

# 3.

Struttura, prezzi  
e qualità nel  
settore del gas

---

# Domanda e offerta di gas naturale nel 2006

---

Il 2006 è stato un anno contrastato per i consumi di gas naturale: iniziato sotto le tensioni provocate dall'emergenza gas durante i mesi invernali, ha poi visto crearsi preoccupazioni di segno opposto nelle stagioni autunnale e invernale, risultate molto più calde rispetto alla media degli anni precedenti. Complessivamente, secondo i dati pre-consuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico, il consumo di gas in Italia si è ridotto fra il 2005 e il 2006 da 86,3 a 84,5 G(m<sup>3</sup>). 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 sull'evoluzione dei mercati regolati. Anche in base alle dichiarazioni degli operatori (Tav. 3.1) il consumo di gas in Italia appare in riduzione rispetto allo scorso anno: sommando alle vendite, che hanno toccato 77,3 G(m<sup>3</sup>), gli autoconsumi, pari a 7 G(m<sup>3</sup>), si ottiene infatti un consumo complessivo stimabile in 84,3 G(m<sup>3</sup>). Tale consumo è stato coperto per 10,4 G(m<sup>3</sup>) con la produzione nazionale e il resto con le importazioni, che hanno raggiunto 77,6 G(m<sup>3</sup>). Parte del gas acquisito è rimasto negli stoccaggi: la variazione delle scorte mostra infatti un valore negativo, pari a -3,7 G(m<sup>3</sup>). Rispetto al 2005 il bilancio degli operatori del gas non presenta sostanziali modifiche, se non in alcuni suoi elementi. D'altra parte, le irregolarità climatiche che hanno caratterizzato il 2006 e il

diverso comportamento degli operatori di fronte alle interruzioni delle forniture all'inizio dell'anno non permettono di trarre conclusioni definitive.

Sul fronte dell'approvvigionamento è apprezzabile lo sforzo degli operatori minori che hanno incrementato sia la produzione sia le importazioni, queste ultime più che altro mediante acquisti da Eni Spa oltre frontiera (cosidette vendite "innovative). L'eccesso di scorte accumulato in previsione di un inverno freddo è stato significativamente minore per i grossisti maggiori (se si esclude l'Eni) forse in quanto più specializzati nelle vendite destinate ai grandi consumatori industriali e alla generazione elettrica. Analogamente, le condizioni climatiche hanno determinato un calo negli acquisti e nelle vendite, seppure differenziato tra le diverse categorie di operatori nazionali. Il calo è stato più forte per i venditori, specializzati nel settore degli usi civili, che non per i grossisti; ha inoltre riguardato maggiormente gli acquisti alla frontiera. Si rileva in compenso un generale aumento delle transazioni al PSV (Punto di scambio virtuale), particolarmente importante per acquisti e vendite dei grossisti minori e per gli acquisti dei venditori.

Mentre è rimasta sostanzialmente stabile la struttura delle vendite sul mercato tutelato rispetto al 2005, risulta palese un calo delle vendite sul mercato libero. Ciò è dovuto alla differente struttura imposta al bilancio che, diversamente dallo scorso anno, enu-

TAV. 3.1

**Bilancio del gas naturale nel 2006**G(m<sup>3</sup>)

	Eni	GROSSISTI			VENDITORI			TOTALE
		> 10 Gm <sup>3</sup>	1 - 10 Gm <sup>3</sup>	0,1 - 1 Gm <sup>3</sup>	< 0,1 Gm <sup>3</sup>	> 1 Gm <sup>3</sup>	0,1 - 1 Gm <sup>3</sup>	
<b>Produzione nazionale netta</b>	<b>8,8</b>	<b>0,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>10,4</b>
<b>Importazioni nette<sup>(A)</sup></b>	<b>50,8</b>	<b>16,8</b>	<b>7,4</b>	<b>2,5</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>77,6</b>
- di cui vendite "innovative"	-	1,7	3,0	0,6	0,0	0,0	0,0	5,3
<b>Variazioni scorte</b>	<b>-2,8</b>	<b>-0,5</b>	<b>-0,2</b>	<b>-0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>-3,7</b>
stoccaggi al 31 dicembre 2005	1,5	1,3	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0	4,2
stoccaggi al 31 dicembre 2006	4,3	1,7	1,0	0,8	0,1	0,0	0,0	7,9
<b>Acquisti da operatori nazionali</b>	<b>1,4</b>	<b>8,3</b>	<b>7,4</b>	<b>8,0</b>	<b>0,9</b>	<b>8,8</b>	<b>11,3</b>	<b>50,6</b>
da Eni	-	6,4	2,1	2,6	0,2	2,2	5,6	20,8
- di cui <i>gas release</i>	-	0,2	0,3	1,3	0,2	0,0	0,0	2,0
da Enel	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	4,7	0,4	5,9
da Edison	0,2	0,6	1,4	0,5	0,1	0,0	1,4	4,5
da altri	1,1	1,1	3,8	4,9	0,6	1,8	3,9	19,4
- di cui acquisti alla frontiera <sup>(B)</sup>	-	0,6	0,5	1,9	0,3	0,0	0,1	3,5
- di cui acquisti al PSV	0,0	0,5	1,2	1,9	0,3	0,0	0,0	3,9
<b>Cessioni ad altri operatori</b>	<b>20,7</b>	<b>10,9</b>	<b>8,6</b>	<b>9,0</b>	<b>0,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>50,1</b>
- di cui vendite al PSV	0,4	0,2	1,0	2,1	0,2	0,0	0,0	3,9
<b>Trasferimenti netti</b>	<b>-0,3</b>	<b>0,1</b>	<b>0,5</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>-0,4</b>	<b>0,1</b>	<b>0,3</b>
<b>Consumi e perdite<sup>(C)</sup></b>	<b>0,4</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>1,0</b>
<b>Autoconsumi</b>	<b>0,1</b>	<b>5,3</b>	<b>1,3</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>7,0</b>
<b>Vendite finali</b>	<b>36,5</b>	<b>9,0</b>	<b>5,1</b>	<b>2,4</b>	<b>0,3</b>	<b>8,3</b>	<b>11,3</b>	<b>77,3</b>
- generazione elettrica	15,9	9,0	1,6	0,1	0,0	0,2	0,2	27,2
- domestico, commercio e industria	20,6	0,0	3,5	2,2	0,3	8,0	11,1	50,1
<b>Mercato tutelato</b>	<b>5,9</b>	<b>0,0</b>	<b>1,0</b>	<b>0,7</b>	<b>0,1</b>	<b>5,3</b>	<b>7,9</b>	<b>24,2</b>
- meno di 5.000 m <sup>3</sup>	3,9	0,0	0,7	0,5	0,1	3,7	5,8	16,8
- tra 5.000 e 200.000 m <sup>3</sup>	2,0	0,0	0,3	0,2	0,0	1,5	1,8	6,8
- più di 200.000 m <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5
<b>Mercato libero</b>	<b>30,7</b>	<b>9,0</b>	<b>4,0</b>	<b>1,6</b>	<b>0,2</b>	<b>2,9</b>	<b>3,4</b>	<b>53,1</b>
- meno di 5.000 m <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,5
- tra 5.000 e 200.000 m <sup>3</sup>	0,3	0,0	0,1	0,2	0,0	0,6	0,8	2,3
- più di 200.000 m <sup>3</sup>	30,4	9,0	3,9	1,5	0,1	2,1	2,6	50,3

