3 in Lombardia e 2 nelle

Marche. Nel sito di Poggiofiorito, situato in Abruzzo e precisamente in provincia di Teramo, la società Gas Plus Storage Srl ha avviato l'istruttoria per convertire a stoccaggio un giacimento preesistente di cui era titolare della concessione di coltivazione. Per cinque nuovi progetti, situati a Bagnolo Mella (in provincia di Brescia), Piadena Est (in provincia di Cremona), Romanengo (situato tra la provincia di Bergamo e quella di Cremona), Rapagnano e San Benedetto (entrambi in provincia di Ascoli Piceno) la procedura autorizzativa è allo stadio iniziale.

TAV. 3.10

### Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2008

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m <sup>3</sup> )	PUNTA M(m <sup>3</sup> )/giorno	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
Alfonsine (RA)	Stogit	1.550	10,0	n.d.	Autorizzato; l'avvio presenta difficoltà tecniche e ambientali.
Bordolano (CR-BG)	Stogit	1.440	12,5/20	2010	Autorizzato; in attesa di VIA il progetto per la costruzione della centrale di compressione e trattamento.
Cornegliano (LO)	Ital Gas Storage	891	16,5	n.d.	In istruttoria; presentata istanza di VIA.
San Potito – Cotignola (RA)	Edison Stoccaggio	8,0	915	2012	In istruttoria; in corso di realizzazione.
Cugno Le Macine – Serra Pizzuta (MT)	Geogastock	742	6,6	n.d.	Presentata istanza di VIA.
Rivara (RA) (in acquifero profondo)	Indipendent Gas Management	3.000	32	n.d.	In istruttoria; presentata istanza di VIA.
Sinarca (CB)	Gas Plus Storage (60%), Edison Stoccaggio (40%)	324	3,3	n.d.	In istruttoria; presentata istanza di VIA.
Poggiofiorito (TE)	Gas Plus Storage	150	1,7	n.d.	In istruttoria.
Bagnolo Mella (BS)					In istruttoria.
Piadena Est (CR)					In istruttoria.
Romanengo (CR-BG)					In istruttoria.
Rapagnano (AP)					In istruttoria.
San Benedetto (AP)					In istruttoria.

Fonte: MSE.

### Terminali di GNL

La tavola 3.11 riassume lo stato dei progetti per la realizzazione di nuovi terminali sulle coste italiane.

Rispetto al quadro presentato lo scorso anno le novità sono rappresentate da:

- progetto di un nuovo terminale a terra nel Lazio, e precisa-

mente nella zona di Civitavecchia, presentato nel febbraio 2007 dalla società Gavio. Il progetto è ancora in corso di valutazione da parte del Ministero dello sviluppo economico;

- potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni, l'unico oggi funzionante in Italia, che ne porterebbe la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m<sup>3</sup>) presentato nel luglio 2007 da GNL Italia Spa, sul quale è giunta una prima opposizione locale.

TAV. 3.11

### Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al 31 marzo 2007

Progetti, società proponenti, capacità di rigassificazione in G(m<sup>3</sup>)/anno e stato delle autorizzazioni

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Porto Levante <i>offshore</i> (RO)	Terminale GNL Adriatico (Edison 10%, Exxon Mobil 45%, Qatar Terminal Limited 45%)	8	2009	Rilasciata il 26.11.2004 esenzione accesso dei terzi per l'80% della capacità per 25 anni ai sensi della legge n. 239/04 e della Direttiva 55/03/CE; assenso Commissione europea ottenuto. Costruzione al 60% del terminale in mare in Spagna. In corso di completamento le istruttorie per l'occupazione delle aree per il metanodotto Cavarzere-Minerbio.
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	n.d.	Rilasciata il 6.4.2005 esenzione accesso dei terzi per 80% della capacità per 20 anni ai sensi della legge n. 239/04 e della Direttiva 55/03/CE; assenso Commissione europea ottenuto. Nel marzo 2007 è stata sospesa la validità dell'autorizzazione rilasciata nel 2003; ricorso al TAR nel dicembre 2007 del Comune per l'annullamento delle autorizzazioni a costruire.
Toscana <i>offshore</i> (LI)	OLT Offshore LNG Terminal (Endesa Italia - Amga - Asa 51%, OLT Energy Toscana 49%)	3,75	2009	Autorizzazione rilasciata il 23.2.2006. Richiesta esenzione totale dal TPA per 20 anni ai sensi della legge n. 239/04; la domanda è in istruttoria. Ancora pendenti ricorsi al TAR contro il terminale. Nel marzo 2008 la Saipem si è aggiudicata il contratto per la costruzione del terminale.
Rosignano (LI)	Edison - BP - Solway	8	n.d.	VIA in istruttoria. Nell'ottobre 2006 il progetto ha ottenuto il nulla osta di fattibilità preliminare per l'impianto. Il procedimento autorizzativo è attualmente sospeso.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (49% CrossGas; 25,5% Sorigenia; 25,5% Iride)	12	2012	VIA in istruttoria. Nel marzo 2007 entrano nella compagine societaria Sorigenia e Iride con il 51%, suddiviso in misura paritaria. Nell'agosto 2007 ha ottenuto il nulla osta di fattibilità con alcune condizioni.
Taranto	Gas Natural Internacional	8	n.d.	Procedimento di VIA attualmente sospeso. Accordo con Snam Rete Gas per la costruzione del gasdotto di collegamento alla rete nazionale una volta autorizzato il progetto.
Zaule (TS)	Gas Natural Internacional	8	n.d.	Procedimento autorizzativo svolto dalla Regione Friuli Venezia Giulia. In corso di VIA. Ha ottenuto il nulla osta di fattibilità. Accordo con Snam Rete Gas per la costruzione del gasdotto di collegamento alla rete nazionale una volta autorizzato il progetto.
Trieste <i>offshore</i> (TS)	Endesa Italia	8	n.d.	La Regione Friuli Venezia Giulia appare disponibile a concedere l'autorizzazione ma per un solo impianto (si veda il progetto precedente). Nell'agosto 2007 Endesa è stata invitata a individuare una nuova collocazione; nell'ottobre 2007 la società ha fornito chiarimenti sulla collocazione scelta.
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie (Enel 99%)	8	2010	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Nulla osta di fattibilità rilasciato nel giugno 2005. VIA in corso. Parere favorevole di alcune autorità locali. Presentata una variante al progetto per renderlo conforme al Piano regolatore portuale.
Rada di Augusta (SR)	ERG Power&Gas - Shell Energy Italia	fase 1: 8 fase 2: 12	n.d.	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. VIA in corso. Nulla osta di fattibilità rilasciato nel luglio 2006 per la configurazione da 8 miliardi di capacità di rigassificazione. Due Comuni hanno approvato una mozione contraria con richiesta di sospensione del procedimento alla Regione.
Ravenna (RA)	Atlas Ing. (Gruppo Belleli)	8	n.d.	Nuovo impianto <i>offshore</i> all'esame del MSE.
Senigallia (AN)	Gaz de France	5	n.d.	Nuovo impianto <i>offshore</i> all'esame del MSE.
Civitavecchia	Gavio	8	n.d.	Nuovo impianto <i>offshore</i> all'esame del MSE.
Portovenere (SP)	GNL Italia (Eni 100%)	4,5	2014	Potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni, l'unico oggi funzionante in Italia, che ne porterebbe la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m <sup>3</sup> ). Procedimento di VIA avviato nel luglio 2007. Il Comune di Portovenere ha espresso parere contrario.

Fonte: MSE.

### Reti di distribuzione

Nell'ambito dell'indagine annuale sull'evoluzione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, una sezione è dedicata all'analisi della distribuzione del gas naturale. Essa raccoglie quindi informazioni dettagliate relative ai volumi di gas distribuiti attraverso reti secondarie per la consegna ai clienti finali dei settori residenziale, terziario e della piccola industria in ambito urbano. I dati non comprendono, invece, i volumi di gas consumati dai clienti industriali o termoelettrici direttamente collegati alla rete di trasporto, né i quantitativi di gas diversi dal gas naturale distribuiti attraverso reti cittadine (a cui è dedicato un paragrafo in questo Capitolo). Come di consueto, inoltre, è stato chiesto ai distributori di fornire dati preconsuntivi relativamente all'anno precedente l'indagine – quest'anno il 2007 – e dati a consuntivo relativamente al penultimo anno precedente l'indagine – quest'anno il 2006. Nell'ambito della parte dedicata alla distribuzione gas, quest'anno è stato svolto un approfondimento dell'indagine a livello comunale. Come si vedrà nel seguito, l'analisi dei dati con disaggregazione comunale, da considerarsi ancora preliminare, ha consentito di studiare con maggiore dettaglio alcuni aspetti delle concessioni e delle metodologie di affidamento in base alle quali il servizio è svolto. Hanno risposto all'indagine 296 distributori, 37 dei quali hanno dichiarato di essere rimasti inattivi o nel 2006 o nel 2007

(Tav. 3.12). Da molto tempo il numero delle società operanti nel segmento della distribuzione gas si va riducendo sensibilmente, basti pensare che 10 anni fa questi operatori erano più di 800 ed erano ancora più di 500 nel 2004. Il segmento della distribuzione di gas in Italia, tuttavia, appare ancora molto frammentato. Dei 275 operatori attivi nel 2007 solo 7 si sono classificati come molto grandi (cioè con più di mezzo milione di clienti serviti); 25 sono risultati i soggetti con un numero di clienti serviti compreso tra 100.000 e 500.000 e 30 società sono risultate di media dimensione, che servono cioè tra 50.000 e 100.000 clienti. Meno di un ottavo delle società operanti nella distribuzione del gas italiana supera dunque la soglia di 100.000 clienti serviti, quella per cui scatta la separazione funzionale delle attività disposta dalla normativa sull'*unbundling* dell'Autorità e per quasi un terzo delle imprese attive nella distribuzione gas non vi è nemmeno l'obbligo della separazione contabile, essendo 87 gli operatori che servono meno di 5.000 clienti. L'analisi dei volumi distribuiti dalle imprese attive mostra inoltre che le prime 32 società di media o grande dimensione coprono il 75% dei volumi totali, mentre le restanti 243 società di piccola o piccolissima dimensione distribuiscono appena un quarto dei volumi totali. Delle 296 società rispondenti, inoltre, poco più della metà (154 imprese) hanno dichiarato di essere collegate societariamente<sup>4</sup> con un venditore.

TAV. 3.12

### Attività dei distributori nel periodo 2006–2007

OPERATORI <sup>A)</sup>	2006	2007
NUMERO	296	296
Molto grandi	7	7
Grandi	21	25
Medi	30	30
Piccoli	130	126
Piccolissimi	92	87
Inattivi	16	21
<b>VOLUME DISTRIBUITO (milioni di m<sup>3</sup>)</b>	<b>34.584</b>	<b>31.398</b>
Molto grandi	18.194	15.303
Grandi	7.742	8.282
Medi	3.690	3.589
Piccoli	4.520	3.864
Piccolissimi	439	359
Inattivi	0	0

- 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.

<sup>4</sup> Due società sono da considerarsi collegate quando fanno parte del medesimo gruppo societario o in presenza di partecipazioni incrociate tra loro.



La tavola 3.13 mostra la distribuzione regionale negli ultimi due anni. Nel 2006 sono stati distribuiti complessivamente 34,6 G(m<sup>3</sup>) di gas naturale (dati a consuntivo), scesi a 31,4 nel 2007 (dati preconsuntivi). La distribuzione evidenzia un'elevata variabilità territoriale, con 4 regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna, che assorbono più del 10% ciascuna e oltre il 64% del totale di gas immesso nelle reti secondarie. Due regioni, Toscana e Lazio, possiedono una quota superiore al 5%, 9 regioni evidenziano una quota compresa tra l'1,5% e il 3% e le rimanenti con quote inferiori all'1%. La ripartizione geografica tra Nord, Centro, Sud e Isole rivela la netta predominanza del Nord che, con una quota del 71% supera di gran lunga il 20% del Centro e il 9% del Sud e Isole. Il calo del 9% nei volumi distribuiti rispetto allo scorso anno, inoltre, ha pesato in misura minore sul Nord dove i volumi si sono ridotti del 7%, contro il 13% del Centro e il 14% di Sud e Isole. Confrontando i dati del 2007 e del 2006 e considerando anche quelli degli anni passati più recenti (si vedano le *Relazioni Annuali* degli scorsi anni) si nota comunque come la diversificazione territoriale nella distribuzione di gas rimanga piuttosto stabile nel tempo. Ciò in quanto essa riflette la diversa diffusione del grado di metanizzazione, le differenze climatiche tra le diverse

aree del paese, la diversa distribuzione delle attività produttive di dimensioni medio-piccole, tipicamente servite da reti secondarie. La tavola 3.14 riporta un quadro di dettaglio per l'anno 2007 dell'attività di distribuzione elencando, per regione, il numero di esercenti, il numero di clienti (gruppi di misura) e dei comuni serviti. La tavola riporta anche il numero di comuni appartenenti a ciascuna regione desunto dall'elenco Istat dei comuni d'Italia all'1 gennaio 2008, con il quale è stato calcolato il grado di copertura del servizio di distribuzione, ottenuto come rapporto tra il numero dei comuni serviti e il numero di comuni della regione.

Dalla tavola si evince come 396 operatori servono 20,7 milioni di clienti in 6.300 comuni. Il numero totale di distributori che appare nella tavola 3.14 è, naturalmente, più elevato rispetto al numero dei rispondenti all'indagine in quanto ogni distributore viene contato tante volte quante sono le regioni in cui opera. Il grado di copertura supera il 70% in 15 regioni sulle 19 in cui si svolge l'attività di distribuzione di gas naturale (la Sardegna non è metanizzata).

Per quanto riguarda le infrastrutture di rete, i distributori esercitano in Italia poco meno di 231.000 km di rete, il 40% dei quali in media pressione e quasi il 60% in bassa pressione. Come si vede dalla tavola 3.15, le reti sono collocate prevalentemente al Nord (139.400 km, contro 52.300 al Centro e 39.300 nel Sud e Isole) e,

TAV. 3.13

### Gas naturale distribuito per regione

Volumi di gas naturale distribuiti su reti secondarie ai settori residenziale, terziario, industriale e termoelettrico

REGIONI	2006		2007		VARIAZIONE % 2007-2006
	VOLUMI M(m <sup>3</sup> )	QUOTA %	VOLUMI M(m <sup>3</sup> )	QUOTA %	
Val d'Aosta	50,7	0,1	40,0	0,1	-21,2
Piemonte	4.147,1	12,0	3.673,9	11,7	-11,4
Liguria	959,5	2,8	845,1	2,7	-11,9
Lombardia	8.620,5	24,8	8.337,0	26,6	-3,3
Trentino Alto Adice	602,8	1,7	570,4	1,8	-5,4
Veneto	4.255,2	12,3	3.884,3	12,4	-8,7
Friuli Venezia Giulia	845,2	2,4	702,2	2,2	-16,9
Emilia Romagna	4.646,9	13,5	4.287,7	13,7	-7,7
Toscana	2.527,2	7,3	2.132,6	6,8	-15,6
Lazio	2.301,3	6,7	1.988,5	6,3	-13,6
Marche	1.025,8	3,0	899,9	2,9	-12,3
Umbria	568,2	1,6	507,9	1,6	-10,6
Abruzzo	744,4	2,2	685,7	2,2	-7,9
Molise	136,1	0,4	129,2	0,4	-5,1
Campania	1.030,8	3,0	850,1	2,7	-17,5
Puglia	1.024,7	3,0	893,7	2,8	-12,8
Basilicata	218,2	0,6	182,2	0,6	-16,5
Calabria	274,0	0,8	233,0	0,7	-15,0
Sicilia	605,7	1,8	554,2	1,8	-8,5
<b>ITALIA</b>	<b>34.584,3</b>	<b>100,0</b>	<b>31.397,7</b>	<b>100,0</b>	<b>-9,2</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.14

Dettaglio dell'attività di distribuzione per regione nell'anno 2007

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI PRESENTI	CLIENTI (MIGLIAIA)	COMUNI SERVITI	NUMERO DI COMUNI AL 1/1/2008	GRADO DI COPERTURA <sup>(A)</sup>
Val d'Aosta	1	18	24	74	32,4
Piemonte	30	1.928	960	1.206	79,6
Liguria	9	838	152	235	64,7
Lombardia	77	4.475	1.437	1.546	92,9
Trentino Alto Adige	14	236	185	339	54,6
Veneto	34	1.941	580	581	99,8
Friuli Venezia Giulia	11	446	168	219	76,7
Emilia Romagna	32	2.069	331	341	97,1
Toscana	16	1.460	248	287	86,4
Lazio	15	2.094	301	378	79,6
Marche	29	613	245	246	99,6
Umbria	11	319	89	92	96,7
Abruzzo	30	547	226	305	74,1
Molise	12	110	123	136	90,4
Campania	20	1.180	320	551	58,1
Puglia	13	1.042	235	258	91,1
Basilicata	14	180	116	131	88,5
Calabria	11	353	261	409	63,8
Sicilia	17	851	301	390	77,2
<b>ITALIA</b>	<b>396</b>	<b>20.699</b>	<b>6.301</b>	<b>7.724</b>	<b>81,6</b>