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Include *gas release*.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

clea in modo esplicito gli autoconsumi. Nel bilancio 2005, questi ultimi erano compresi nelle vendite. È ragionevole ipotizzare che gli autoconsumi assumano una maggiore rilevanza per gli operatori che possiedono impianti di generazione elettrica, che di norma acquistano il gas sul mercato libero e si configurano come

clienti di grandi dimensioni (cioè con consumi superiori a 200.000 m<sup>3</sup>/anno). Di qui la spiegazione del fatto che le vendite ai clienti con consumi inferiori a 200.000 m<sup>3</sup>/anno hanno evidenziato un forte aumento, quasi il 40%, a fronte di un calo del 14% per i clienti con consumi superiori a 200.000 m<sup>3</sup>/anno.

---

# Mercato e concorrenza

---

## Struttura dell'offerta di gas

---

### Produzione nazionale

---

La produzione nazionale ha registrato l'ennesimo calo seguendo l'andamento decrescente che perdura ormai da più di un decennio. Come prospettato dal Ministero dello sviluppo economico (si vedano le *Relazioni Annuali* degli scorsi anni), nel 2006 la produzione si è attestata a 10.979 M(m<sup>3</sup>), diminuendo di 9,1 punti percentuali rispetto al 2005. 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 8 società che nel 2006 hanno prodotto complessivamente 10.420 M(m<sup>3</sup>) di gas naturale. Rispetto al dato di produzione pre-consuntivo diffuso dal Ministero dello sviluppo economico, la copertura dell'indagine è quindi del 95%.

Il segmento della produzione di gas naturale in Italia è dominato dal gruppo Eni che possiede la quota di produzione nazionale maggioritaria<sup>1</sup> e di gran lunga superiore ai suoi concorrenti, pari all'84,4%. Al secondo e al terzo posto, infatti, vi sono il gruppo Edison con il 6,8% e il gruppo Shell con il 6,6%. Il gruppo Gas Plus segue a una certa distanza con una quota del 2,2% (Tav. 3.2).

### Importazioni

---

La dipendenza dell'Italia dalle importazioni aumenta sensibilmente di anno in anno. Nel 2006 è stato importato il 5,4% di gas in più rispetto al 2005, complessivamente l'87,5% 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 2006 il primato di volumi di gas importati spetta all'Algeria, da cui proviene il 35,6% del gas totale importato. Da questo paese il gas arriva principalmente via gasdotto, al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo (25.005 dei 27.516 G(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 (29,1%) che arrivano in Italia via gasdotto attraverso i punti di entrata della rete nazionale di Tarvisio e Gorizia.

Le importazioni dai paesi del Nord Europa rappresentano in totale circa il 19,5%: si tratta principalmente delle importazioni dai Paesi Bassi (12,1%) e dalla Norvegia (7,4%), che arrivano in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries (presso il confine svizzero). Terminata la fase di *build up* del gasdotto libico, le importazioni dalla Libia (punto di entrata di Gela in Sicilia) hanno raggiunto quota 9,9%, mentre il restante 6% del gas importato proviene da altri paesi.

Presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia, in Liguria, nel 2006 sono stati rigassificati e immessi in rete circa il 4,1% dei volumi di importazione (erano il 3,5% nel 2005).

Hanno risposto all'indagine annuale dell'Autorità, 21 soggetti importatori<sup>2</sup> (Tav. 3.3) che nel 2006 risultano aver complessivamente importato in Italia 77,6 G(m<sup>3</sup>). Il dato complessivo che emerge dalle prime elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori è lievemente superiore al valore totale delle importazioni (pre-consuntivo) diffuso dal Ministero dello sviluppo economico, che è pari a 77,4 M(m<sup>3</sup>), probabilmente a causa di errori statistici.

Anche in questo segmento della filiera, Eni appare dominante con una quota pari al 65,4% del totale e ben distanziata dagli altri operatori. Al secondo posto si collocano infatti le importazioni di Enel Trade Spa, pari al 12,3% del totale, seguite da quelle di

---

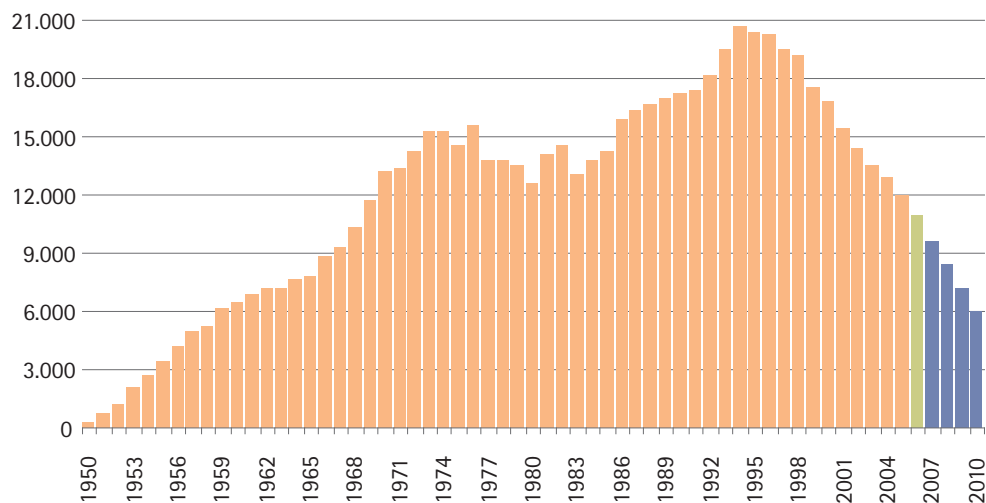
<sup>1</sup> La quota del gruppo Eni scende all'80,1% se calcolata sul valore di produzione nazionale di 10.979 M(m<sup>3</sup>) diffuso dal Ministero dello sviluppo economico, mentre le altre quote restano sostanzialmente invariate.