(A) Il grado di copertura del servizio di distribuzione è calcolato come rapporto percentuale tra il numero dei comuni serviti e il numero dei comuni della regione desunto dall'elenco Istat dei comuni d'Italia all'1 gennaio 2008. Può risultare superiore al 100% perché alcuni comuni sono serviti da più operatori: in tal caso il comune viene contato tante volte quante sono i distributori che vi operano.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.15

Estensione delle reti e loro proprietà nell'anno 2007

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ ESERCENTE	COMUNE
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE		
Val d'Aosta	0,3	165,5	191,7	99,0	0,6
Piemonte	107,7	11.295,2	10.871,4	89,6	2,0
Liguria	57,4	1.874,8	4.114,8	99,9	0,1
Lombardia	98,2	13.561,2	30.224,8	73,8	14,7
Trentino Alto Adige	185,0	1.975,9	1.948,2	90,5	6,5
Veneto	225,2	10.723,8	17.466,4	81,1	12,1
Friuli Venezia Giulia	5,1	1.890,2	4.469,8	74,2	25,5
Emilia Romagna	372,2	15.615,7	11.929,2	67,8	10,3
Toscana	201,1	5.723,8	8.914,0	76,8	9,0
Lazio	178,7	6.445,1	7.340,1	98,3	1,7
Marche	31,5	4.070,0	4.297,1	45,8	25,9
Umbria	105,1	1.734,2	3.062,7	62,5	37,4
Abruzzo	1,4	3.850,1	4.435,3	81,5	18,5
Molise	5,2	967,3	981,9	85,7	14,0
Campania	17,4	3.276,2	7.157,8	85,6	12,1
Puglia	89,6	2.916,7	7.383,9	94,6	5,1
Basilicata	0,8	763,4	1.508,0	76,6	22,7
Calabria	35,7	2.013,3	3.242,5	90,1	9,9
Sicilia	62,4	3.505,9	7.279,9	96,9	3,1
Non in funzione	6,9	179,5	174,6	-	-
<b>ITALIA</b>	<b>1.787,0</b>	<b>92.548,0</b>	<b>136.994,2</b>	<b>80,2</b>	<b>11,1</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

in media, appartengono per l'80% agli stessi distributori e per l'11% ai Comuni. La proprietà delle reti, che può essere dell'esercente, del Comune o di altri soggetti (per questo la somma delle percentuali in tabella può non raggiungere 100), varia tuttavia abbastanza sensibilmente da regione a regione, con punte come in Liguria dove appartengono pressoché totalmente al distributore. In base all'analisi preliminare dei dati forniti dagli operatori con disaggregazione comunale emerge che la distribuzione del gas in Italia avviene in base all'operare di circa 6.300 convenzioni (Tav. 3.16). La tipologia di affidamento prevalente è l'affidamento diretto: per il 58% circa dei casi è questo il metodo con cui i Comuni hanno attribuito la gestione del servizio alle società di distribuzione. Nel 15% circa dei casi, invece, l'affidamento del servizio è avvenuto direttamente a società a partecipazione pubblica; nel 19% tramite una procedura di gara bandita prima dell'emanazione del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (questa categoria includeva anche i confronti concorrenziali con trattativa privata multipla) di recepimento della prima direttiva europea in materia di liberalizzazione del mercato del gas (cosiddetto "decreto Letta") e nel

4% tramite procedura a evidenza pubblica. Come si vede dalla tavola, in molte regioni del Mezzogiorno il Comune ha usufruito dei benefici concessi per favorire la metanizzazione dell'area attraverso le leggi 28 novembre 1980, n. 784 e 7 agosto 1997, n. 266. La tavola 3.17 mostra una stima preliminare della ripartizione dei clienti della distribuzione in base alle categorie d'uso definite con la delibera 2 febbraio 2007, n. 17, e associate a determinati profili di prelievo standard. Poiché tale delibera è entrata in vigore a partire dall'anno termico in corso (ottobre 2007), non è ancora possibile conoscere i volumi complessivamente prelevati dalle categorie elencate in tabella. In base al numero di clienti, la categoria di gran lunga prevalente nel nostro paese è quella che prevede un uso del gas per riscaldamento individuale, cottura cibi e produzione di acqua calda, che incide per il 61% dei casi. Un peso intorno all'11% possiedono entrambi le categorie "uso cottura cibi" e "uso cottura cibi con produzione di acqua calda" a cui, un tempo, era riferita la tariffa T1. Nel 7,6% dei casi, invece, il gas viene utilizzato solo per riscaldare l'abitazione e cuocere il cibo (la produzione di acqua calda è

TAV. 3.16

### Tipologia di affidamento del servizio di distribuzione per regione nell'anno 2007

Numeri di comuni la cui distribuzione è stata affidata attraverso le procedure indicate

REGIONE	GARA (PRE-LETTA)	PROCEDURA A EVIDENZA PUBBLICA (POST-LETTA)	AFFIDAMENTO DIRETTO	AFFIDAMENTO DIRETTO A SOCIETÀ A PARTECIPAZIONE PUBBLICA	ALTRO <sup>(A)</sup>	DI CUI CON BENEFICI DOVUTI A DECRETI DI METANIZZAZIONE MEZZOGIORNO
Val d'Aosta	24	0	0	0	0	-
Piemonte	205	11	646	102	11	-
Liguria	12	0	94	43	3	-
Lombardia	206	106	897	217	41	-
Trentino Alto Adige	0	1	103	77	4	-
Veneto	114	13	238	169	46	-
Friuli Venezia Giulia	66	2	81	14	5	-
Emilia Romagna	43	5	144	151	6	-
Toscana	12	4	115	77	40	-
Lazio	46	7	246	0	2	105
Marche	60	8	108	64	6	12
Umbria	6	1	67	14	1	-
Abruzzo	44	25	134	26	2	159
Molise	43	17	67	0	0	80
Campania	60	41	214	2	3	305
Puglia	98	1	128	3	5	222
Basilicata	28	7	80	1	0	90
Calabria	69	21	166	3	2	245
Sicilia	79	5	194	4	19	252
<b>ITALIA</b>	<b>1.215</b>	<b>275</b>	<b>3.722</b>	<b>967</b>	<b>196</b>	<b>1.470</b>

(A) La voce comprende i casi in cui il distributore serve clienti localizzati in zone limitrofe o confinanti con il territorio di un comune per il quale non è titolare di concessione o affidamento, nonché i casi di titolarità del servizio non chiaramente attribuibili alle altre voci.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

CATEGORIA D'USO	QUOTA %
Uso cottura cibi	10,8
Produzione di acqua calda sanitaria	0,6
Uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	11,2
Uso tecnologico (artigianale - industriale)	1,1
Uso condizionamento	0,1
Riscaldamento individuale/centralizzato	4,2
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	61,1
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi	7,6
Riscaldamento individuale + produzione di acqua calda sanitaria	1,6
Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	0,4
Riscaldamento centralizzato + produzione di acqua calda sanitaria	0,5
Uso tecnologico + riscaldamento	0,8
Uso condizionamento + riscaldamento	0,0
<b>Totale</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FASCIA DI PRELIEVO (GJ/anno)	2006		2007	
	CLIENTI (MIGLIAIA)	VOLUMI M(m <sup>3</sup> )	CLIENTI (MIGLIAIA)	VOLUMI M(m <sup>3</sup> )
0-4	3.613	279,0	3.857	209,0
4-20	4.429	1.412,8	5.429	1.764,3
20-200	11.256	16.095,4	10.713	13.497,8
200-3.000	522	7.345,9	620	6.670,4
3.000-8.000	17	1.920,7	21	1.791,5
8.000-40.000	7	2.899,0	14	2.827,2
Oltre 40.000	31	4.631,5	45	4.637,5
<b>Totale</b>	<b>19.875</b>	<b>34.584,3</b>	<b>20.699</b>	<b>31.397,7</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

affidata a un apparecchio alimentato con altra fonte). È evidente, comunque, che le percentuali cambierebbero notevolmente se al posto del numero dei clienti fossero stati considerati i relativi volumi di gas consumati, ma tali dati saranno disponibili solo a partire dal prossimo anno.

Come si ripartisce la clientela in base ai volumi consumati è valutabile tramite i dati della tavola successiva che mostra, appunto, numero di clienti e relativi prelievi suddivisi per fascia di prelievo, espressi in GJ/anno coerentemente al sistema di tariffazione in vigore per il servizio di distribuzione. Nelle prime due classi ricadono, con molta probabilità, le famiglie che usano il gas per la sola cottura cibi e produzione di acqua calda. La classe più numerosa sia in termini di numero di gruppi di misura, sia in termini di volumi è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 20 e 200 GJ (all'incirca tra 520 e 5.200 m<sup>3</sup>) 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: infatti assorbono circa metà del gas distribuito.

La tavola 3.19 illustra, infine, i primi 20 gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2007 e le relative quote.

Come nelle altre fasi della filiera il gruppo Eni risulta dominante, con una quota meno rilevante (26%), ma comunque più che doppia rispetto ai principali inseguitori. Il confronto con il 2006 mostra una lenta erosione della quota dell'*incumbent*. I cinque punti percentuali persi da Eni sono andati a vantaggio dei concorrenti in modo abbastanza distribuito. Fatta eccezione per Italcogim, la cui quota è aumentata dello 0,6% e per il gruppo Enel che ha guadagnato mezzo punto percentuale, gli altri inseguitori (Hera, Aem, E.On, Iride, Enia) hanno visto la propria quota di mercato accrescersi mediamente di poco più di un decimo di punto. Complessivamente i primi 20 gruppi coprono più del 75% del mercato.

TAV. 3.17

### Ripartizione dei clienti per categoria d'uso nell'anno 2007

Quote percentuali dei clienti delle reti di distribuzione al 31/12/2007

TAV. 3.18

### Ripartizione dei clienti e dei prelievi per fascia di prelievo

Clienti delle reti di distribuzione al 31/12/2007

TAV. 3.19

**Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2007**

 Volumi di gas naturale distribuito in M(m<sup>3</sup>)

GRUPPO	2006	QUOTA %	2007	QUOTA %
Eni	10.743,7	31,1	8.197,1	26,1
Enel	3.644,7	10,5	3.472,0	11,1
Hera	2.233,0	6,5	2.075,2	6,6
Aem Milano	1.250,8	3,6	1.225,8	3,9
E.On	1.218,0	3,5	1.143,7	3,6
Iride	1.140,5	3,3	1.054,1	3,4
Italcogim	1.131,7	3,3	1.225,8	3,9
Enia	1.013,7	2,9	958,4	3,1
Asco Holding	818,2	2,4	743,5	2,4
ASM Brescia	619,4	1,8	707,1	2,3
Acegas-Aps	487,9	1,4	452,1	1,4
Consiag	331,0	1,0	316,2	1,0
Energie	325,3	0,9	301,2	1,0
Gas Rimini	315,1	0,9	297,4	0,9
Gruppo Erogasmet	292,7	0,8	270,2	0,9
Edison	291,7	0,8	271,1	0,9
ACSM Como	286,3	0,8	250,9	0,8
Trentino Servizi	271,2	0,8	244,0	0,8
AIM Vicenza	254,4	0,7	229,6	0,7
Aimag Modena	249,0	0,7	212,7	0,7
Altri	7.666,1	22,2	7.749,4	24,7
<b>Totale</b>	<b>34.584,3</b>	<b>100,0</b>	<b>31.397,4</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

## Mercato all'ingrosso del gas

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. Nel settore della vendita di gas l'indagine era rivolta a tutte le società che nel 2007 risultavano autorizzate dal Ministero dello sviluppo economico a effettuare vendite di gas ai clienti finali, nonché a tutti quei soggetti che svolgono attività di solo *trading* e, per questo, non sono obbligati a chiedere l'autorizzazione ministeriale. Tra gli esercenti oggetto di rilevazione sono stati classificati come grossisti, gli operatori che hanno effettuato meno del 95% delle loro vendite a clienti finali e comprendono anche tutte le società che possiedono una produzione propria di gas naturale che offrono sul mercato all'ingrosso.

Nel 2007 il numero delle società che operano in questo mercato, poco più di 70, è rimasto invariato rispetto all'anno precedente (Tav. 3.20). Complessivamente i grossisti hanno venduto un volume di gas pari a 101,1 G(m<sup>3</sup>), di cui 47,4 al mercato finale e 53,6 ad altri intermediari del mercato all'ingrosso (Tav. 3.23). Rispetto allo scorso anno il volume complessivamente trattato è risultato inferiore del 2%, ma al suo interno sono aumentate le vendite al mercato all'ingrosso, che l'anno scorso si erano fermate a 49,9 G(m<sup>3</sup>), mentre sono diminuite le vendite effettuate da questi operatori direttamente a clienti finali, che l'anno scorso avevano toccato 53,3 G(m<sup>3</sup>).

In media il volume unitario di vendita si è ridotto del 3,4%, essendo sceso da 1,43 a 1,38 G(m<sup>3</sup>), in conseguenza della contrazione complessiva dei volumi trattati e della sostanziale invarianza del numero di operatori.

La lieve contrazione nel volume unitario di vendita non si è tuttavia distribuita equamente tra gli operatori, in quanto le vendite degli operatori più grandi si sono ridotte a vantaggio dei concorrenti di media e piccola dimensione. Infatti, i volumi di gas complessivamente venduti da Eni si sono ridotti quasi del 10%, quelli dei grandi operatori, cioè con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>), sono calati del 2,7%, mentre sono cresciuti: del 13,5% i volumi venduti dai grossisti medi, ovvero quelli con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>), del 10% i volumi degli operatori piccoli, con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>), e del 5,1% le vendite dei piccolissimi, quelli cioè con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

L'aumento del 13,5% dei volumi trattati dagli operatori di media dimensione è avvenuto in concomitanza alla modesta crescita del numero di questi operatori, passati da 9 a 11 unità. Il volume medio unitario si è quindi ridotto del 7% rispetto allo scorso anno. L'incremento dei volumi di vendita dei grossisti di dimensione molto piccola si è, al contrario, verificato nonostante la riduzione di due unità del numero di questi operatori; perciò il volume medio unitario trattato da questi operatori è cresciuto del 13%.

Le modalità di approvvigionamento degli operatori del mercato all'ingrosso sono illustrate nella tavola 3.21, dalla quale si vede come, perlopiù, i grossisti si procurano il gas attraverso le importazioni (per il 65%). Il 20% scarso di gas è acquistato da altri rivenditori sul territorio nazionale (sia alla frontiera, sia ai *city gate*), quasi l'8% è direttamente prodotto e altrettanto gas viene acquistato al PSV. Le importazioni sono la principale fonte di approvvigionamento soprattutto per i grandi, 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 di questi ultimi è massima nel caso dei grossisti di piccola dimensione, dove tocca quasi il 30%.

A fronte delle risorse disponibili ai grossisti osservate nella tavola 3.21, la successiva tavola 3.22 consente di osservare gli impieghi di gas effettuati dagli stessi operatori. Nel complesso, il 47% del gas approvvigionato viene rivenduto sul mercato all'ingrosso, il 42% va a clienti finali (un quarto di tale gas è ceduto a clienti finali collegati societariamente) e il restante 11% è destinato all'autoconsumo, ovvero direttamente impiegato nelle centrali di produzio-

TAV. 3.20

#### Attività dei grossisti nel periodo 2002-2007

OPERATORI <sup>(A)</sup>	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>NUMERO</b>	55	40	41	60	72	73
Eni	1	1	1	1	1	1
Grandi	1	1	1	2	1	1
Medi	4	4	6	8	9	11
Piccoli	17	20	19	29	29	30
Piccolissimi	32	14	14	20	32	30
<b>VOLUME VENDUTO (miliardi di m<sup>3</sup>)</b>	85,2	90,6	95,9	110,5	103,2	101,1
Eni	52,3	51,3	53,6	58,0	57,3	51,6
Grandi	12,9	17,8	16,3	27,0	13,5	13,1
Medi	15,8	15,6	18,4	14,0	20,1	22,8
Piccoli	4,0	5,6	7,6	10,8	11,3	12,4
Piccolissimi	0,2	0,2	0,1	0,7	1,0	1,1
<b>VOLUME MEDIO UNITARIO (milioni di m<sup>3</sup>)</b>	1.550	2.264	2.340	1.842	1.433	1.385
Eni	52.349	51.320	53.632	58.027	57.292	51.643
Grandi	12.865	17.808	16.268	13.486	13.451	13.131
Medi	3.954	3.902	3.061	1.748	2.233	2.074
Piccoli	234	279	399	372	391	414
Piccolissimi	7	17	7	37	31	35

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>).