<sup>2</sup> Per "importatore" si intende il soggetto che ai fini degli obblighi doganali è titolare del gas alla frontiera italiana.

FIG. 3.1

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

M(m<sup>3</sup>); valori storici dal 1950 al 2005; preconsuntivo 2006 e previsioni dal 2007 al 2010



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.2

**Produzione di gas naturale in Italia nel 2006**

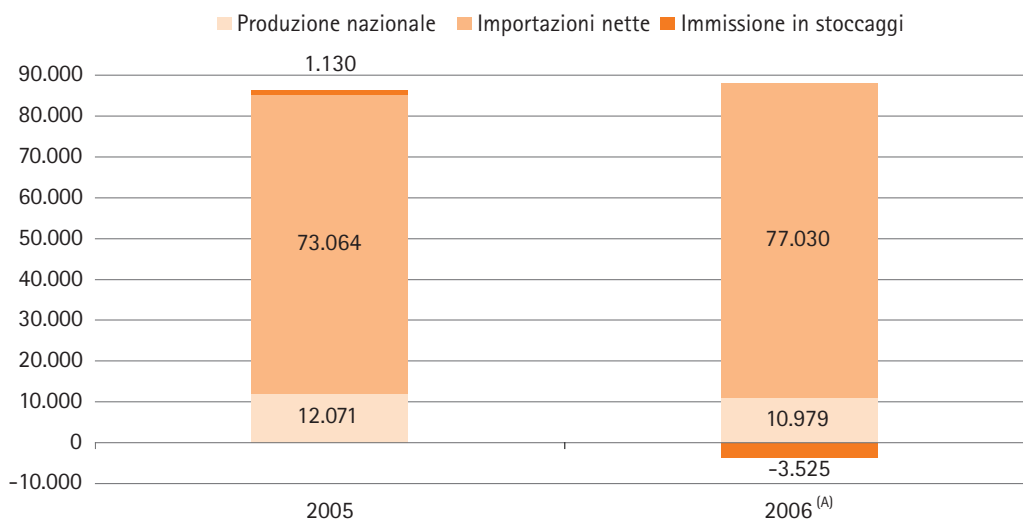
SOCIETÀ	M(m <sup>3</sup> )	QUOTA %
Gruppo Eni	8.791	84,4
Gruppo Edison	713	6,8
Gruppo Royal Dutch Shell	684	6,6
Gruppo Gas Plus	227	2,2
Altri	5	0,0
<b>TOTALE</b>	<b>10.420</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.2

**Immissioni in rete nel 2005 e nel 2006**

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



(A) Per il 2006 dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

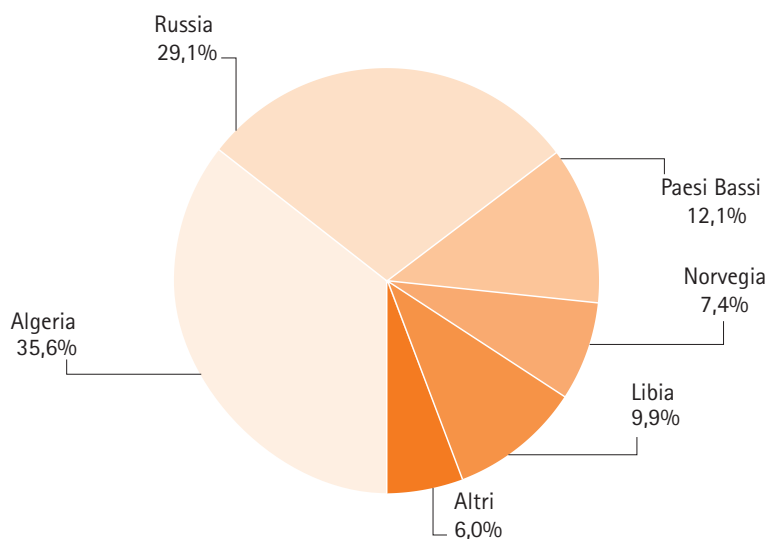


FIG. 3.3

### Importazioni di gas nel 2006 secondo la provenienza

Valori percentuali

Fonte: Elaborazione su dati Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.3

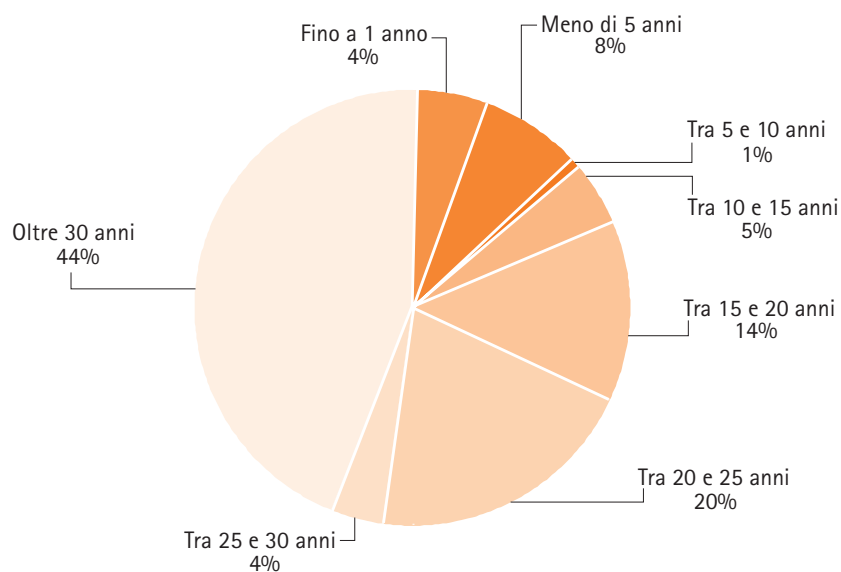
### Importazioni lorde di gas in Italia nel 2006

	M(m <sup>3</sup> )	QUOTA %
Eni – Divisione Gas & Power	50.773	65,4
Enel Trade	9.537	12,3
Edison	7.281	9,4
Plurigas	3.199	4,1
Gaz De France sede secondaria	2.051	2,6
Sorgenia	1.759	2,3
Dalmine Energie	667	0,9
E.On Ruhrgas AG	513	0,7
ENOI	410	0,5
Gas Natural Vendita Italia	324	0,4
AceaElectrabel Trading	307	0,4
Hera Trading	196	0,3
EGL Italia	180	0,2
Italtrading	104	0,1
Elektrizitats-Gesellschaft Laufenburg AG	98	0,1
Begas Energy International	66	0,1
Elettrogas	44	0,1
Worldenergy	37	0,0
Blugas	27	0,0
Energetic Source	22	0,0
Electra Italia	17	0,0
<b>Totale</b>	<b>77.615</b>	<b>100,0</b>
Totale importazioni (Fonte: MSE)	77.399	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.4

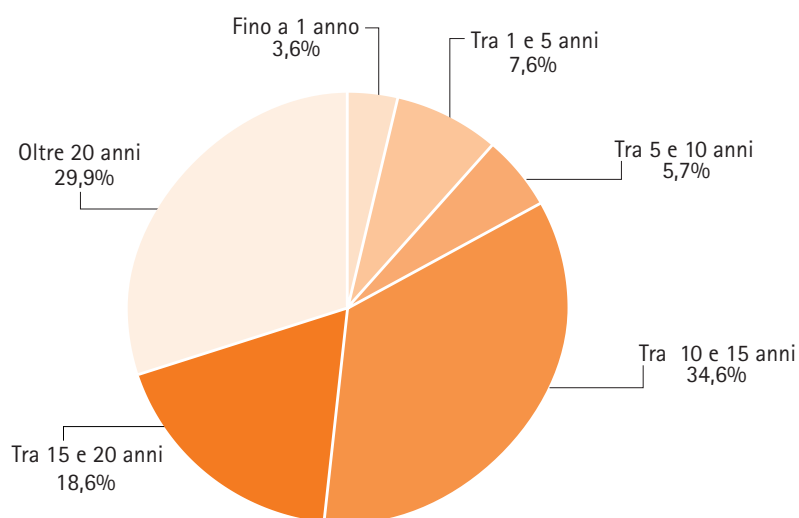
**Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2006, secondo la durata intera**



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.5

**Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2006, secondo la durata residua**



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Edison Spa (9,4%), Plurigas Spa (4,1%), Gaz de France (2,6%) e Sorigenia Spa (2,3%). I primi tre soggetti importatori risultano acquisire poco più dell'87% del gas naturale importato in Italia. Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2006 secondo la durata intera (Fig. 3.4) e residua (Fig. 3.5) nessuna modifica significativa si rileva rispetto ai dati del 2005: l'attivi-

tà di importazione è effettuata in gran parte attraverso contratti di importazione di lungo periodo di tipo *take or pay*. In base ai dati forniti dagli operatori nell'ambito dell'indagine annuale dell'Autorità, sono ancora prevalenti i contratti storici ultradecennali. Tra questi l'Eni si conferma di nuovo quale principale importatore con i grandi contratti per forniture da Algeria, Russia, Mare del Nord.

Per quanto riguarda la struttura dei contratti attivi nel 2006 secondo la durata residua, invece, tornano a essere rilevanti i contratti di durata maggiore di 20 anni: nel 2005 la quota di questi contratti era pari al 4%, mentre quest'anno è circa il 30%. A ciò ha contribuito in particolare la proroga al 2035 delle forniture dalla Russia per l'Eni. Un'ampia quota è assorbita anche dai contratti la cui durata residua è tra 15 e 20 anni (18,6%) e tra 10 e 15 anni (34,6%).

### 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>3</sup>.

Per ciò che concerne le importazioni di gas naturale prodotto in paesi non appartenenti all'Unione europea, nel 2006 e nei primi mesi del 2007 sono state rilasciate 12 autorizzazioni per importazioni di durata pluriennale e 22 per importazioni *spot* di durata non superiore a un anno. Dal 2001 a oggi il Ministero dello sviluppo economico ha complessivamente accordato 52 autorizzazioni pluriennali e 78 autorizzazioni per importazioni inferiori a un anno (*spot*).

Nel 2006 sono pervenute al Ministero dello sviluppo economico 30 comunicazioni di importazioni intracomunitarie e 13 nei primi tre mesi del 2007. In totale sono 215 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

Nelle tavole 3.4 e 3.5 è riportato un aggiornamento (al marzo 2007) delle infrastrutture di importazione via gasdotto, rispetto al quadro presentato lo scorso anno, riguardante i potenziamenti di infrastrutture esistenti e i nuovi progetti.

Per quanto riguarda i gasdotti in fase di progetto sono da segnalare i passi compiuti in relazione al **Progetto IGI**, di interconnes-

sione tra Italia e Grecia che prevede la realizzazione del tratto sottomarino (gasdotto Poseidon), di interconnessione tra la costa italiana nell'area di Otranto in Puglia, e la costa greca (Stavrolimenas), nonché di un tratto *onshore* che attraversa la Grecia (gasdotto Zeus) sino a interconnettersi con la rete turca. Dalla Turchia, il sistema dovrebbe poi collegarsi alle aree di produzione del Mar Caspio. Il gasdotto IGI, di capacità nominale di 8-10 G(m<sup>3</sup>)/anno è stato riconosciuto come *Project of european interest* dall'Unione europea, in quanto completerà insieme all'interconnessione Grecia-Turchia (ITG) il terzo asse prioritario di sviluppo del sistema energetico transeuropeo.

Il 31 gennaio 2007 è stato firmato un Protocollo d'intesa tra il Governo italiano e quello greco che, d'accordo con le Autorità di regolazione nazionali, ha riconosciuto alla società Edison e al principale operatore greco Depa la possibilità di utilizzare, per una durata di 25 anni, l'intera capacità del metanodotto, pari a 8 G(m<sup>3</sup>), con l'obbligo però di rispettare una serie di misure addizionali finalizzate a massimizzare l'effetto pro-competitivo derivante dalla realizzazione dell'interconnessione. Tra tali misure vi sono l'obbligo di rendere disponibile per l'accesso a terzi la capacità marginale del progetto (fissata pari a 800 M(m<sup>3</sup>)/anno) e l'impegno a rilasciare quote di gas importato presso il PSV italiano, al fine di incrementarne gli scambi e di contribuire al suo sviluppo e alla liquidità del sistema. È stabilito inoltre un limite massimo alla titolarità della capacità di trasporto oggetto di esenzione (80%) da parte di un singolo soggetto. Le forniture all'IGI verranno assicurate da accordi con i paesi produttori dell'area del Mar Caspio e con quelli interessati dal transito del gasdotto, con i quali le aziende hanno già avviato i negoziati.

È previsto che l'inizio dei lavori per la realizzazione dell'infrastruttura, della lunghezza di circa 800 km, di cui 212 sottomarini tra Grecia e Puglia, avvenga entro il 2008 (una volta ottenute le necessarie autorizzazioni), mentre la conclusione è attesa per il 2012. Al fine di vigilare sul rispetto della tempistica, è stata prevista la costituzione di un Comitato di coordinamento tra Italia e Grecia.