Medi: operatori con vendite tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>).

Piccoli: operatori con vendite tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>).

Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.21

**Approvvigionamento dei grossisti nel 2007**

Quote percentuali

APPROVVIGIONAMENTO	GROSSISTI <sup>(A)</sup>					Totale
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	
Produzione nazionale	13,6	0,0	2,2	4,9	0,9	7,8
Importazioni	84,5	71,6	47,5	18,5	3,8	65,0
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	1,8	25,7	35,0	47,3	62,0	19,1
Acquisti in stoccaggio	0,0	0,0	0,5	1,6	4,7	0,4
Acquisti al PSV	0,2	2,7	14,7	27,9	28,6	7,7
<b>TOTALE</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.22

**Impieghi di gas dei grossisti nel 2007**

Quote percentuali

VENDITE	GROSSISTI <sup>(A)</sup>					Totale
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	39,3	43,1	51,5	75,7	56,4	47,2
- di cui vendite in stoccaggio	0,0	0,5	0,5	1,9	2,2	0,6
- di cui vendite al PSV	12,7	2,9	18,8	31,4	35,9	17,0
A clienti finali	52,4	56,9	22,9	23,9	42,5	41,7
- di cui collegati societariamente	4,9	100,0	37,8	13,9	6,4	25,3
Autoconsumi	8,3	0,0	25,5	0,5	1,1	11,1
<b>TOTALE</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

ne elettrica degli operatori stessi. Dalla tavola si nota come l'attività di intermediazione all'ingrosso diviene prevalente al diminuire della dimensione delle società, almeno finché queste rimangono nelle classi di operatori il cui volume trattato complessivamente supera la soglia del milione di metri cubi. Gli operatori di dimensione molto piccola, infatti, tendono a destinare il gas approvvigionato in modo più equilibrato tra mercato all'ingrosso e mercato finale.

La tavola 3.23 mostra il dettaglio dell'attività delle 27 società (l'anno scorso erano 26) il cui venduto abbia raggiunto almeno 300 M(m<sup>3</sup>) nel mercato all'ingrosso. Insieme tali operatori coprono il 95% delle vendite complessivamente effettuate su tale mercato che si mantiene molto

concentrato, seppur in lento miglioramento: la quota delle prime 3 società Eni, Enel Trade ed Edison, è infatti scesa al 59,8% (lo scorso anno era quasi del 63%); quella delle prime 5, che include anche Plurigas e Gaz de France si è abbassata al 67,8%, mentre lo scorso anno superava lievemente il 70%.

L'ultima riga della tavola mostra il prezzo mediamente praticato dalle società classificate come grossiste, che nel 2007 è risultato pari a 28,50 €/m<sup>3</sup>. I clienti finali risultano però pagare, ovviamente, un prezzo superiore, rispetto a quello degli altri intermediari. Il differenziale tra le due clientele è stimabile a 2,5 €/m<sup>3</sup>, essendo pari a 29,83 €/m<sup>3</sup> il prezzo praticato ai clienti finali contro i 27,33 €/m<sup>3</sup> pagati dagli altri grossisti e rivenditori.

TAV. 3.23

## Vendite dei principali grossisti nel 2007

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

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	22.135	29.508	51.643
Enel Trade	5.660	7.471	13.131
Edison	4.274	1.502	5.776
Plurigas	2.517	1.080	3.597
Gaz de France sede secondaria	1.771	698	2.470
Hera Trading	1.322	18	1.340
ENOI	1.113	39	1.152
Aem Trading	1.077	1	1.078
Blugas	973	58	1.030
Sorgenia	889	1.336	2.226
AceaElectrabel Trading	831	5	836
Dalmine Energie	780	393	1.173
Gas Plus Italiana	730	0	730
Elettrogas	681	0	681
2B Energia	614	0	614
Enia Energia	594	1.056	1.651
EGL Italia	585	53	638
Begas Energy International	568	27	594
Spigas	538	108	646
Asm Brescia	537	0	537
Italtrading	498	23	521
Iride Mercato	478	850	1.327
ENOVA	438	6	444
Shell Italia E&P	424	0	424
E.On Ruhrgas AG	388	119	507
Energy Trade	381	0	381
Worldenergy SA	328	0	328
Altri	2.508	3.092	5.600
<b>TOTALE</b>	<b>53.631</b>	<b>47.443</b>	<b>101.074</b>
Prezzo medio (c€/m <sup>3</sup> )	27,33	29,83	28,50

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

### Punto di scambio virtuale

Nel primo semestre dell'anno termico 2007-2008 61 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi 51 erano anche utenti del sistema di trasporto. Dieci soggetti risultano quindi essere *trader* al PSV.

Le figure 3.6 e 3.7 mostrano lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e presso il PSV sino al marzo 2008, in termini di volumi e di numero di transazioni<sup>5</sup>. 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) da parte dell'operatore del terminale di rigassificazione di Panigaglia GNL Italia agli utenti del termina-

le, consegne che avvengono presso il PSV dal novembre 2005. Ancorché registrate come operazioni al PSV esse non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario.

A partire dal 2004, ma specialmente negli ultimi due anni termici, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, sia in termini di volumi scambiati, sia in termini di numero delle contrattazioni. Ciò è avvenuto anche perché dal novembre 2006, secondo le disposizioni dell'Autorità, i *trader* possono effettuare transazioni presso l'*hub* nazionale, senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto. I quantitativi mediamente scambiati sono rimasti, tuttavia, relativamente piccoli.

Un confronto tra gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007 (Fig. 3.8) mostra come il PSV abbia "spiazzato" gli altri punti di ingresso della rete nazionale. Esso è infatti l'unico punto di

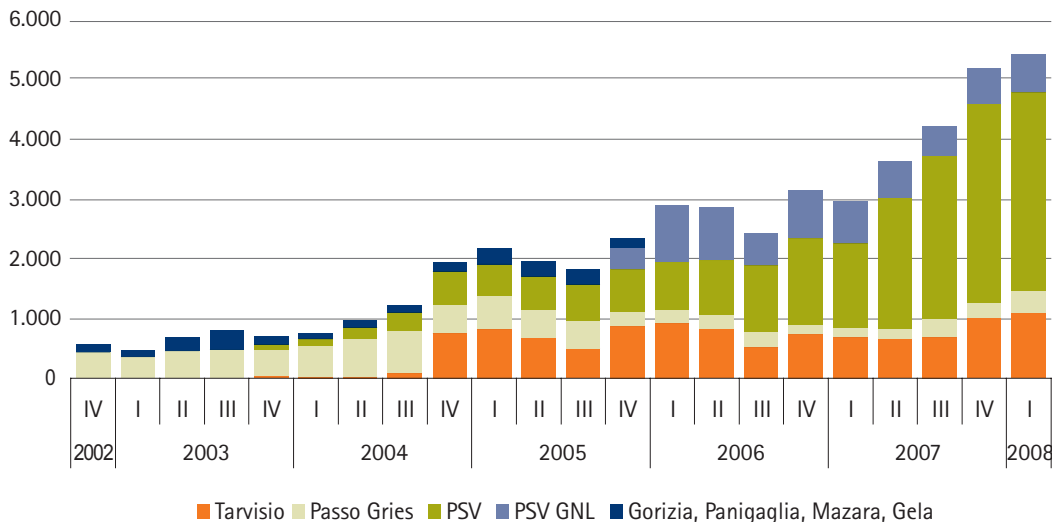
<sup>5</sup> Per rendere confrontabili le transazioni registrate presso il PSV con quelle avvenute presso i punti di entrata indicati, per il PSV si è considerata per ogni mese la media del numero di transazioni giornaliere insieme al totale dei volumi scambiati.



FIG. 3.6

**Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale**

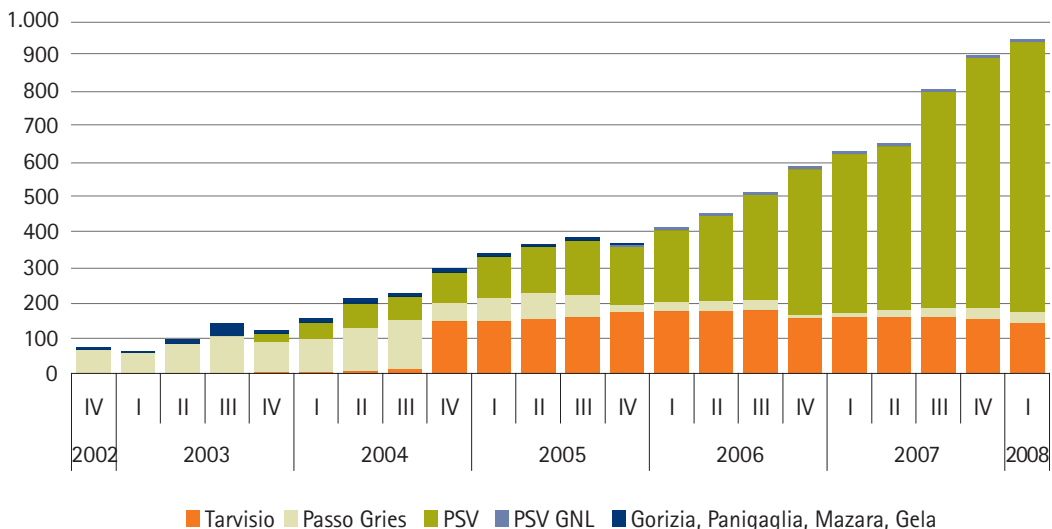
M(m<sup>3</sup>) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.7

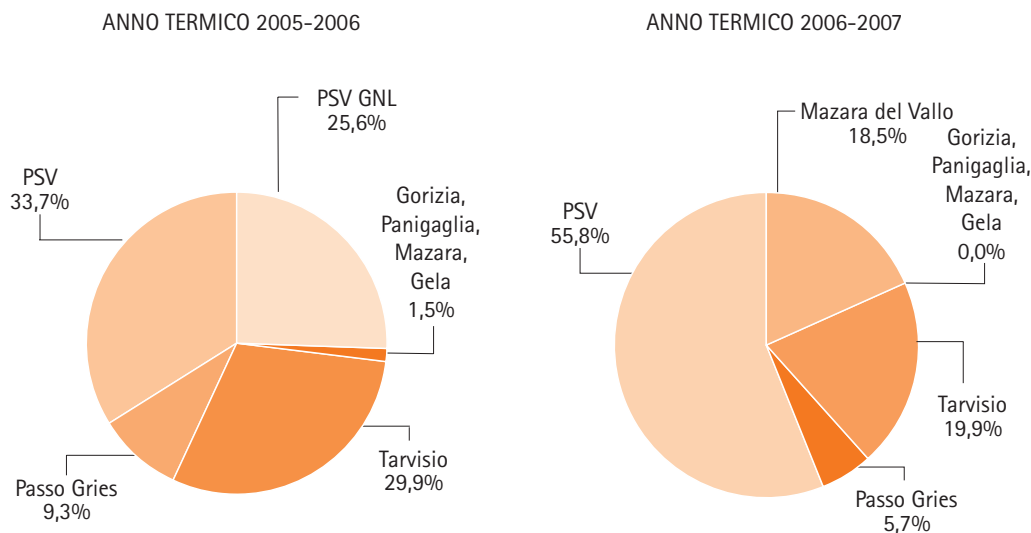
**Numero di transazioni nei punti di entrata della rete nazionale**



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

entrata che ha registrato un aumento complessivo dei volumi oggetto di transazione, pari a 22 punti percentuali. La notevole crescita è tuttora in corso: nei primi mesi dell'anno termico 2007-2008, sino a marzo 2008, le transazioni di gas presso il

PSV in termini di volumi hanno rappresentato poco più del 63% del totale movimentato (la quota sale a circa il 74% se si considerano tutte le operazioni presso il PSV, comprese le consegne effettuate dall'operatore del terminale di Panigaglia).



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.8

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

Confronto tra gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007

## Mercato finale al dettaglio

Alla data del 10 maggio 2007 le società autorizzate dal Ministero dello sviluppo economico a esercitare l'attività di vendita al mercato finale erano 399; è noto però che alcune delle società che chiedono l'autorizzazione ministeriale alla vendita restano poi inattive. All'atto della chiusura della presente *Relazione Annuale*, hanno risposto all'indagine annuale dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas 312 venditori presenti nell'elenco degli autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico. Considerando, tuttavia, che il volume complessivo di gas venduto a clienti finali, calcolato in base alle risposte ottenute nell'indagine dell'Autorità, è in linea con i dati di consumo preconsuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico, è ragionevole ipotizzare che i soggetti che non hanno risposto siano rimasti inattivi nel corso dell'anno o che abbiano realizzato volumi di vendita marginali. In base ai primi risultati dell'indagine annuale, infatti, le vendite al mer-

cato finale nel 2006 sono state pari a 69,1 G(m<sup>3</sup>), soddisfatte da operatori della fase all'ingrosso per 47,4 G(m<sup>3</sup>) e da "puri" venditori<sup>6</sup> per 21,8 G(m<sup>3</sup>). Se a tali quantitativi si aggiungono i 13,2 G(m<sup>3</sup>) di autoconsumi, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 82,3 G(m<sup>3</sup>), un valore che non si discosta molto dagli 83,8 G(m<sup>3</sup>) indicati dal Ministero dello sviluppo economico.

Come si vede dalla tavola 3.24, nel 2007 il numero di operatori classificabili come "venditori puri" (per i quali, cioè, almeno il 95% dei volumi complessivamente ceduti è stato venduto a clienti finali) è salito a 232, contro i 226 dello scorso anno. Le quantità complessivamente vendute, tuttavia, si sono ridotte da 24,1 a 21,8 G(m<sup>3</sup>), di conseguenza si è notevolmente abbassato il volume medio unitario di vendita degli operatori globalmente considerati. Il volume complessivamente venduto dai 4 grandi operatori, cioè quelli con vendite superiori a 1.000 M(m<sup>3</sup>) è al contrario

<sup>6</sup> Sono classificate come venditori le società che nel 2006 hanno effettuato almeno il 95% delle loro vendite a clienti finali.

salito da 8,3 a 9,1 G(m<sup>3</sup>) e, di conseguenza, è cresciuto anche il volume medio unitario, che ha quasi raggiunto 2,3 G(m<sup>3</sup>). Analoga sorte ha interessato il volume medio unitario di vendita degli operatori molto piccoli, quelli cioè con vendite inferiori a 10 M(m<sup>3</sup>), aumentato quasi dell'8% rispetto allo scorso anno, per effetto di una lieve crescita nel volume di vendita di questi operatori che si è realizzato in presenza di una riduzione del numero degli operatori presenti.

L'aumento dei volumi delle classi estreme (operatori grandi e piccolissimi) è andato a discapito delle classi intermedie, quelle cioè dei venditori di media e piccola dimensione. Entrambe, infatti, hanno visto ridursi il numero di operatori e il volume complessivamente venduto. Le riduzioni hanno però inciso in misura maggiore sui venditori di media dimensione, quelli con vendite comprese tra 100 e 1.000 M(m<sup>3</sup>), che hanno evidenziato una caduta del 25%.

L'approvvigionamento degli operatori classificati come venditori è esclusivamente basato sugli acquisti da altri rivenditori nazionali e da acquisti al PSV. Gli impieghi del gas di questi operatori mostrano, ovviamente, una prevalenza dei volumi venduti a clienti finali; tuttavia, in media, lo 0,6% del gas disponibile viene autoconsumato e altrettanto viene venduto sul mercato all'ingrosso.

La tavola 3.25 mostra il dettaglio delle 18 società, classificate

come puri venditori, le cui vendite a clienti finali nel 2007 abbiano complessivamente superato i 200 M(m<sup>3</sup>). 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 precedente.

Analogamente alla tavola dei grossisti, quella dei venditori riporta il prezzo medio praticato da queste società nei due mercati. Il prezzo sul mercato all'ingrosso risulta abbastanza in linea con quello dei grossisti, seppure più elevato (28,84 contro 27,33 €/m<sup>3</sup>); il prezzo del mercato finale invece è, come potevamo attenderci, sensibilmente più elevato. È ragionevole ipotizzare, infatti, che venditori puri siano relativamente più spostati sul *mass market*, e che – al contrario – tra i clienti finali degli operatori classificati come grossisti vi sia 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, occorre ignorare la distinzione effettuata tra grossisti e venditori puri e analizzare i quantitativi venduti da tutte le imprese considerando i gruppi societari (Tav. 3.26).

Anche il mercato della vendita finale, al pari di quello all'ingrosso, appare piuttosto concentrato: i primi tre gruppi coprono oltre il 63%, i primi cinque arrivano al 69,4%. Con una

TAV. 3.24

#### Attività dei venditori nel periodo 2002-2007

OPERATORI <sup>(A)</sup>	2002	2003	2004	2005	2006	2007
NUMERO	504	432	353	258	226	232
Grandi	2	5	4	4	4	4
Medi	42	40	37	38	39	33
Piccoli	222	176	149	100	107	103
Piccolissimi	237	211	163	116	76	92
VOLUME VENDUTO G(m <sup>3</sup> )	26,6	33,0	31,4	24,5	24,1	21,8
Grandi	7,5	15,8	14,6	8,5	8,3	9,1
Medi	11,2	11,1	11,6	11,5	11,3	8,4
Piccoli	6,8	5,2	4,6	4,2	4,2	3,9
Piccolissimi	1,0	0,8	0,7	0,3	0,3	0,4
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m <sup>3</sup> )	53	76	89	95	107	92
Grandi	3.756	3.169	3.640	2.135	2.076	2.287
Medi	267	279	313	301	290	254
Piccoli	31	30	31	42	39	38
Piccolissimi	4	4	4	3	4	4

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 1.000 M(m<sup>3</sup>).

Medi: operatori con vendite tra 100 e 1.000 M(m<sup>3</sup>).

Piccoli: operatori con vendite tra 10 e 100 M(m<sup>3</sup>).

Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 10 M(m<sup>3</sup>).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.25

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Enel Energia	0	3.862	3.862
Italcogim Energie	85	2.096	2.181
Hera Comm	4	1.951	1.955
E.On Vendita	5	1.143	1.149
Aem Acquisto e Vendita Energia	0	962	962
Toscana Energia Clienti	0	864	864
Edison Energia	1	648	649
Asm Energia e Ambiente	0	500	500
Estenergy	0	438	438
ConsiaGas Servizi Energetici	3	349	352
Trenta	12	291	304
Erogasmet Vendita - Vivigas	1	282	283
SGR Servizi	0	258	258
Gas Plus Vendite	0	250	250
ETA3	0	250	250
Enercom	0	249	249
Prometeo	6	224	230
Sinergas	1	202	203
Altri	8	6.879	6.887
<b>TOTALE</b>	<b>126</b>	<b>21.698</b>	<b>21.824</b>
Prezzo medio (c€/m <sup>3</sup> )	28,84	37,63	37,58

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

### Vendite al mercato finale nel 2007

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

TAV. 3.26

GRUPPO	VOLUME	QUOTA %
Eni	30.372,2	43,9
Enel	11.344,4	16,4
Edison	2.150,2	3,1
Energie Investimenti	2.117,7	3,1
Hera	1.969,0	2,8
E.On	1.759,7	2,5
Cir	1.336,2	1,9
Enia	1.097,4	1,6
Plurigas	1.079,7	1,6
Aem Milano	962,9	1,4
Iride	912,0	1,3
Asm Brescia	784,5	1,1
Ascopiave	762,5	1,1
Gaz de France sede secondaria	698,2	1,0
Acegas - Aps	437,9	0,6
Endesa	390,7	0,6
Linea Group Holding	360,0	0,5
Consiag	349,3	0,5
Amga - Azienda Multiservizi	308,7	0,4
Gas Rimini	291,7	0,4
Altri	9.656,2	14,0
<b>Totale</b>	<b>69.141,0</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

### Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2007

Volumi in M(m<sup>3</sup>)

quota del 43,9% Eni è naturalmente il gruppo dominante, ancora ben distanziato dal 16,4% del gruppo Enel (l'anno scorso aveva il 15,3%). Seguono, con quote significativamente inferiori, Edison, Energie Investimenti e Hera.

Il mercato finale della vendita di gas naturale, che esclude gli autoconsumi, comprende circa 20 milioni di clienti, quasi 19 dei quali sono domestici (Tav. 3.27). Sono poco più di 1,1 milione i clienti del Commercio e servizi, 175.000 gli industriali e

TAV. 3.27

### Mercato finale al dettaglio per settore di consumo

Clienti in migliaia; volumi in M(m<sup>3</sup>)

	DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
<b>CLIENTI</b>					
Mercato libero	793,5	379,5	82,7	0,5	1.256,2
Mercato tutelato	17.988,9	763,6	92,5	0,0	18.845,0
<b>Totale</b>	<b>18.782,5</b>	<b>1.143,0</b>	<b>175,2</b>	<b>0,5</b>	<b>20.101,2</b>
<b>VOLUMI</b>					
Mercato libero	1.235,6	3.225,5	21.392,7	24.184,3	50.038,1
Mercato tutelato	15.854,0	2.417,4	823,9	7,5	19.102,9
<b>Totale</b>	<b>17.089,6</b>	<b>5.642,9</b>	<b>22.216,7</b>	<b>24.191,8</b>	<b>69.141,0</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.28

### Mercato finale al dettaglio per regione e settore di consumo

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

	DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
Piemonte	1.871,8	560,7	2.709,9	2.300,8	7.443,2
Valle d'Aosta	21,5	16,0	36,0	2,0	75,5
Lombardia	4.593,3	1.234,9	5.619,7	5.969,1	17.410,0
Trentino Alto Adige	280,9	158,8	331,6	63,0	83,3
Veneto	1.831,6	690,4	2.320,3	108,3	4.950,7
Friuli Venezia Giulia	434,7	184,4	678,8	75,9	1.373,7
Liguria	509,2	148,0	242,2	576,8	1.476,2
Emilia Romagna	2.024,2	1.029,6	3.392,7	3.515,3	9.961,8
Toscana	1.269,8	338,0	1.458,1	1.752,1	4.818,0
Umbria	236,1	86,5	528,3	449,4	1.300,3
Marche	448,5	226,2	540,7	265,1	1.480,6
Lazio	1.271,3	318,1	814,6	3.175,3	5.579,3
Abruzzo	390,6	105,0	571,9	319,9	1.387,4
Molise	82,3	61,4	753,5	201,7	1.098,9
Campania	477,8	178,3	639,2	1.185,8	2.481,1
Puglia	682,3	128,6	694,6	369,6	1.875,1
Basilicata	121,8	39,3	204,7	150,6	516,4
Calabria	160,8	41,9	138,4	732,1	1.073,1
Sicilia	398,0	77,0	1.269,7	2.253,6	3.998,3
<b>ITALIA</b>	<b>17.106,6</b>	<b>5.623,1</b>	<b>22.945,0</b>	<b>23.466,3</b>	<b>69.141,0</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

oltre 500 i clienti termoelettrici. In termini di volumi il domestico assorbe 17 G(m<sup>3</sup>), 5,6 sono acquisiti dal commercio, 22,2 dall'industria e 24,2 dalla generazione elettrica.

La percentuale di clienti serviti sul mercato libero cresce al crescere della dimensione media del cliente: 4,2% nel settore domestico, 33,2% nel commercio e servizi, 47,2% nell'industria e 92% nel termoelettrico.

Sotto il profilo territoriale (Tav. 3.28) la regione più rilevante è la Lombardia, che da sola assorbe un quarto delle vendite totali al mercato finale. Molto importanti sono anche l'Emilia

Romagna (14,4%), il Piemonte (10,8%), il Lazio (8,1%), il Veneto (7,2%) e la Toscana (7%).

La dislocazione dei clienti industriali mostra una classifica molto simile: il 24,5% risiedono in Lombardia, il 14,8% in Emilia Romagna, l'11,8% in Piemonte, il 10,1% in Veneto e il 6,4% in Toscana; quella dei clienti termoelettrici è anch'essa simile, a patto di sostituire il Veneto con la Sicilia (il 25,4% del gas venduto al mercato finale è acquistato in Lombardia, il 15% in Emilia Romagna, il 13,5% in Lazio, il 9,8% in Piemonte, il 9,6 in Sicilia).

## Fornitura del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

Anche quest'anno l'indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità ha dedicato una specifica sezione anche alla fornitura di gas diversi dal gas naturale attraverso reti secondarie. Ai soggetti esercenti l'attività di distribuzione e/o vendita di gas diversi dal gas naturale è stato chiesto di fornire dati preconsuntivi sull'attività svolta nel 2007 e dati definitivi sull'attività svolta nel 2006. I principali risultati saranno brevemente illustrati nelle tavole che seguono e andranno letti tenendo a mente che i valori relativi al 2006 potranno risultare diversi da quelli pubblicati nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, quando i valori relativi a quell'anno erano preconsuntivi.

In tutto hanno risposto all'indagine 98 operatori, 61 dei quali hanno dichiarato di aver svolto nel corso del 2007 le attività di distribuzione e vendita in modo integrato; 21 sono risultati i distributori e 10 i venditori "puri", mentre i rimanenti 6 hanno dichiarato di essere rimasti inattivi. Gli stessi soggetti nel 2006 risultavano così distribuiti: 53 distributori/venditori integrati, 23 distributori, 8 venditori e 14 inattivi. Poiché l'attività regolata dall'Autorità riguarda gli operatori che svolgono attività di distribuzione, integrata o meno con la vendita, di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti locali, i dati dei venditori "puri" sono stati esclusi dal resto dell'analisi.

Complessivamente i volumi di gas diversi dal gas naturale distribuiti sono diminuiti da 34,1 M(m<sup>3</sup>) nel 2006 a 32,1 M(m<sup>3</sup>) nel 2007, nonostante l'aumento del numero dei clienti (gruppi di misura), passato da 114.000 a 122.000 unità, e dei comuni serviti, cresciuti da 568 a 582. Il consumo medio unitario risulta in effetti diminuito da 301 a 263 m<sup>3</sup>. La maggior quota di tale distribuzione riguarda il GPL, che rappresenta il 57% in termini di volumi erogati e il 77% in termini di clienti serviti (Tav. 3.29). La distribuzione regionale<sup>7</sup> (Tav. 3.30) mostra che la non meta-nizzata Sardegna è la regione nella quale la distribuzione di gas diversi dal gas naturale è di gran lunga superiore alle altre in termini sia di volumi erogati sia di clienti: da sola essa ha assorbito quasi il 30% dei volumi distribuiti nel 2007. Nella regione, tuttavia, il servizio non appare particolarmente diffuso considerando che interessa 57 comuni, contro i 377 che appartengono a questo territorio. La seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di altri gas risulta rilevante è la Toscana che conta per il 15% in termini di volumi e il 18% in termini di clienti serviti. In questa regione la distribuzione di GPL e altri gas copre inoltre la metà dei comuni esistenti nel territorio. Una quota importante, pari al 19%, dei volumi distribuiti è assorbita dalla Lombardia che, tuttavia, conta molto meno in termini di clienti serviti, pari al 7%. In questa regione, infatti, la distribuzione

TIPO DI GAS	ANNO 2006 (DATI CONSUNTIVI)		2007 (DATI PRE-CONSUNTIVI)	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	19,1	89.546	18,1	94.569
Aria propanata	9,7	21.781	9,3	24.780
Altri gas	5,4	2.676	4,7	2.846
<b>TOTALE</b>	<b>34,1</b>	<b>114.003</b>	<b>32,1</b>	<b>122.195</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 3.29

### Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale in Italia

Volumi in M(m<sup>3</sup>) e numero di clienti

<sup>7</sup> Nella tavola 3.20 il numero di clienti complessivamente serviti risulta inferiore a quello pubblicato nella tavola 3.19 in quanto alcuni operatori non hanno fornito il dettaglio regionale dei propri clienti, ma soltanto il dato nazionale.

TAV. 3.30

**Distribuzione regionale  
a mezzo rete di gas  
diversi dal gas naturale**

	2006 (DATI CONSUNTIVI)				2007 (DATI PRE-CONSUNTIVI)			
	VOLUMI EROGATI	OPERATORI <sup>(A)</sup>	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	OPERATORI <sup>(A)</sup>	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Val d'Aosta	0,09	3	232	3	0,08	3	254	4
Piemonte	1,47	10	4.920	59	1,35	11	5.330	60
Liguria	2,08	15	10.367	60	2,00	15	10.875	62
Lombardia	7,29	13	8.608	47	6,16	13	8.084	40
Trentino Alto Adige	0,16	1	455	5	0,20	2	641	7
Veneto	0,13	3	565	6	0,11	4	623	8
Friuli Venezia Giulia	1,06	2	1.453	7	0,99	3	1.784	8
Emilia Romagna	2,50	12	8.525	41	2,26	12	9.023	42
Toscana	4,98	22	21.752	143	4,72	22	22.589	142
Lazio	1,66	12	11.654	44	1,63	13	12.646	46
Marche	0,78	10	2.865	30	0,66	10	2.899	30
Umbria	0,50	10	2.877	26	0,48	10	3.125	27
Abruzzo	0,56	8	3.679	19	0,52	8	3.825	19
Molise	0,04	1	156	1	0,04	1	168	1
Campania	0,67	5	2.804	12	0,65	6	3.079	13
Puglia	0,07	2	317	2	0,09	2	390	2
Basilicata	0,28	3	1.165	5	0,26	3	1.251	5
Calabria	0,27	2	1.958	6	0,24	2	1.986	5
Sicilia	0,05	3	219	4	0,05	3	231	4
Sardegna	9,50	8	28.739	48	9,61	8	33.392	57
<b>ITALIA</b>	<b>34,13</b>	<b>145</b>	<b>113.310</b>	<b>568</b>	<b>32,10</b>	<b>151</b>	<b>122.195</b>	<b>582</b>

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 3.31

**Estensione delle reti  
di distribuzione di gas  
diversi dal gas naturale  
e loro proprietà**
Anno 2007; estensione in Km  
e quote percentuali di proprietà

	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Val d'Aosta	0	6,2	0	100,0	0
Piemonte	0	128,5	39,2	100,0	0
Liguria	0	138,6	66,9	100,0	0
Lombardia	0	75,6	86,9	60,4	27,6
Trentino Alto Adige	0	19,5	0,4	100,0	0
Veneto	0	18,8	2,8	100,0	0
Friuli Venezia Giulia	0	0,3	52,3	79,5	20,5
Emilia Romagna	0	109,0	151,5	96,8	0
Toscana	0,8	289,8	253,7	98,9	0
Lazio	0	69,6	226,6	99,0	1,0
Marche	0	31,3	39,0	93,2	0
Umbria	0	39,8	103,9	81,3	18,7
Abruzzo	0	79,3	10,8	83,9	16,1
Molise	0	2,7	0,6	100,0	0
Campania	0	69,3	46,3	100,0	0
Puglia	0	21,9	0	100,0	0
Basilicata	0	3,6	36,0	100,0	0
Calabria	0	60,4	0	100,0	0
Sicilia	0	8,8	0	100,0	0
Sardegna	0	606,3	550,5	75,0	11,3
<b>ITALIA</b>	<b>0,8</b>	<b>1.779,2</b>	<b>1.667,3</b>	<b>87,6</b>	<b>6,7</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

riguarda principalmente realtà produttive (presenza di una grossa raffineria nel territorio di Pavia) i cui consumi medi sono elevati. Quote relativamente importanti di gas (non naturale) distribuiti a mezzo rete risultano essere utilizzate anche in Emilia Romagna, Liguria e Lazio. Infine, l'estensione delle reti e la loro proprietà sono illustrate nella tavola 3.22, in cui si può vedere come complessivamente, in

Italia, siano in esercizio quasi 3.500 km di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale, prevalentemente (87,6%) di proprietà degli esercenti stessi. I Comuni risultano avere quote minoritarie o nulle in quasi tutto il territorio nazionale: la media in Italia è del 6,7%. È importante sottolineare che la somma delle quote proprietarie di esercente e Comune può non risultare pari al 100% per la presenza, in alcune realtà di altri soggetti proprietari di rete.

---

## Prezzi e tariffe

---

### Tariffe per l'uso delle infrastrutture

---

#### Trasporto e GNL

---

Prima dell'inizio del nuovo anno termico, al principio di agosto 2007 l'Autorità ha pubblicato le tariffe relative all'anno termico 2007-2008 per il trasporto del gas naturale (delibera 2 agosto 2007, n. 205) e per la rigassificazione del GNL, importato via mare (delibera 16 luglio 2007, n. 182).

I nuovi livelli delle tariffe di trasporto su rete nazionale e regionale (Tav. 3.32) si sono determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che gli otto operatori di questa fase della filiera hanno presentato sulla base dei criteri stabiliti dalla delibera 29 luglio 2005, n. 166 (relativa ai corrispettivi tariffari per trasporto e dispacciamento del gas naturale) e delle sue successive modificazioni. A fianco dell'operatore della rete nazionale Snam Rete Gas Spa, hanno presentato proposte tariffarie per il trasporto sulla rete regionale le società: Società Gasdotti Italia Spa, Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Metanodotto Alpino Srl, Retragas Srl, Netenergy Service Srl.