Contestualmente alla stipula del Protocollo d'intesa, il Ministro per lo sviluppo economico, dopo aver acquisito parere favorevole da parte dell'Autorità (si veda il Capitolo 3 del secondo volume), ha siglato il decreto per l'esenzione dal regime di accesso

<sup>3</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	CAPACITÀ NOMINALE POTENZIA- MENTO (Gm <sup>3</sup> /anno)	LUNGHEZZA (km)	ANNO COMPLETA- MENTO STUDIO FATTIBILITÀ	AVVIO ITER ASSEGNAZIONE CAPACITÀ DI TRASPORTO	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	NOTE
Potenziamento gasdotto TTPC Algeria-Italia via Tunisia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto nel tratto tunisino	3,2	372	2002	2003 (sospeso), ripreso nel 2005 e concluso. Capacità aggiuntiva interamente allocata a 4 <i>shipper</i> (Edison, CIG, Bidas, World Energy)	1 aprile 2008	Prima <i>tranche</i> di ampliamento da realizzare entro aprile 2008 a seguito della chiusura dell'istruttoria AGCM A358. GE Oil & Gas ha ottenuto da Eni il contratto per la realizzazione del potenziamento
Ulteriore potenziamento gasdotto TTPC Algeria-Italia via Tunisia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto lungo il tratto tunisino	3,3	372	2002	Giugno 2006; Enel ha concluso un contratto di fornitura per 1 Gm <sup>3</sup> , condizione necessaria per ottenere l'assegnazione di capacità	1 ottobre 2008	Seconda <i>tranche</i> di ampliamento da realizzare entro ottobre 2008 a seguito della chiusura dell'istruttoria AGCM A358. GE Oil & Gas ha ottenuto da Eni il contratto per la realizzazione del potenziamento
Potenziamento gasdotto TAG <sup>(A)</sup> di importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio): aumento della capacità di trasporto nel tratto austriaco	3,3	380	2002	Iniziato nel 2005, concluso nel gennaio 2006. Capacità assegnata a 146 operatori per circa 20 Mm <sup>3</sup> /anno ciascuno	1 ottobre 2008	Prima <i>tranche</i> di ampliamento da realizzare entro ottobre 2008
Ulteriore potenziamento TAG <sup>(A)</sup> di importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio): potenziamento in Austria	3,2	380	2002	In esito a verifiche in corso con Autorità di regolazione italiana e austriaca e con Commissione europea	n.d.	
Potenziamento Gasdotto Libia-Italia (Gela)	2,0	516	n.d.	n.d.	n.d.	Possibile potenziamento mediante aumento centrali di spinta in Libia

(A) Per un'illustrazione dell'attività svolta dall'Autorità nel potenziamento del gasdotto TAG si rinvia al Capitolo 3 del secondo volume.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.5

Nuovi gasdotti  
in progetto

PROGETTO	CAPACITÀ NOMINALE (Gm <sup>3</sup> /anno)	LUNGHEZZA (km)	DIAMETRO GASDOTTO (pollici)	DATA COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO
IGI Interconnessione Grecia-Italia tratto <i>offshore</i>	8/10	212	32"	2005	2011
GALSI Algeria-Italia (Sardegna)	10	2.000	36"	2005	2011
TAP TransAdriatic Pipeline (Albania /Italia)	10	421/500	32"	2006	2010
Interconnectirol (Bressanone-Innsbruck)	1/2	48	20"	2007	n.d.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

dei terzi del gasdotto Poseidon, il quale, realizzando il collegamento tra la rete nazionale di trasporto del gas italiana e quella greca, costituisce l'*interconnector* ai sensi della Direttiva 2003/55/CE.

Sul progetto del **GALSI**, gasdotto di collegamento tra le produzioni algerine e l'Italia con un tratto attraverso la Sardegna, il Governo italiano e quello algerino sono attualmente impegnati nell'elaborazione di un accordo intergovernativo.

Il progetto si compone di una sezione in territorio algerino che si collega al territorio italiano attraverso un tratto sottomarino congiungente la costa algerina con la costa della Sardegna. La sezione in territorio italiano è formata dal gasdotto che, a partire dalle coste meridionali della Sardegna, attraverserà l'isola per poi giungere alla costa toscana, allacciandosi alla rete di trasporto esistente. Alla metanizzazione della Sardegna dovrebbero essere riservati circa 2 dei 10 G(m<sup>3</sup>)/anno di capacità.

La sezione *offshore* del progetto sarebbe sviluppata e realizzata dalla società Galsi Spa, che si è costituita nel 2003 per lo svolgimento dello studio di fattibilità tecnica tra l'algerina Sonatrach Spa (36%), Edison (18%), Enel Spa (13,5%), Hera Trading Srl (9%), Wintershall A.G. (13,5%), e si è successivamente estesa alle società Progemisa Spa e Sfirs Spa della Regione Sardegna, ciascuna con la quota del 5%.

Nel novembre 2006 cinque società, Enel, Edison, Hera Spa, Ascopiave e WorldEnergy, hanno sottoscritto con il produttore algerino Sonatrach accordi per la fornitura di un totale di 6 G(m<sup>3</sup>)/anno di gas per 15 anni attraverso il Galsi. I circa 2 G(m<sup>3</sup>)/anno destinati alla metanizzazione della Sardegna dovrebbero invece essere distribuiti da una società mista a cui parteciperà la stessa Sonatrach, in *partnership* con la società regionale Sfirs. Il progetto **TAP**, *Trans Adriatic Pipeline*, promosso dalla società EGL Produzione Italia Spa, prevede la realizzazione di un gasdotto che attraverso l'Albania e il Mare Adriatico collegherebbe l'Italia alle produzioni medio-orientali o a interconnessioni con altri gasdotti di adduzione dalla Russia, prevedendo al contempo l'attraversamento e il rilascio di una quota di gas in Albania. Nel marzo 2007 EGL ha annunciato il completamento dei lavori di ingegneria di base per il gasdotto transadriatico e, secondo una nota diffusa dalla stessa società, al contempo avrebbe iniziato a negoziare l'ingresso di partner nel progetto. Sempre secondo le stime della società, i lavori per la realizzazione dell'infrastruttura potrebbero cominciare nel 2008, per arrivare all'entrata in esercizio nel 2010. Attraverso il TAP, EGL prevede di importare gas dall'Est europeo, Russia e Medio Oriente, da impiegare per il 50% in proprio – per le sue centrali a ciclo combinato oggi in costruzione e per la sua attività di *trading* di gas – cedendo a terzi la capacità rimanente.

## Infrastrutture del gas

### Trasporto

La tavola 3.6 mostra i risultati del conferimento di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2006-2007.