I nuovi livelli tariffari per il servizio di rigassificazione del GNL presso il terminale di Panigaglia (Tav. 3.33), si sono determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che la società GNL Italia Spa ha presentato sulla base dei criteri stabiliti dalla delibera 4 agosto 2005, n. 178.

#### Stoccaggio

---

I corrispettivi unici nazionali della tariffa di stoccaggio per l'anno termico 2008-2009 (Tav. 3.34) sono stati fissati dall'Autorità nel marzo 2008, a seguito della verifica dei dati, inviati dai due operatori dello stoccaggio nazionali Edison Stoccaggio e Stogit, necessari alla verifica dei corrispettivi d'impresa. Contestualmente alle proposte tariffarie, l'Autorità ha approvato anche riduzioni percentuali, proposte dagli operatori, dei corrispettivi unitari di iniezione  $f_{PI}$  e di erogazione  $f_{PE}$  per l'offerta di capacità interrompibile nel servizio di stoccaggio di modulazione.



TAV. 3.32

**Tariffe di trasporto  
e dispacciamento  
per l'anno termico  
2007-2008**

 Corrispettivi unitari variabili  
(commodity); €/GJ

 Corrispettivi unitari di capacità  
sulla rete nazionale; €/anno/m<sup>3</sup>  
standard/giorno

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV	0,153745
CV <sup>P</sup>	0,018596

CP <sub>E</sub> – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA					
5 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione					
Mazara del Vallo	2,432155	Tarvisio	0,765603		
Gela	2,432155	Gorizia	0,598189		
Passo Gries	0,522866				
1 punto dall'impianto di rigassificazione GNL					
GNL Panigaglia	0,656553				
<i>Hub</i> stoccaggio					
Stoccaggi Stogit/ Edison Stoccaggio	0,327874				
68 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento					
Bordolano, Casteggio, Caviaga, Cornegliano, Corte/Colombarola, Fornovo, Leno, Ovanengo, Piadena Est, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Romanengo, Settala, Soresina, Treccate	0,205220	Alfonsine, Casalborsetti, Certaldo, Correggio, Cotignola, Manara, Montenevoso, Muzza, Pomposa, Ravenna Mare, San Potito, Santerno, Scandiano, Spilamberto, Tresigallo/Sabbioncello, Vittorio V./ S. Antonio/S.Andrea	0,458404		
Calderasi/Monteverde, Ferrandina, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	1,168349	Larino, Fonte Filippo, Poggiofiorito, Reggente, S. Salvo/Capello, Santo Stefano Mare	0,885837		
Rubicone	0,426053	Falconara, Fano	0,658429		
Carassai, Cellino, Fontevecchia, Grottamare, Montecosaro, Pineto, Rapagnano, San Benedetto del Tronto, San Giorgio Mare, Settefinestre/Passatempo	0,819898	Candela, Masseria Spavento, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,961589		
Crotone, Hera Lacinia, Lavinia	1,763735	Bronte, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	2,029590		
CP <sub>U</sub> – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
5 punti di interconnessione con le esportazioni					
Bizzarone	1,744991	Passo Gries	1,139523		
Gorizia	0,937127	Tarvisio	0,440733		
Rep. San Marino	0,750593				
17 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Friuli Venezia Giulia	A	0,563979	Romagna	I	0,563979
Trentino Alto Adige e Veneto	B	0,754502	Umbria e Marche	L	0,477796
Lombardia Orientale	C	0,754502	Marche e Abruzzo	M	0,668319
Lombardia Occidentale	D	0,945025	Lazio	N	0,477796
Nord Piemonte	E1	1,135549	Basilicata e Puglia	O	0,512872
Sud Piemonte e Liguria	E2	0,945025	Campania	P	0,322348
Emilia e Liguria	F	0,754502	Calabria	Q	0,322348
Basso Veneto	G	0,563979	Sicilia	R	0,131825
Toscana e Lazio	H	0,668319			

 Corrispettivi unitari di capacità  
sulla rete nazionale; €/anno/m<sup>3</sup>  
standard/giorno

CR <sub>r</sub>	
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale	1,269359

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	SERVIZIO CONTINUATIVO <sup>(A)</sup>	SERVIZIO SU BASE SPOT <sup>(B)</sup>
C <sub>qs</sub> – Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	€/m <sup>3</sup> liquido	2,752746	1,926922
C <sub>na</sub> – Corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi	€/approdo	17.262,822084	17.262,822084
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati			
CVL	€/GJ	0,036849	0,036849
CVL <sup>P</sup>	€/GJ	0,004424	0,004424
Quota percentuale a copertura dei consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per m <sup>3</sup> consegnato	1,7%	1,7%

- (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.

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio f <sub>s</sub>	€/GJ/anno	0,166261
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f <sub>pi</sub>	€/GJ/giorno	9,088074
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f <sub>pe</sub>	€/GJ/ giorno	11,690370
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas C <sub>vs</sub>	€/GJ	0,103441
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f <sub>D</sub>	€/GJ/anno	0,159156
Componente π	€/GJ	-0,005909

SCAGLIONE	LIMITE INFERIORE (GJ/ANNO)	LIMITE SUPERIORE (GJ/ANNO)	QUOTA FISSA (€/CLIENTE/ANNO)	QUOTA VARIABILE (€/GJ)
1	0	4	30,00	0
2	4	20	30,00	2,87
3	20	200	30,00	1,58
4	200	3.000	30,00	1,14
5	3.000	8.000	30,00	0,61
6	8.000	40.000	30,00	0,26
7	40.000	infinito	30,00	0,05

### Distribuzione

Nessuna novità ha interessato il quadro normativo tariffario relativo alle attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura dei gas diversi da gas naturale per il secondo periodo regolatorio, che va dall'1 ottobre 2004 al 30 settembre 2008, determinato in base alle delibere 29 settembre 2004, n. 170 e 30 settembre 2004, n. 173 riguardanti, rispettivamente, i criteri per la definizione da parte delle imprese delle tariffe di distribuzione del gas naturale e degli altri gas distribuiti a mezzo rete. Si ricorda che in base ai criteri definiti dall'Autorità, le tariffe di distribuzione sono determinate a partire da una struttura tariffaria

nazionale di riferimento uguale per tutti gli esercenti, riprodotta nella tavola 3.35. In base a tale struttura, le tariffe di distribuzione sono poi determinate in modo differenziato per ogni ambito tariffario, applicando alla quota variabile (illustrata nell'ultima colonna della tavola 3.35) un apposito coefficiente. Le proposte tariffarie relative a ciascun ambito del servizio di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi dal naturale presentate dagli esercenti per l'anno termico 2007-2008 sono state approvate dagli Uffici dell'Autorità con le delibere 15 ottobre 2007, n. 261; 23 novembre 2007, n. 293; 14 dicembre 2007, n. 321; 28 gennaio 2008, n. 7 (ARG/gas); 22 febbraio 2008, n. 19 (ARG/gas) e sono consultabili sul sito Internet dell'Autorità.

TAV. 3.33

Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo del terminale di Panigaglia per l'anno termico 2007-2008

TAV. 3.34

Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa per l'anno termico 2008-2009

TAV. 3.35

Struttura tariffaria nazionale di riferimento per le tariffe di distribuzione

## Prezzi del mercato libero

Nel 2007 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 risultato pari a 32,28 c€/m<sup>3</sup>. I clienti nel mercato tutelato hanno pagato il gas in media 43,15 c€/m<sup>3</sup>, mentre 28,13 c€/m<sup>3</sup> è stato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero. Questi sono i risultati che emergono dalle prime e provvisorie elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori rilevate nell'ambito dell'indagine annuale sui mercati dell'energia elettrica e del gas che, per la prima volta quest'anno, ha ampliato il numero di classi in cui è suddivisa la clientela per dimensione dei consumi. L'ultima vecchia classe che prevedeva di indicare i clienti con consumi annui "superiori a 200.000 m<sup>3</sup>", è stata infatti sostituita con tre nuove classi: quella dei clienti con consumi annui "da 200.000 a 2.000.000 m<sup>3</sup>", quella dei clienti con consumi "da 2.000.000 a 20.000.000 m<sup>3</sup>" e, infine, quella dei clienti con consumi "superiori a 20.000.000 m<sup>3</sup>". Ciò nell'intento di analizzare con maggior precisione i volumi e i prezzi pagati dai grandi clienti energivori.

L'aggiunta delle nuove classi conferma le aspettative su andamenti e ordini di grandezza: i clienti del mercato tutelato pagano significativamente di più di quelli del mercato libero con analoghi profili di consumo; al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

Nel complesso delle classi soggette a tutela regolatoria il prezzo appare superiore alle condizioni economiche fissate dall'Autorità, riferito ai soli clienti domestici che consumano meno di 200.000 m<sup>3</sup> (che nella media del 2007 erano pari a 39,46 c€/m<sup>3</sup> al netto delle imposte – si veda il paragrafo successivo). I clienti più piccoli risultano pagare mediamente

44,59 c€/m<sup>3</sup>, contro i 39,16 e 33,75 c€/m<sup>3</sup> dei clienti medi e i 33,28 c€/m<sup>3</sup> dei clienti grandi; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi è dunque rilevante, essendo di 11,31 c€/m<sup>3</sup>. Una quota sostanziale di tale differenza è da ascrivere al costo della distribuzione in quanto i clienti con consumi bassi sono normalmente serviti da reti di distribuzione. Tale considerazione vale anche per i piccoli clienti del mercato libero.

La classe di clienti più ampia non è ovviamente rappresentata sul mercato tutelato. A tal proposito è importante sottolineare che la presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m<sup>3</sup> è dovuta al fatto che tali classi accolgono i consumi e i prezzi 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 tutelate dall'Autorità.

Nel mercato libero la dimensione del cliente tende a incidere in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare quasi 15 c€/m<sup>3</sup> in più dei grandi, che ottengono il gas mediamente a un prezzo di 26,39 c€/m<sup>3</sup>.

Il confronto con gli analoghi dati del 2006 mostra variazioni nel costo del gas alquanto differenziate per tipologia di mercato e classi di consumo: i clienti del mercato tutelato hanno subito aumenti, mediamente del 3,8%. Viceversa i clienti del mercato libero hanno visto il prezzo del gas diminuire in media dell'1,4%, con l'eccezione di quelli nella fascia 5.000-200.000 m<sup>3</sup> che, al contrario, paiono aver condiviso la medesima sorte dei clienti tutelati, con un prezzo che è cresciuto del 4,4%. Si può ancora osservare che, in valore assoluto, l'aumento dei prezzi medi dal 2004 al 2007 è stato praticamente lo stesso per i due mercati.

TAV. 3.36

Prezzi medi di vendita  
al netto delle imposte  
sul mercato finale  
€/m<sup>3</sup>

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTE	2004	2005	2006	2007	VAR. %
<b>MERCATO TUTELATO</b>	33,65	35,36	41,57	43,15	3,8
Consumi inferiori a 5.000 m <sup>3</sup>	35,32	37,01	43,32	44,59	2,9
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m <sup>3</sup>	30,44	32,12	37,94	39,16	3,2
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m <sup>3</sup>	27,04 <sup>(A)</sup>	29,39 <sup>(A)</sup>	32,64 <sup>(A)</sup>	33,75	-
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m <sup>3</sup>	27,04 <sup>(A)</sup>	29,39 <sup>(A)</sup>	32,64 <sup>(A)</sup>	33,28	-
Consumi superiori a 20.000.000 m <sup>3</sup>	27,04 <sup>(A)</sup>	29,39 <sup>(A)</sup>	32,64 <sup>(A)</sup>	-	-
<b>MERCATO LIBERO</b>	18,76	23,23	28,53	28,13	-1,4
Consumi inferiori a 5.000 m <sup>3</sup>	32,99	31,95	41,99	40,96	-2,4
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m <sup>3</sup>	27,24	29,76	35,53	37,10	4,4
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m <sup>3</sup>	18,46 <sup>(A)</sup>	23,00 <sup>(A)</sup>	28,07 <sup>(A)</sup>	30,86	-
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m <sup>3</sup>	18,46 <sup>(A)</sup>	23,00 <sup>(A)</sup>	28,07 <sup>(A)</sup>	27,85	-
Consumi superiori a 20.000.000 m <sup>3</sup>	18,46 <sup>(A)</sup>	23,00 <sup>(A)</sup>	28,07 <sup>(A)</sup>	26,39	-
<b>TOTALE</b>	23,13	26,89	32,61	32,28	-

(A) Fino al 2006 il prezzo veniva rilevato per un'unica classe di clienti con consumi superiori a 200.000 m<sup>3</sup>. I dati non sono quindi confrontabili con il valore del 2007.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

## Condizioni economiche di riferimento

L'andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi in permanente ascesa ha causato continue e sensibili accelerazioni delle tariffe del gas per le famiglie italiane per tutto il 2006 e fino alla primavera del 2007. La dinamica dell'indice elementare del gas raccolto mensilmente dall'Istat nell'ambito del paniere di rilevazione dell'inflazione<sup>8</sup> è illustrata nella tavola 3.37.

Nei primi quattro mesi del 2006 il prezzo del gas per le famiglie italiane rilevato dall'Istat è salito al ritmo dell'1% al mese. In maggio e aprile si sono evidenziate due contrazioni, largamente recuperate, tuttavia, dal brusco innalzamento di luglio (3%). I rincari si sono fermati in estate: dal mese di agosto, infatti, il prezzo è rimasto sostanzialmente invariato sino a fine anno. Grazie a questa stabilità il tasso tendenziale ha ricominciato a scendere, tornando al di sotto delle "due cifre" (in dicembre è risultato pari al 6,6%).

Il trend di discesa è proseguito nel 2007. Fatta eccezione per

il mese di gennaio, in cui l'indice ha registrato un significativo aumento dell'1,2%, sino all'autunno il prezzo del gas è rimasto invariato o ha registrato riduzioni (significativa quella di maggio pari a -2,3%). Dall'ottobre la ripresa delle quotazioni internazionali del petrolio ha fatto risalire il valore dell'indice.

In media d'anno, il prezzo del gas ha registrato nel 2006 una variazione complessiva pari al 9,3% e nel 2007 pari allo 0,1%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto, rispettivamente, del 2,1% e dell'1,8%, la dinamica del gas ha registrato un incremento in termini reali del 7,1% nel primo dei due anni considerati e una riduzione dell'1,7% nel secondo.

Il confronto con gli altri principali paesi europei (Fig. 3.9) conferma per il 2007 una sostanziale stabilità del prezzo del gas anche nel contesto europeo. A fronte di un'ulteriore variazione del prezzo del petrolio Brent dell'11% nel 2007

<sup>8</sup> 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". Nel 2008 il peso dell'indice elementare del gas nel paniere al netto dei tabacchi è sceso al 2,0% dal 2,3% del 2007.

TAV. 3.37

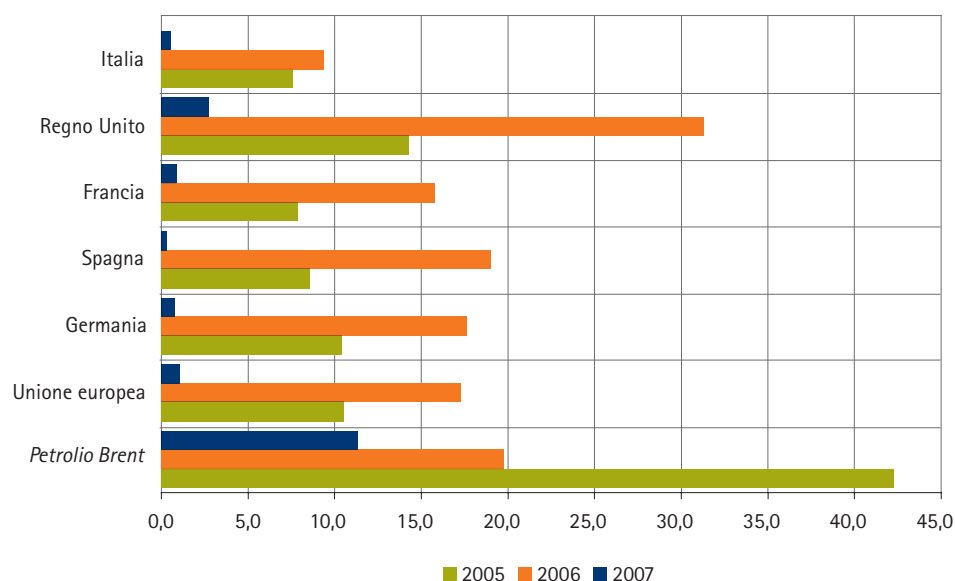
Indici mensili Istat  
dei prezzi del gasNumeri indice 1995 = 100  
e variazioni percentuali

MESI	2006				2007			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2006-2005	PREZZO REALE <sup>(A)</sup>	VAR. % 2006-2005	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2007-2006	PREZZO REALE <sup>(A)</sup>	VAR. % 2007-2006
Gennaio	145,2	9,5	114,1	7,2	154,9	6,7	119,1	5,0
Febbraio	146,8	10,5	115,0	8,3	154,9	5,5	118,7	3,7
Marzo	148,2	11,3	115,9	8,9	153,7	3,7	117,7	2,0
Aprile	149,3	10,8	116,4	8,5	150,1	0,5	114,7	-0,9
Maggio	147,9	9,7	115,1	7,4	149,0	0,7	113,5	-0,9
Giugno	147,6	9,5	114,7	7,2	149,1	1,0	113,4	-0,6
Luglio	152,1	9,5	117,7	7,0	148,0	-2,7	112,2	-4,3
Agosto	152,6	9,9	117,9	7,5	147,4	-3,4	111,6	-4,9
Settembre	152,8	9,7	118,2	7,4	147,4	-3,5	111,6	-5,1
Ottobre	153,1	7,8	118,7	6,0	149,0	-2,7	112,5	-4,7
Novembre	153,2	6,8	118,5	4,9	149,8	-2,2	112,6	-4,5
Dicembre	153,1	6,6	118,4	4,7	150,2	-1,9	112,6	-4,4
Media annua	150,2	9,3	116,7	7,1	150,3	0,1	114,2	-1,7

(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.