Rispetto alle capacità<sup>4</sup> messe a disposizione nell'anno termico precedente, nell'anno termico 2006-2007 si registra una significativa variazione di capacità conferibile al punto di Tarvisio, dove la capacità conferibile è aumentata di 12,6 M(m<sup>3</sup>)/giorno a seguito dei potenziamenti programmati in relazione al *build up* dei contratti per le forniture dalla Russia di Eni.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2006-2007 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 quasi interamente conferita (92,1%). Considerando inoltre l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato presso il punto di Tarvisio, in corrispondenza delle assegnazioni di capacità *spot* sul gasdotto TAG, la quota di capacità complessivamente conferita sulla conferibile aumenta di qualche punto percentuale.

All'inizio dell'anno termico 2006-2007, 32 soggetti hanno richiesto e ottenuto l'accesso presso questi punti e le capacità richieste sono state interamente soddisfatte, in alcuni casi anche con l'assegnazione di capacità interrompibile.

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, ciò al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale.

### 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 2008-2009, complessivamente a 20 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche l'anno termico 2007-2008, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno.

### Stoccaggio

Per l'anno termico 2006-2007 il sistema di stoccaggio<sup>5</sup> ha una disponibilità complessiva per il conferimento in termini di spazio per il *working gas* pari a circa 13,4 G(m<sup>3</sup>), di cui circa 0,1 G(m<sup>3</sup>) resi disponibili nel maggio 2006 nel corso della fase di iniezione (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 pari a 8,3 G(m<sup>3</sup>).

<sup>4</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. Al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico.

<sup>5</sup> Relativamente all'attività di stoccaggio l'anno termico inizia ad aprile, in concomitanza con l'inizio del ciclo di riempimento degli stoccaggi e si conclude nel marzo successivo, al termine dello svasso degli stessi.

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 2006-2007

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	QUOTA CONFERITA/ CONFERIBILE
Passo Gries	57,5	57,5	0,0	100,0%
Tarvisio	100,9 <sup>(A)</sup>	85,3 <sup>(A)</sup>	15,6	85,4%
Mazara del Vallo	85,1 <sup>(A)</sup>	80,4 <sup>(A)</sup>	4,7	94,5%
Gorizia <sup>(B)</sup>	2,0	0,9	1,1	45,0%
Gela	25,6	25,6	0,0	100,0%
<b>TOTALE</b>	<b>271,1</b>	<b>249,7</b>	<b>21,4</b>	<b>92,1%</b>

(A) Capacità massima conferibile e conferita a partire da gennaio 2007.

(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 Snam Rete Gas.

TAV. 3.7

**Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2007-2008 al 2012-2013**

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

PUNTI DI ENTRATA		CAPACITÀ CONFERIBILE	CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE
<b>ANNO TERMICO 2007-2008</b>				
Tarvisio		100,9	84,9	16,0
Gorizia		2,0	0,0	2,0
Passo Gries	Da 01/10/07 a 31/12/07	57,5	52,8	4,7
	Da 01/01/08 a 30/09/08	58,0	52,8	5,2
Mazara del Vallo	Da 01/10/07 a 31/03/08	86,0	69,2	16,8
	Da 01/04/08 a 30/09/08	86,6	69,2	17,4
Gela		25,6	21,9	3,7
<b>ANNO TERMICO 2008-2009</b>				
Tarvisio		100,9	87,5	13,4
Gorizia		2,0	0,0	2,0
Passo Gries		59,4	53,0	6,4
Mazara del Vallo		86,6	76,5	10,1
Gela		25,6	21,9	3,7
<b>ANNO TERMICO 2009-2010</b>				
Tarvisio		100,9	87,5	13,4
Gorizia		2,0	0,0	2,0
Passo Gries		59,4	52,2	7,2
Mazara del Vallo		86,6	77,5	9,1
Gela		25,6	21,9	3,7
<b>ANNO TERMICO 2010-2011</b>				
Tarvisio		100,9	87,5	13,4
Gorizia		2,0	0,0	2,0
Passo Gries		59,4	52,2	7,2
Mazara del Vallo		86,6	77,4	9,2
Gela		25,6	21,9	3,7
<b>ANNO TERMICO 2011-2012</b>				
Tarvisio		100,9	87,1	13,8
Gorizia		2,0	0,0	2,0
Passo Gries		59,4	50,8	8,6
Mazara del Vallo		86,6	77,4	9,2
Gela		25,6	21,9	3,7
<b>ANNO TERMICO 2012-2013</b>				
Tarvisio		100,9	87,1	13,8
Gorizia		2,0	0,0	2,0
Passo Gries		59,4	48,8	10,6
Mazara del Vallo		86,6	76,4	10,2
Gela		25,6	21,9	3,7

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, come previsto dalle disposizioni introdotte dalla delibera 3 marzo 2006, n. 50, è pari complessivamente a circa 152 M(m<sup>3</sup>) standard.

Le capacità messe a disposizione da Stogit Spa nel 2006 sono state complessivamente pari a circa 13,08 G(m<sup>3</sup>), equivalenti a circa 515,4 milioni di GJ, considerando un PCS pari a 39,4 MJ/m<sup>3</sup> standard, in termini di spazio per riserva attiva (il cosiddetto *working gas*). Rispetto all'anno termico 2005-2006 lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 530 M(m<sup>3</sup>) per effetto: dell'adeguamento delle *facility* di superficie realizzato su alcuni campi che ha consentito la completa gestione a pressioni originarie di giacimento; della possibilità, introdotta dal decreto ministeriale del 26 agosto 2005, di superare la pressione statica massima di stoccaggio durante la fase dinamica di iniezione; nonché a seguito della cessione da parte di Stogit di quantitativi di gas non più funzionali all'attività (circa 130 M(m<sup>3</sup>)).

Dei 13,08 miliardi messi a disposizione da Stogit, 7,89 G(m<sup>3</sup>) (circa 311 milioni di GJ) sono stati riservati per il servizio di modulazione e minerario, 0,11 G(m<sup>3</sup>) (circa 4,3 milioni di GJ) per il bilanciamento operativo della rete di trasporto e 5,1 G(m<sup>3</sup>) per la riserva strategica. La fase di iniezione si è conclusa, per effetto della sua ottimizzazione anche per mezzo dell'utilizzo del superamento della pressione massima di stoccaggio durante la fase dinamica di iniezione, con una giacenza di gas superiore per circa 380 M(m<sup>3</sup>) rispetto allo spazio complessivamente reso disponibile nel mese di maggio 2006; lo spazio associato a tale giacenza incrementale è stato conferito agli utenti del servizio di modulazione in funzione della capacità conferita agli stessi, come previsto dal Codice di stoccaggio approvato dall'Autorità con la delibera 16 ottobre 2006, n. 220.

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2006-2007 sono riportati nella tavola 3.9.

Nel complesso, nell'anno termico 2006-2007 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 43 utenti (41 utenti del servizio minerario e/o di modulazione, 2 del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e 9 del servizio di stoccaggio strategico). I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit al marzo 2007 sono pari a circa 12,3 G(m<sup>3</sup>), di cui 9 in erogazione e 3,3 in iniezione.

Le capacità in termini di *working gas* messe a disposizione da Edison Stoccaggio Spa nell'anno termico 2006-2007 sono pari a

circa 340 M(m<sup>3</sup>). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono 9: 8 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.

I volumi di gas movimentati (movimentato fisico) complessivamente dallo *hub* di Edison Stoccaggio nell'anno termico 2006-2007 sono pari a circa 618 M(m<sup>3</sup>), di cui 322 in iniezione e 295 in erogazione.

---

#### 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 delle attività produttive, che riguardano giacimenti di gas esauriti da convertire in stoccaggi e acquiferi in unità litologiche profonde.

Rispetto al quadro presentato lo scorso anno l'unica novità è rappresentata dal giacimento di Sinarca situato in Molise, e precisamente in provincia di Campobasso, assegnato congiuntamente alle società Gas Plus Storage Srl (60%) ed Edison Stoccaggio (40%).

---

#### Terminali di GNL

---

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

Per quanto riguarda ulteriori nuovi progetti:

- un progetto di terminale nell'*offshore* ravennate è stato presentato nel marzo 2006 dalla società Atlas LNG del gruppo Belleli. Il progetto è ancora in corso di valutazione da parte del Ministero dello sviluppo economico per la verifica della compatibilità tecnica con le numerose piattaforme di coltivazione di gas in prossimità delle quali sarebbe prevista l'installazione;
- la società Gaz de France ha presentato un'istanza preliminare per un terminale *offshore* al largo della costa marchigiana.

---

#### Reti di distribuzione

---

Nell'ambito dell'indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità sono state raccolte, per il secondo anno, informazioni dettagliate sulla distribuzione di gas naturale attraverso reti secondarie. Più precisamente, i

TAV. 3.8

**Disponibilità di stoccaggio in Italia**

	MILIONI DI GJ AL GIORNO, PER LA PUNTA	MILIONI DI m <sup>3</sup> STANDARD
Spazio per stoccaggio strategico	200,9	5.100
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	327,3	8.318
Disponibilità di punta per stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto	6,0	152,1

Fonte: Elaborazioni 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 2005-2006		ANNO TERMICO 2006-2007	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ)	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ)
Stogit	34	290.550.000 <sup>(A)</sup>	43	315.226.000 <sup>(A)</sup>
Edison Stoccaggio	7	12.397.483	9	12.102.934

(A) Per il sistema di stoccaggi Stogit il PCS di riferimento è 39 MJ/m<sup>3</sup> standard nel 2005-2006 e 39,4 nel 2006-2007.

Fonte: Elaborazioni su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.10

**Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2006**

PROGETTO	WORKING GAS (Mm <sup>3</sup> )	PUNTA (Mm <sup>3</sup> /giorno)	STUDIO FATTIBILITÀ	AVVIO ITER PROGETTO	NOTE
Alfonsine (RA)	1.550	10,0	2006	n.d.	Autorizzato; assegnato a Stogit; programma di investimenti datato e per il quale non sono stati riformulati programmi di lavoro
Bordolano (CR-BG)	1.500	20,0	2006	2010	Autorizzato; assegnato a Stogit; programma di investimento presentato nel novembre 2006
Cornegliano (MI)	590-1.010	16,5	2002	2004	In istruttoria; assegnato a Ital Gas Storage
Cotignola <sup>(A)</sup> (RA) S. Potito <sup>(A)</sup> (RA)	915	8,0	2002	2004	In istruttoria; assegnato a Edison Stoccaggio
Cugno le Macine <sup>(A)</sup> (MT) Serra Pizzuta <sup>(A)</sup> (MT)	742	6,6	2002	2004	In istruttoria; assegnato a Geogastock
Rivara (RA) (in acquifero profondo)	3.000	32	2003	2004	In istruttoria; assegnato a Independent Gas Management per 20 anni con programma accertamento da presentare
Sinarca (CB)	324	3,3	2006	2008	In istruttoria; assegnato a Gas Plus Storage (60%) ed Edison Stoccaggio (40%)

(A) È prevista la gestione integrata dei giacimenti indicati.

Fonte: Ministero delle attività produttive.

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	STATO AVANZAMENTO
Porto Levante offshore (RO)	Terminale GNL Adriatico (Edison 10%, Exxon Mobil 45%, Qatar Terminal Limited 45%)	8	Autorizzazione ampliamento rilasciata l'11.11.2004. 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. Iniziati lavori per la costruzione della struttura in Spagna e dei serbatoi in Corea. In corso di completamento le istruttorie per l'occupazione delle aree per il metanodotto Cavarzere-Minerbio.
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	Autorizzazione rilasciata il 21.1.2003. Rilasciata il 6.4.2005 l'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; sono in corso nuovi accertamenti che potranno portare a un definitivo annullamento o all'avvio di una nuova procedura di VIA.
Toscana offshore (LI)	OLT Offshore LNG Terminal (Endesa Italia - Amga - Asa 51%, OLT Energy Toscana 49%)	3,75	Autorizzazione rilasciata il 23.2.2006. Parere positivo sulla VIA nazionale da parte della Regione Toscana. Il progetto è valutato in maniera comparata con il progetto del terminale presso Rosignano, anch'esso in fase di istruttoria. La società OLT ha presentato al Ministero dello sviluppo economico l'istanza per ottenere l'autorizzazione alla costruzione del gasdotto di allacciamento alla rete nazionale di trasporto e una richiesta di esenzione totale dal TPA per 20 anni ai sensi della legge n. 239/04. La domanda è in istruttoria. La società norvegese Golar, operante nel settore dell'armamento di navi per il trasporto di GNL avrebbe raggiunto un accordo per entrare nel capitale sociale.
Rosignano (LI)	EDISON - BP - Solway	88	VIA in istruttoria. Nell'ottobre 2006 il progetto ha ottenuto il nulla osta di fattibilità preliminare per l'impianto (con prescrizioni) dalla Direzione regionale toscana dei Vigili del fuoco.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (49% CrossGas; 25,5% Sorgenia; 25,5% Iride)	12	VIA in istruttoria. Piano regolatore portuale all'esame del Consiglio superiore dei lavori pubblici. Presentato il Rapporto preliminare di sicurezza (7.2.2006) e completato l'invio della documentazione del procedimento per il rilascio del nulla osta di fattibilità dal Comitato tecnico regionale. Nel marzo 2007 entrano nella compagine societaria Sorgenia e Iride con il 51%, suddiviso in misura paritaria.
Taranto	Gas Natural Internacional	8	Effettuata una prima riunione della Conferenza dei servizi. Presentato lo Studio di impatto ambientale all'autorità portuale. VIA in corso.
Zaule (TS)	Gas Natural Internacional	8	Procedimento autorizzativo svolto dalla Regione Friuli Venezia Giulia. In corso VIA. Ha ottenuto il nulla osta di fattibilità preliminare dalla Direzione regionale friulana dei Vigili del fuoco.
Trieste offshore (TS)	Endesa Italia	88	Progetto presentato dalla società Endesa in collaborazione con Friulia, la finanziaria regionale del Friuli Venezia Giulia che curerà il <i>project financing</i> . VIA in corso. Nell'ottobre 2006 è stato chiesto a Endesa Italia di presentare integrazioni allo studio di impatto ambientale. Il Comitato tecnico regionale ha espresso parere positivo sul rapporto preliminare di sicurezza.
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie (Enel 99%)	8	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Nulla osta di fattibilità rilasciato nel giugno 2005. VIA in corso. In corso le modifiche delle opere a mare.
Rada di Augusta (SR)	ERG Power&Gas - Shell Energy Italia	fase 1: 8 fase 2: 12	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 metri cubi di capacità di rigassificazione.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.12