FIG. 3.9

Variazioni dei prezzi  
del gas per le famiglie  
nei principali paesi europeiVariazioni percentuali sull'anno  
precedente

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

(seguita al 20% e al 42% dei due anni precedenti, come si vede nel grafico), si nota come l'Italia sia il paese che è riuscito a contenere l'incremento del prezzo del gas alle famiglie al valore più basso (7,6% nel 2005, 9,4% nel 2006 e 0,5% nel 2007) e nettamente inferiore alla media dei paesi europei (10,6%, 17,3%, 1% nei tre anni indicati). Nel 2007 soltanto la Spagna ha registrato una variazione del prezzo del gas inferiore a quella italiana, pari allo 0,3%.

## Prezzo medio nazionale di riferimento del gas

La dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento della media nazionale del "prezzo di riferimento" per i consumatori domestici (Fig. 3.10). Si tratta del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura (differenziate localmente), definite dall'Autorità in base alla delibera 4 dicembre 2003, n. 138, che le società di vendi-

ta devono obbligatoriamente offrire alle famiglie<sup>9</sup>, accanto a eventuali altre proprie condizioni.

Nel 2007 il prezzo medio di riferimento, pari a 67,29 c€/m<sup>3</sup>, è risultato inferiore dello 0,5% rispetto al valore registrato nel 2006, pari a 67,63 c€/m<sup>3</sup>.

L'aumento delle quotazioni petrolifere internazionali ha mantenuto in aumento la componente relativa al costo di acquisto della materia prima (la cosiddetta componente QE) dal terzo trimestre 2005 sino a tutto il terzo trimestre 2006. Dopo due trimestri, l'ultimo del 2006 e il primo del 2007, in cui è rimasta invariata, la QE ha poi registrato due significative riduzioni, rispettivamente dell'8,5% e del 4,3% nel secondo e terzo trimestre dello scorso anno. Il 2007 si è poi chiuso con un aumento del 6,2%.

All'inizio del 2006 i rincari della QE sono stati attenuati dalla discesa della componente a copertura dei costi di vendita (a sua volta dovuta a una riduzione nel costo di commercializzazione all'ingrosso), parzialmente attenuata da un aumento dei costi infrastrutturali (cresciuti per un incremento del costo di trasporto). Nel secondo e nel quarto trimestre dello stesso anno, invece, gli aumenti della materia prima si sono accompagnati a un rialzo anche della componente a copertura dei costi infrastrutturali (per un aumento del costo di stoccaggio in aprile e per un aumento del costo di trasporto in ottobre). Anche nell'ultimo trimestre del 2007 l'aumento della componente materia prima si è associato a un incremento dell'1,7%

delle componenti a copertura dei costi riconosciuti di trasporto e di vendita al dettaglio. All'accrescersi delle componenti indicate va infine aggiunto l'effetto moltiplicativo che le imposte, in parte calcolate in percentuale, aggiungono al prezzo complessivo.

Il 2008 si è aperto con un nuovo e significativo rincaro, del 5,5%, dovuto sia alla materia prima, sia alla revisione dei costi del trasporto e della commercializzazione al dettaglio. Anche in aprile il perdurare dell'eccezionale crescita delle quotazioni internazionali degli idrocarburi, registrata a partire dall'estate del 2007, ha causato un ulteriore incremento del costo della materia prima, a cui si è aggiunto un lieve rialzo della componente a copertura dei costi di stoccaggio. Complessivamente, il valore medio nazionale delle condizioni economiche di riferimento per i clienti domestici che consumano meno di 200.000 m<sup>3</sup> all'anno è salito nel secondo trimestre del 4,1%.

All'1 aprile 2008 il prezzo medio nazionale di riferimento (Fig. 3.11) risulta composto per il 61% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 39% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del prezzo per oltre un terzo (36,1%), i costi di commercializzazione per l'8,7% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 15,9%. Nell'ambito dei costi per

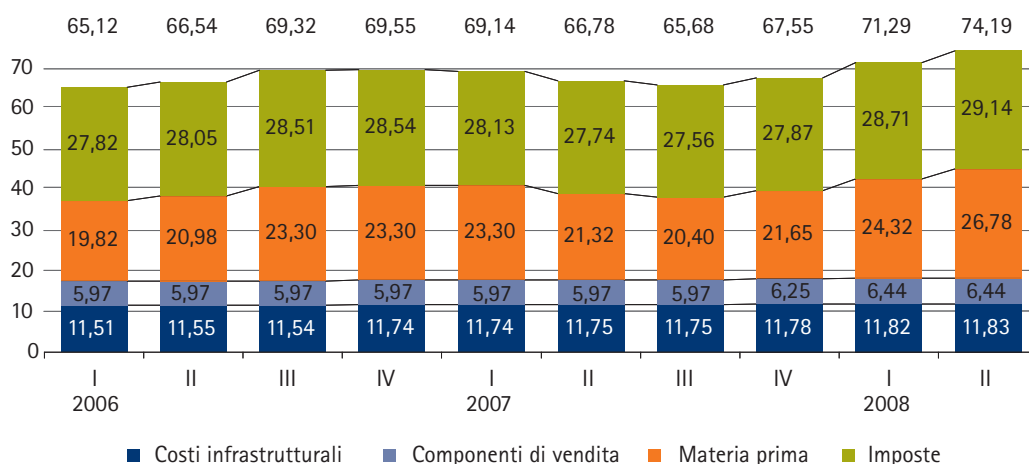


FIG. 3.10

Media nazionale delle condizioni economiche di riferimento del gas naturale negli ultimi due anni

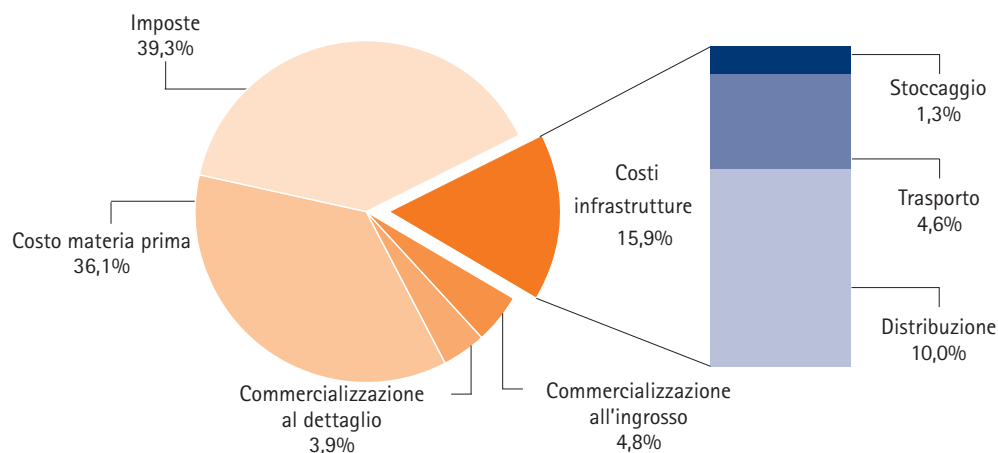
c€/m<sup>3</sup>

<sup>9</sup> Dall'1 ottobre 2006 le condizioni economiche di riferimento, stabilite dall'Autorità in base alla delibera n. 138/03, devono essere obbligatoriamente offerte dalle società di vendita ai soli consumatori domestici, mentre dall'1 gennaio 2004 sino all'ottobre 2006 tali condizioni dovevano essere obbligatoriamente offerte a tutti i clienti (piccoli consumatori del commercio, dell'artigianato e famiglie) che utilizzavano meno di 200.000 m<sup>3</sup> all'anno.

FIG. 3.11

### Composizione percentuale del prezzo medio di riferimento del gas naturale al 1° aprile 2008

Valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per consumi domestici inferiori a 200.000 m<sup>3</sup> annui; valori percentuali



le infrastrutture la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione, la componente Cd incide infatti per il 10% sul valore complessivo; l'incidenza della componente a copertura dei costi di trasporto è pari al 4,6%, mentre è pari all'1,3% l'incidenza della componente per lo stoccaggio.

La tavola 3.29 mostra il valore della nuova accisa e delle aliquote IVA in vigore per l'anno 2008.

Dall'1 gennaio 2008 è entrata in vigore la riforma della tassazione dei prodotti energetici (stabilita con il decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26) che ha recepito la Direttiva europea 2003/96/CE, secondo la quale le accise sul gas naturale sono ora calcolate in base ai consumi e non più in base agli usi finali. Il decreto legislativo n. 26/07 ha infatti disposto la sostituzione dell'imposta sul consumo con aliquote di accisa per il gas per combustione per usi civili, strutturate su scaglioni progressivi di consumo annuo (fino a 120 m<sup>3</sup>; da 120 a 480 m<sup>3</sup>; da 480 a 1.560 m<sup>3</sup>; oltre 1.560 m<sup>3</sup>), eliminando i precedenti riferimenti alle tariffe T1, T2, T3 e T4, la cui applicazione era stabilita in base all'impiego del gas (rispettivamente: tariffa per l'uso cottura cibi e produzione di acqua calda; per riscaldamento individuale; per riscaldamento centralizzato, usi artigianali o commerciali; per usi industriali). Il decreto ha inoltre rivisto l'aliquota IVA che seguiva l'analogo

schema: l'aliquota ridotta del 10%, prima riservata unicamente agli usi di cottura cibi e produzione di acqua calda, è ora applicabile a tutti gli usi per i primi 480 m<sup>3</sup> di consumo annui.

Il decreto legislativo n. 26/07, che ha definito l'entrata in vigore della nuova tassazione anche degli altri prodotti energetici e dell'elettricità fin dal 1° giugno 2007, ha rimandato al 1° gennaio 2008 l'attuazione dell'art. 2, relativo alle aliquote di accisa e di imposta sul valore aggiunto del gas naturale per combustione per usi civili per consentire gli opportuni adeguamenti dei sistemi informativi di fatturazione delle imprese di vendita.

I valori delle aliquote di accisa descritti nella tavola 3.38, tuttavia, non sono quelli stabiliti dal decreto legislativo n. 26/07, bensì quelli stabiliti dal decreto del Ministero dell'economia e delle finanze del 13 febbraio 2008 che li ha ridotti, a decorrere dal 1° gennaio 2008 (e dunque con effetto retroattivo) avvicinandoli a quelli delle aliquote di accisa sul gas naturale destinato alla combustione per usi civili consumato nei territori di cui all'art. 1 del Testo unico delle leggi sugli interventi nel Mezzogiorno. Ciò in funzione del completamento progressivo del processo di armonizzazione e di riavvicinamento delle aliquote di accisa applicate al gas naturale nelle diverse zone geografiche del paese.

TAV. 3.38

**Imposte sul gas**

c€/m<sup>3</sup> per le accise e aliquote percentuali per l'IVA, in vigore nel 2008

Fascia di consumo	USI CIVILI			USI INDUSTRIALI		
	< 130 m <sup>3</sup>	120-480 M(m <sup>3</sup> )	> 1.560 M(m <sup>3</sup> )	< 1.560 M(m <sup>3</sup> )	< 1,2 M(m <sup>3</sup> )	> 1,2 M(m <sup>3</sup> )
<b>ACCISA</b>						
Normale	3,80	17,10	16,60	18,30	1,2948	1,2948
Territori ex Cassa del Mezzogiorno <sup>(A)</sup>	3,80	13,50	12,00	15,00	-	-
<b>ADDIZIONALE REGIONALE<sup>(B)</sup></b>						
Piemonte	1,9000	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249	0,5200
Veneto	0,7747	2,3241	2,5823	3,0987	0,6249	0,5165
Liguria						
- zone climatiche C e D	1,9000	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249	0,5200
- zona climatica E	1,5500	1,5500	1,5500	1,5500	0,6249	0,5200
- zona climatica F	1,0300	1,0300	1,0300	1,0300	0,6249	0,5200
Emilia Romagna	2,2000	3,0987	3,0987	3,0987	0,6249	0,5165
Toscana	1,5000	2,6000	3,0000	3,0000	0,6000	0,5200
Umbria	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165
Marche	1,5500	1,8100	2,0700	2,5800	0,0000	0,0000
Lazio	1,9000	3,0990	3,0990	3,0990	0,6249	0,5160
Abruzzo						
- zone climatiche E e F	1,0330	1,0330	1,0330	1,0330	0,6474	0,6474
- altre zone	1,9000	2,3241	2,5823	2,5823	0,6474	0,6474
Molise	3,0987	3,0987	3,0987	3,0987	0,6200	0,6200
Campania	1,9000	3,1000	3,1000	3,1000	0,6249	0,6249
Puglia	1,9000	3,0980	3,0980	3,0980	0,0000	0,0000
Calabria	2,2000	2,5823	2,5823	2,5823	0,6474	0,6474
<b>ALiquota IVA (%)</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>10<sup>(C)</sup></b>	<b>10<sup>(C)</sup></b>

(A) Si tratta dei territori indicati dalla legge n. 218/78.

(B) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a 0; l'imposta non è più dovuta anche in Lombardia dal 2002 (LR 18/12/2001, n. 27) e in Basilicata dal 2008 (LR 28/12/2007, n. 28).

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

## Qualità del servizio

### Qualità del trasporto gas

Dall'analisi dei dati relativi alla qualità del servizio reso ai clienti finali comunicati dagli esercenti all'Autorità ai sensi della delibera n. 168/04, emerge un effettivo adempimento da parte degli esercenti a quanto previsto dal *Testo integrato della*

*qualità dei servizi gas*. Di seguito vengono presentati i dati relativi all'intero settore, ma anche alcune tavole che evidenziano le *performance* delle imprese con un numero di clienti finali maggiore di 100.000.



La figura 3.12 mostra i dati relativi all'ispezione della rete in bassa e in alta pressione effettuata a partire dal 1997. Dal 2004, inizio del secondo periodo di regolazione, fino all'anno 2005 la quantità di rete ispezionata si attesta su valori all'incirca pari al 40%. A partire dal 2006 l'attività di ispezione ha subito un incremento raggiungendo valori, sia per la alta sia per la bassa pressione, maggiori del 45%. Complessivamente l'ispezione effettuata dall'intero settore gas rispetta ampiamente gli obblighi di servizio fissati dalla delibera n. 168/04.

Per quanto riguarda le chiamate di pronto intervento (Fig. 3.13), si registra che il tempo medio effettivo si attesta su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla delibera n. 168/04, pari a 60 minuti. Il tempo medio effettivo del 2007 ha subito una lieve flessione coerentemente con il numero complessivo delle chiamate di pronto intervento

registrate.

La tavola 3.39 riepiloga il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti suddivise per localizzazione ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione con la suddivisione delle stesse in base all'origine dell'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazione da parte di terzi).

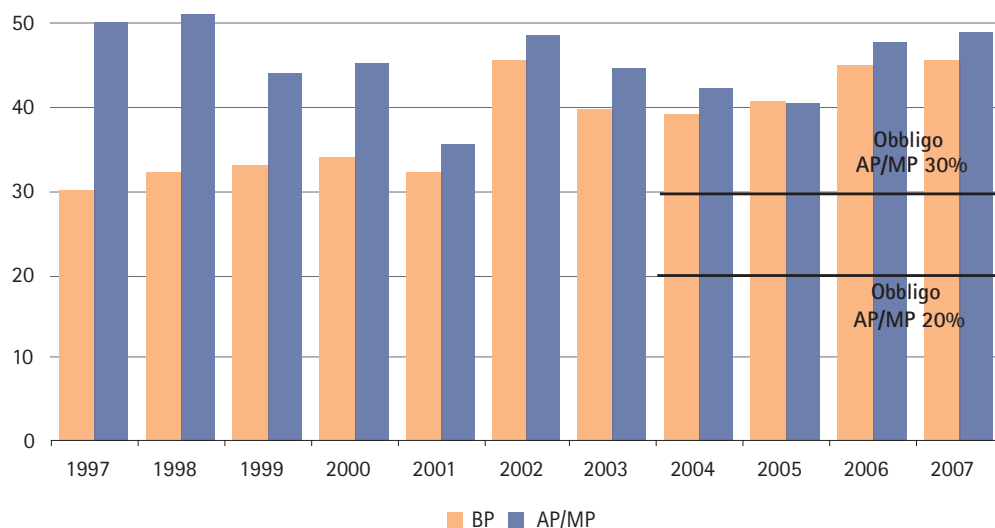
La tavola 3.40 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento per l'anno 2007 relative ai grandi esercenti.

Le tavole 3.41 e 3.42 forniscono il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete e di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2006 relative ai grandi distributori.

La tavola 3.43 fornisce il riepilogo generale delle attività di protezione catodica relativa ai grandi esercenti per l'anno 2006.

FIG. 3.12

Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2007



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

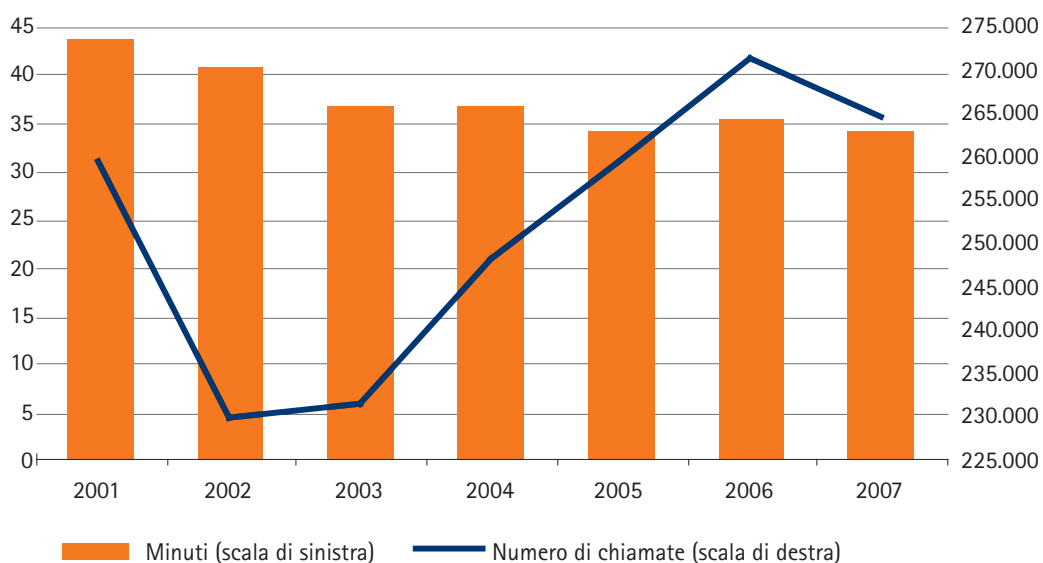


FIG. 3.13

**Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione**

Anni 2001-2007; tempo medio effettivo (in minuti) e numero di chiamate

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.39

**Dispersioni suddivise per tipologia**

Anno 2007

LOCALIZZAZIONE	NUMERO DI DISPERSIONI LOCALIZZATE A SEGUITO DI ISPEZIONI PROGRAMMATE					NUMERO DI DISPERSIONI LOCALIZZATE A SEGUITO DI SEGNALAZIONI DI TERZI					TOTALE
	A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	B	C	Totale	A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	B	C	Totale	
Su rete	1.321	1.310	1.187	1.098	4.916	3.311	1.260	1.215	1.297	7.083	11.999
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	182	229	364	636	1.411	4.615	2.157	1.612	2.532	10.916	12.327
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	747	54	192	1.243	2.236	16.868	5.932	7.011	24.660	54.471	56.707
Su gruppo di misura	132	23	45	327	527	26.674	7.868	5.504	24.864	64.910	65.437
<b>TOTALE</b>	<b>2.382</b>	<b>1.616</b>	<b>1.788</b>	<b>3.304</b>	<b>9.090</b>	<b>51.468</b>	<b>17.217</b>	<b>15.342</b>	<b>53.353</b>	<b>137.380</b>	<b>146.470</b>

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.40

**Pronto intervento dei  
grandi esercenti nel 2007**

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	4.554.000	58.746	12,9	4.726	1,0	63.472
Enel Rete Gas	2.020.652	27.719	13,7	2.008	1,0	29.727
Hera	1.003.747	16.452	16,4	1.118	1,1	17.570
Aem Distribuzione Gas e Calore	827.885	20.362	24,6	1.498	1,8	21.860
Napoletana Gas	708.234	12.910	18,2	119	0,2	13.029
Italcogim Reti	650.906	9.331	14,3	829	1,3	10.160
Toscana Energia	645.645	10.413	16,1	826	1,3	11.239
Azienda Energia e Servizi	471.476	5.219	11,1	1.066	2,3	6.285
Enia	381.836	5.872	15,4	286	0,8	6.158
Asm Reti	379.484	2.785	7,3	1.079	2,8	3.864
Siciliana Gas	336.543	7.490	22,3	964	2,9	8.454
Iride Acqua Gas	327.564	4.551	13,9	229	0,7	4.780
Ascopiave	319.845	2.166	6,8	423	1,3	2.589
AcegasAps	260.618	1.838	7,1	490	1,9	2.328
Arcalgas Progetti	253.463	4.389	17,3	781	3,1	5.170
Consiag Reti	180.359	2.288	12,7	301	1,7	2.589
Linea Distribuzione	161.846	310	1,9	393	2,4	703
SGR Reti	160.493	901	5,6	175	1,1	1.076
Thüga Laghi	157.496	1.917	12,2	265	1,7	2.182
Thüga Padana	144.076	3.224	22,4	186	1,3	3.410
Edison DG	137.008	1.646	12,0	162	1,2	1.808
AMG Energia	136.790	4.119	30,1	360	2,6	4.479
Gas Natural Distribuzione Italia	134.214	2.351	17,5	742	5,5	3.093
Thüga Mediterranea	133.178	1.804	13,6	154	1,2	1.958
Agsam Rete Gas	130.154	2.364	18,2	348	2,7	2.712
Trentino Servizi	121.717	577	4,7	132	1,1	709
GEI Gestione Energetica impianti	121.260	1.187	9,8	75	0,6	1.262
Erogasmet	120.782	1.897	15,7	221	1,8	2.118
Multiservizi	113.771	1.943	17,1	31	0,3	1.974
AMG Gas	112.555	1.693	15,0	18	0,2	1.711
Coingas	111.689	1.314	11,8	108	1,0	1.422
Acam	108.053	2.046	18,9	292	2,7	2.338
Amga Azienda Multiservizi	102.036	702	6,9	236	2,3	938
<b>TOTALE</b>	<b>15.529.375</b>	<b>222.526</b>	<b>14,3</b>	<b>20.641</b>	<b>1,3</b>	<b>243.167</b>

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.41

Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2007

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE RETE km <sup>(A)</sup>	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA km	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE RETE km <sup>(A)</sup>	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA km	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana per il Gas	23.000	7.697	33,5	17.245	6.786	39,4
Enel Rete Gas	18.189	6.247	34,3	11.512	4.692	40,8
Hera	4.562	2.454	53,8	7.668	4.166	54,3
Aem Distribuzione Gas e Calore	2.359	1.890	80,1	483	478	98,8
Napoletana Gas	3.122	1.495	47,9	1.300	619	47,7
Italcogim Reti	2.742	2.348	85,6	1.936	1.756	90,7
Toscana Energia	3.657	1.623	44,4	2.664	1.438	54,0
Azienda Energia e Servizi	1.139	413	36,2	186	56	30,4
Enia	2.743	1.533	55,9	2.692	1.655	61,5
Asm Reti	3.332	2.111	63,3	1.085	840	77,4
Siciliana Gas	2.495	653	26,2	1.078	385	35,7
Iride Acqua Gas	1.252	424	33,9	419	141	33,8
Ascopiave	3.467	1.258	36,3	1.681	586	34,9
AcegasAps	1.698	1.311	77,2	417	330	79,2
Arcalgas Progetti	1.680	904	53,8	1.962	1.147	58,5
Consiag Reti	988	370	37,4	546	203	37,1
Linea Distribuzione	1.086	141	13,0	457	66	14,4
SGR Reti	1.200	617	51,4	1.338	528	39,5
Thüga Laghi	1.263	499	39,5	640	336	52,5
Thüga Padana	1.342	930	69,2	927	679	73,2
Edison DG	1.343	1.296	96,5	1.049	667	63,6
AMG Energia	500	500	100,0	237	231	97,3
Gas Natural Distribuzione Italia	540	540	100,0	257	223	86,7
Thüga Mediterranea	1.228	515	42,0	1.188	585	49,2
Agsm Rete Gas	822	635	77,2	290	223	77,0
Trentino Servizi	828	288	34,8	366	151	41,4
GEI Gestione Energetica impianti	1.483	680	45,8	578	270	46,7
Erogasmet	917	399	43,5	359	170	47,4
Multiservizi	430	107	24,9	522	153	29,4
AMG Gas	427	177	41,5	120	42	34,8
Coingas	1.033	963	93,2	672	647	96,2
Acam	1.118	344	30,8	294	121	41,1
Amga Azienda Multiservizi	1.113	383	34,4	392	131	33,5
<b>TOTALE</b>	<b>93.100</b>	<b>41.743</b>	<b>44,8</b>	<b>62.560</b>	<b>30.503</b>	<b>48,8</b>

(A) L'estensione della rete è comprensiva di quella degli impianti dei comuni in avviamento, in subentro e persi in corso d'anno.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.42

Individuazione  
di dispersioni nelle reti  
dei grandi esercenti  
nel 2007

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE (km)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA (km)	NUMERO DISPERSIONI			
				DA RETE ISPEZIONATA (km) <sup>(A)</sup>	PER km RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER km SEGNALAZIONE DA TERZI
Società Italiana per il Gas	9,00	40.245	14.483	1.301	0,09	23.848	0,59
Enel Rete Gas	14,77	29.701	10.939	229	0,02	13.390	0,45
Hera	11,97	12.230	6.620	474	0,07	9.831	0,80
Aem Distribuzione Gas e Calore	3,43	2.842	2.368	1.501	0,63	14.340	5,05
Napoletana Gas	6,42	4.422	2.114	205	0,10	7.818	1,77
Italcogim Reti	13,91	4.678	4.104	25	0,01	4.189	0,90
Toscana Energia	9,80	6.322	3.061	135	0,04	4.909	0,78
Azienda Energia e Servizi	2,81	1.324	469	19	0,04	3.120	2,36
Enia	14,37	5.435	3.189	155	0,05	3.351	0,62
Asm Reti	12,65	4.417	2.951	147	0,05	1.640	0,37
Siciliana Gas	10,61	3.573	1.038	8	0,01	4.448	1,24
Iride Acqua Gas	5,10	1.671	565	892	1,58	3.394	2,03
Ascopiave	20,30	5.148	1.844	25	0,01	810	0,16
AcegasAps	8,11	2.115	1.641	119	0,07	941	0,44
Arcalgas Progetti	19,29	3.642	2.051	35	0,02	2.309	0,63
Consiag Reti	8,51	1.534	573	57	0,10	771	0,50
Linea Distribuzione	9,54	1.544	207	10	0,05	221	0,14
SGR Reti	16,36	2.538	1.145	15	0,01	772	0,30
Thüga Laghi	12,40	1.902	834	586	0,70	1.100	0,58
Thüga Padana	16,24	2.270	1.608	49	0,03	2.045	0,90
Edison DG	17,45	2.392	1.963	142	0,07	839	0,35
AMG Energia	5,39	737	731	5	0,01	3.178	4,31
Gas Natural Distribuzione Italia	12,39	797	763	58	0,08	988	1,24
Thüga Mediterranea	18,14	2.415	1.100	28	0,03	960	0,40
Agsam Rete Gas	8,54	1.112	858	42	0,05	998	0,90
Trentino Servizi	12,34	1.194	439	6	0,01	232	0,19
GEI Gestione Energetica impianti	17,00	2.062	950	8	0,01	1.235	0,60
Erogasmet	11,24	1.277	569	104	0,18	1.340	1,05
Multiservizi	9,80	952	261	1	0,00	992	1,04
AMG Gas	4,86	547	219	30	0,14	837	1,53
Coingas	15,27	1.705	1.609	19	0,01	385	0,23
Acam	13,24	1.412	465	146	0,31	845	0,60
Amga Azienda Multiservizi	14,75	1.505	515	25	0,05	383	0,25
<b>TOTALE</b>	<b>10,50</b>	<b>155.660</b>	<b>72.246</b>	<b>6.601</b>	<b>0,09</b>	<b>116.459</b>	<b>0,75</b>

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.43

**Protezione catodica  
delle reti dei grandi  
esercenti nel 2007**

Estensione reti in Km

ESERCENTE	ESTENSIONE RETE	ESTENSIONE RETE ACCIAIO	ESTENSIONE RETE ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA	ESTENSIONE RETE ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA
Società Italiana per il Gas	40.245	31.221	31.033	188	99,4%
Enel Rete Gas	29.701	27.706	27.328	377	98,6%
Hera	12.230	10.273	10.062	211	98,0%
Aem Distribuzione Gas e Calore	2.842	1.050	663	387	63,2%
Napoletana Gas	4.422	3.250	3.117	133	95,9%
Italcogim Reti	4.678	4.035	4.035	-	100,0%
Toscana Energia	6.322	5.202	4.595	608	88,3%
Azienda Energia e Servizi	1.325	514	514	-	100,0%
Enia	5.435	5.198	4.940	258	95,0%
Asm Reti	4.417	3.080	2.564	516	83,2%
Siciliana Gas	3.573	2.971	2.932	39	98,7%
Iride Acqua Gas	1.671	511	84	427	16,4%
Ascopiave	5.148	5.073	5.073	-	100,0%
AcegasAps	2.115	686	481	205	70,2%
Arcalgas Progetti	3.642	2.430	2.430	-	100,0%
Consiag Reti	1.534	1.440	1.435	4	99,7%
Linea Distribuzione	1.544	1.230	988	242	80,3%
SGR Reti	2.538	2.518	2.518	-	100,0%
Thüga Laghi	1.902	1.779	1.762	17	99,0%
Thüga Padana	2.270	2.249	2.249	-	100,0%
Edison DG	2.392	1.507	1.502	5	99,7%
AMG Energia	737	231	231	-	100,0%
Gas Natural Distribuzione Italia	797	787	512	275	65,0%
Thüga Mediterranea	2.415	2.006	1.979	26	98,7%
Agsm Rete Gas	1.112	808	769	39	95,1%
Trentino Servizi	1.194	1.164	1.164	-	100,0%
GEI Gestione Energetica impianti	2.062	2.020	2.020	-	100,0%
Erogasmet	1.277	1.277	1.277	-	100,0%
Multiservizi	952	767	758	9	98,8%
AMG Gas	547	523	426	97	81,5%
Coingas	1.705	1.699	1.699	-	100,0%
Acam	1.412	1.317	846	471	64,2%
Amga Azienda Multiservizi	1.505	1.146	1.032	114	90,1%
<b>TOTALE</b>	<b>155.660</b>	<b>127.665</b>	<b>123.016</b>	<b>4.649</b>	<b>96,4%</b>

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

## Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

### Servizio di distribuzione del gas naturale

Il *Testo integrato della qualità dei servizi gas* ha previsto a partire dal 2006 standard specifici più stringenti e il passaggio a standard specifico della prestazione relativa alla preventivazione dei lavori complessi. I dati comunicati evidenziano a fronte di un numero

complessivo di prestazioni, pari a 1.782.514, un incremento degli indennizzi pagati ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard, pari a 43.886. (Tav. 3.44). Rispetto al 2006 l'incremento percentuale degli indennizzi corrisposti è pari al 25%. Nel 2007 il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso e dei rimborsi effettivamente pagati nell'anno quasi

TAV. 3.44

#### Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Anni 1997-2007, esercenti con più di 5.000 clienti finali

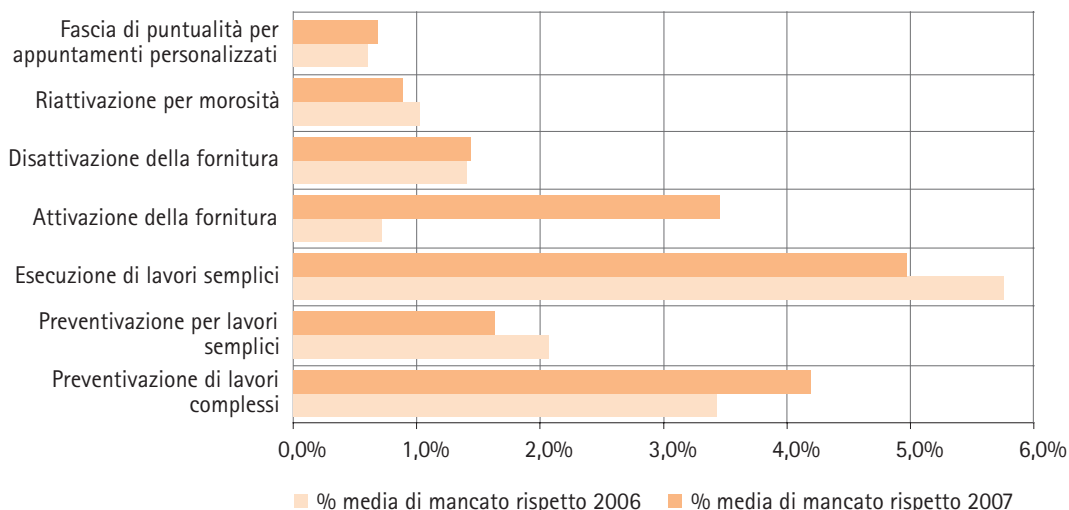
	CARTA DEI SERVIZI					REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso	14.265	12.366	11.212	14.635	16.424	14.651	11.766	25.826	34.330	31.439	43.741
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	1.237	707	1.640	3.709	12.086	13.368	8.535	19.249	31.189	35.146	43.886

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 3.14

#### Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale

Anni 2005-2007, esercenti con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

coincidono. Si sta quindi progressivamente consolidando la tendenza da parte degli esercenti a una corresponsione degli indennizzi sempre più tempestiva e nel rispetto della tempistica fissata. La categoria più numerosa di prestazioni soggette a standard specifici riguarda l'attivazione della fornitura che copre da sola quasi il 41% del totale. La tipologia di utenza con misuratore fino alla classe G6 (utenza domestica) ha generato la quasi totalità delle richieste di prestazioni e risulta pertanto quella maggior-

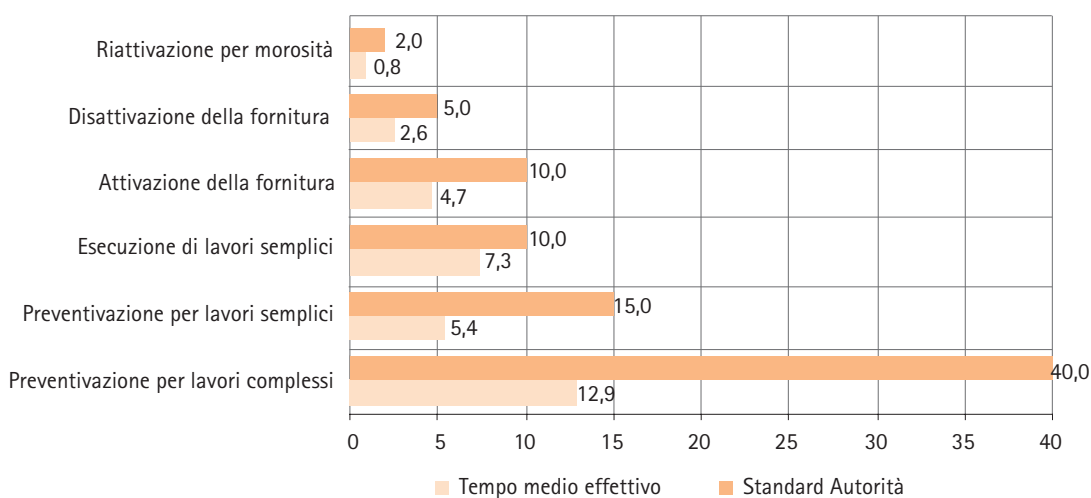
mente tutelata dalla regolazione introdotta dall'Autorità.

Nel 2007 in merito alle percentuali di mancato rispetto (Fig. 3.14), si osserva che la prestazione che registra il valore più elevato è quella relativa all'esecuzione dei lavori semplici, seguita dalla preventivazione dei lavori complessi. Si evidenzia, comunque, che il tempo effettivo registrato per entrambe le prestazioni per i clienti con misuratore fino a G6 è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità (Fig. 3.15).

FIG. 3.15

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

Anno 2007, esercenti con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.45

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

Anni 2006-2007

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2006			ANNO 2007		
		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	270.704	5,7 giorni lavorativi	6.034	265.788	5,4 giorni lavorativi	5.032
Preventivazione per lavori complessi	40 giorni lavorativi	12.076	12,8 giorni lavorativi	219	10.732	12,9 giorni lavorativi	369
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	224.788	5,7 giorni lavorativi	12.142	204.557	7,3 giorni lavorativi	8.605
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	739.587	3,5 giorni lavorativi	8.531	725.210	4,7 giorni lavorativi	22.963
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	318.864	2,7 giorni lavorativi	5.265	316.572	2,6 giorni lavorativi	4.170
Riattivazione per morosità	2 giorni feriali	60.597	0,8 giorni feriali	731	66.715	0,8 giorni feriali	530
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	162.168	-	900	146.175	-	1.009
<b>TOTALE</b>	-	<b>1.788.784</b>	-	<b>33.822</b>	<b>1.735.749</b>	-	<b>42.678</b>

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.



La tavola 3.45 presenta, per gli anni 2006 e 2007, i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico, con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa, costituita dai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6. Va sottolineato per tutte le prestazioni un sostanziale rispetto degli standard fissati dall'Autorità.

**Servizio di vendita del gas naturale**

La tavola 3.46 evidenzia la prestazione "Rettifica di fatturazione" che a partire dal 2006 è soggetta a livello specifico. Sono indicati il numero complessivo di prestazioni gestite dai venditori, nonché il tempo medio di attesa e il numero di indennizzi corrisposti. Anche per le rettifiche si è riscontrato un rispetto dello standard fissato dall'Autorità.

La figura 3.16 presenta l'andamento, per il 2007, della gestione dei reclami scritti o a richieste scritte di informazioni per-

venute ai venditori con più di 100.000 clienti finali, relativamente alla tipologia di utenza più diffusa, ovvero i clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6. Gli esercenti rispondono al 90% dei reclami scritti o a richieste scritte di informazioni entro 20 giorni lavorativi.

**La qualità telefonica**

Nel 2007 è stata effettuata anche per il settore del gas, per la prima volta, la raccolta dati relativa alla qualità telefonica. La figura 3.17 evidenzia le performance dei venditori con un numero di clienti finali maggiore di 100.000 e dotati di call center. I valori comunicati dagli esercenti, in via volontaria, evidenziano una marcata disomogeneità effetto ancora una volta delle eterogeneità organizzative e tecnologiche delle diverse aziende. Ciononostante è interessante sottolineare che ben 16 venditori si attestano su un livello di servizio maggiore dell'80%.

TAV. 3.46

**Prestazione soggetta a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6**

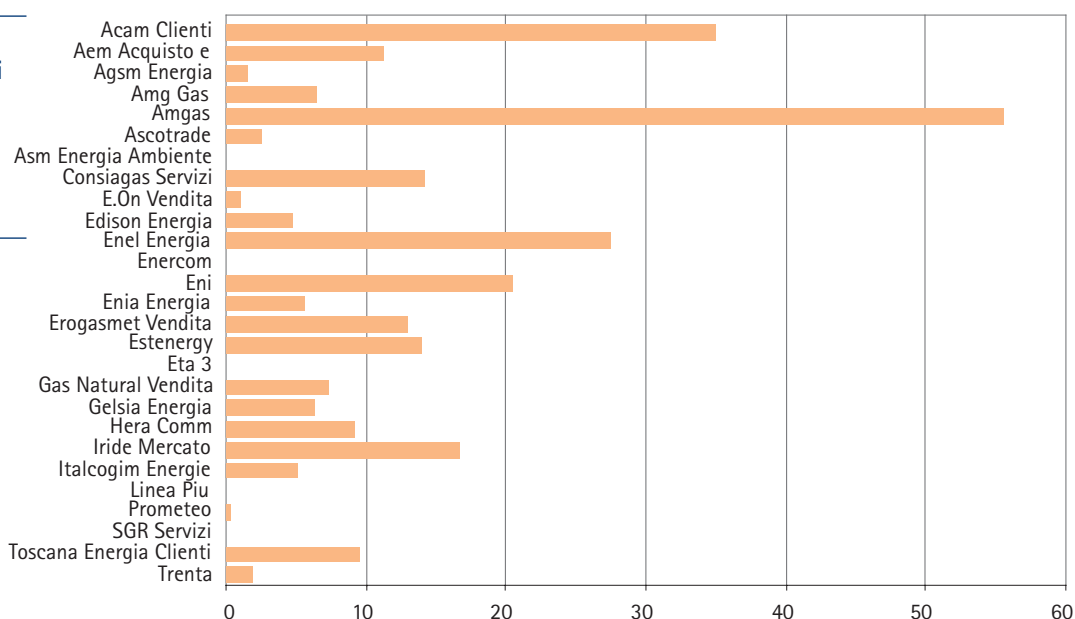
PRESTAZIONE	ANNO	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	NUMERO FUORI STANDARD	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Rettifica di fatturazione	2006	90 giorni solari	125.858		15,9	1.897
	2007	90 giorni solari	88.939	926	22,9	1.016

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 3.16

**Tempo di risposta ai reclami dei clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6**

Anno 2007; giorni

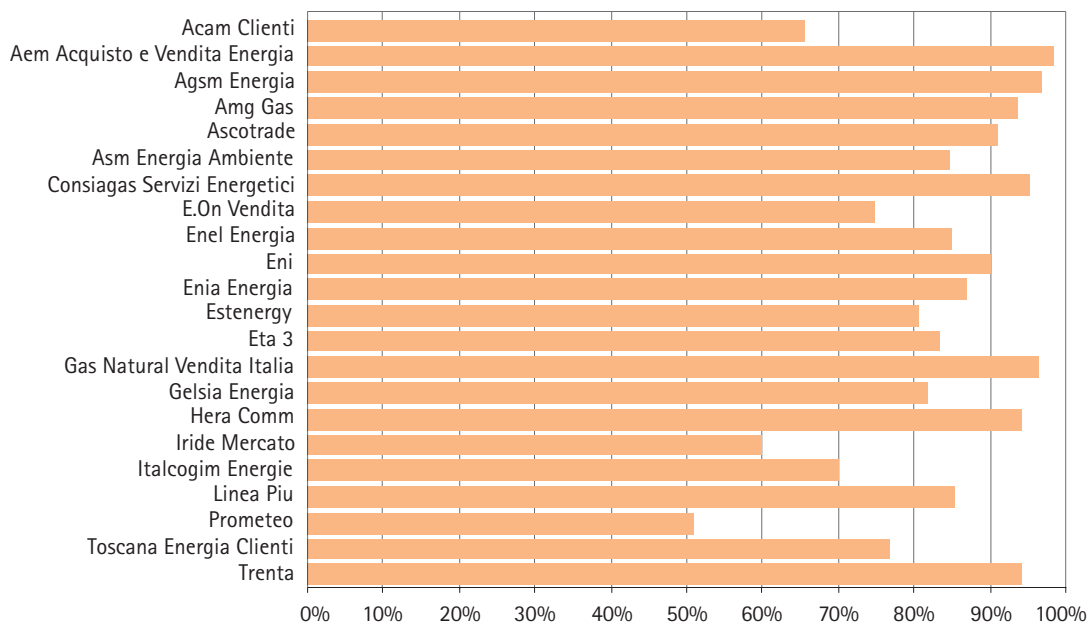


Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 3.17

Livello di prestazione dei servizi telefonici dei venditori di gas con più di 100.000 clienti finali

Anno 2007



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

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

### Gli accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Nel terzo anno di attuazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40, nel periodo 1° ottobre 2006 – 30 settembre 2007, i distributori di gas hanno eseguito accertamenti per la sicurezza su oltre 428.000 nuovi impianti (Tav. 3.47). L'attuazione del regolamento emanato dall'Autorità ha prodotto effetti significativi; infatti anche per il terzo anno si registra un incremento del numero degli accertamenti effettuati rispetto all'anno precedente pari al 16%.

In particolare si osserva che circa il 95% di essi ha ottenuto l'approvazione all'attivazione, in esito a un positivo riscontro

di tutta la documentazione richiesta dalla legge n. 46 del 5 marzo 1990. Di contro, quasi 14.768 primi accertamenti hanno invece dato esito negativo; i distributori hanno fornito il gas per quest'ultimi impianti solo dopo un supplemento nelle operazioni di verifica e a seguito dell'eliminazione delle cause di non conformità alla legge n. 46/90. Inoltre si è registrata una percentuale degli accertamenti impediti per mancato invio della documentazione richiesta circoscritta a un valore pari al 9%.

Nelle tavole 3.47 e 3.48, contenenti i riepiloghi dei dati, è evidenziata la ripartizione in funzione sia della tipologia dell'impianto di utenza sia della dimensione dei distributori di gas.

TAV. 3.47

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

Anno termico 2006-2007

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 34,8 kW	401.122	18.439	13.478
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	21.860	1.471	1.009
> 116 kW	5.822	431	281
<b>TOTALE</b>	<b>428.804</b>	<b>20.341</b>	<b>14.768</b>

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.48

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

Anno termico 2006-2007

DISTRIBUTORI	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grandi	307.527	16.491	10.256
Medi	107.249	3.510	3.952
Piccoli	14.028	340	560
<b>TOTALE</b>	<b>428.804</b>	<b>20.341</b>	<b>14.768</b>

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

### La qualità del trasporto

In tema di qualità del gas naturale, ai sensi della delibera 6 settembre 2005, n. 185, i trasportatori di gas naturale hanno fornito per l'anno termico 2006-2007 informazioni relative ai punti di misura di un'area omogenea di prelievo (AOP) e ai punti di misura in ingresso della rete di trasporto. È emerso che i punti sono dotati di 154 gascromatografi di cui 138 risultano di proprietà dei trasportatori e 16 di proprietà di terzi.

### L'assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

In ottemperanza al comma 3.3 della delibera 12 dicembre 2003, n. 152, il Comitato italiano gas (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 2006 al 30 settembre 2007. Il numero totale di denunce di sinistro è stato pari a 51.

Dalla rilevazione statistica degli incidenti da gas combustibile, elaborata dal CIG in ottemperanza alla delibera n. 168/04, per l'anno termico 2006-2007, risultano 170 sinistri a valle del punto di consegna riconducibili alla definizione di cui alla delibera n. 152/03.

### Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

L'Autorità e l'Istat hanno stipulato anche per gli anni 2005-2009 una Convenzione, finalizzata alla rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici per l'erogazione dei servizi di energia elettrica e di gas. L'indagine raggiunge per i servizi gas oltre 17.000 famiglie, monitorando a livello regionale la soddisfazione delle stesse relativamente agli aspetti oggetto di regolazione della qualità, quali a esempio la frequenza di lettura dei contatori, la comprensibilità della bolletta e il giudizio sull'informazione sui servizi. Si tratta di un'indagine cominciata fin dal 1998 e ripetuta ogni anno: a tal proposito si evidenzia 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.

Il livello generale di soddisfazione dell'utenza è rimasto sostanzialmente invariato nel corso degli anni (Tav. 3.49). Negli

ultimi anni si è assistito a una lieve diminuzione del grado di soddisfazione complessiva rispetto al periodo precedente (Tav. 3.50), mentre si registra un leggero miglioramento per i singoli aspetti del servizio, proprio grazie ai vari procedimenti avviati dall'Autorità al fine di favorire una maggiore efficienza nell'esecuzione delle prestazioni.

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2007.

TAV. 3.49

#### Soddisfazione complessiva per il servizio del gas

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

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2007.

TAV. 3.50

#### Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio del gas

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



---

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](mailto:info@autorita.energia.it)

Allea Srl

---

*Progetto grafico*

Imago Media Srl



---

*Stampa e diffusione*

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

---

---