**Gas naturale distribuito per regione**

Volumi di gas naturale distribuiti su reti secondarie ai settori residenziale, terziario, industriale e termoelettrico in M(m<sup>3</sup>)

REGIONI	2005			2006		VARIAZIONE % 2006-2005
	VOLUMI MSE	VOLUMI	QUOTA %	VOLUMI	QUOTA %	
Val d'Aosta	43,7	40,0	0,1	44,0	0,1	10,0
Piemonte	4.394,7	4.064,6	11,7	3.978,4	11,8	-2,1
Liguria	1.001,2	960,7	2,8	892,6	2,6	-7,1
Lombardia	9.824,2	9.081,2	26,1	8.794,4	26,0	-3,2
Trentino Alto Adige	614,6	596,9	1,7	596,2	1,8	-0,1
Veneto	4.497,1	4.209,3	12,1	4.138,3	12,3	-1,7
Friuli Venezia Giulia	934,4	922,8	2,7	907,8	2,7	-1,6
Emilia Romagna	5.181,7	4.851,7	14,0	4.652,2	13,8	-4,1
Toscana	2.669,8	2.526,3	7,3	2.359,4	7,0	-6,6
Lazio	2.182,4	2.025,5	5,8	2.112,8	6,3	4,3
Marche	888,6	989,5	2,8	964,1	2,9	-2,6
Umbria	591,9	550,3	1,6	543,0	1,6	-1,3
Abruzzo	688,7	745,5	2,1	694,7	2,1	-6,8
Molise	37,5	129,1	0,4	127,0	0,4	-1,6
Campania	1.082,9	959,3	2,8	931,5	2,8	-2,9
Puglia	1.086,6	1.055,0	3,0	1.049,0	3,1	-0,6
Basilicata	202,8	183,1	0,5	181,1	0,5	-1,1
Calabria	261,4	238,7	0,7	244,0	0,7	2,2
Sicilia	690,8	632,7	1,8	570,1	1,7	-9,9
Sardegna	0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
<b>ITALIA</b>	<b>36.874,8</b>	<b>34.762,0</b>	<b>100,0</b>	<b>33.780,5</b>	<b>100,0</b>	<b>-2,8</b>

Fonte: Ministero dello sviluppo economico ed elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

volumi di gas riportati sono quelli 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 quindi i volumi di gas consumati dai clienti industriali o termoelettrici direttamente collegati alle reti di trasporto, né comprendono i quantitativi di gas diversi dal gas naturale (come GPL, aria propanata e altri gas ai quali è dedicato un paragrafo in questo Capitolo) distribuiti attraverso reti cittadine.

La tavola 3.12 illustra la distribuzione regionale di gas naturale in Italia nel 2005 e nel 2006. I dati, che per il 2005 sono a consuntivo, mentre per il 2006 sono pre-consuntivi, derivano dalle elaborazioni dei risultati dell'indagine dell'Autorità a cui hanno risposto complessivamente 308 operatori della distribuzione. Relativamente al 2005, la tavola riporta, per confronto, anche i dati definitivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, mediante i quali si osserva come il cam-

pione che ha risposto all'indagine dell'Autorità abbia una rappresentatività elevata (pari al 94% circa). Prendendo a riferimento i valori diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, infatti, nel 2005 sono stati distribuiti complessivamente circa 36,9 G(m<sup>3</sup>) di gas naturale, mentre in base all'indagine dell'Autorità il gas complessivamente distribuito risulta pari a 34,8 G(m<sup>3</sup>). Le due distribuzioni regionali relative al 2005 appaiono comunque simili, se si eccettuano i dati relativi a tre regioni, Marche, Molise e Abruzzo, dove il volume di gas distribuito nei dati del Ministero dello sviluppo economico risulta inferiore a quello dell'indagine dell'Autorità<sup>6</sup>.

In base ai risultati dell'indagine, nel 2005 sono stati distribuiti complessivamente circa 34,8 G(m<sup>3</sup>) di gas naturale con un'elevata variabilità sul territorio nazionale. Solo 4 regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna, mostrano consumi superiori al 10%: insieme le 4 regioni assorbono il 64% del totale di gas distribuito su reti secondarie. Anche

<sup>6</sup> L'origine del fenomeno, particolarmente rilevante in Molise, può risiedere nel fatto che i dati del Ministero dello sviluppo economico hanno come fonte le quantità distribuite dalla rete di Snam Rete Gas Spa, che rappresentano circa il 98% del totale immesso nelle reti di distribuzione, mentre nei dati dell'indagine vi sono anche i quantitativi gestiti da altri operatori della rete nazionale (nelle regioni in questione la rete nazionale è gestita da Società Gasdotti Italia Spa).



Toscana e Lazio evidenziano valori significativi (rispettivamente pari al 7,3 e al 5,8%). Seguono poi 9 regioni i cui consumi superano l'1,5% del totale e le rimanenti con quote inferiori all'1%. La tradizionale ripartizione geografica tra Nord, Centro, Sud e Isole, rivela l'assoluta predominanza del Nord che, con una quota del 70%, supera di gran lunga il 20% del Centro e l'8,8% del Sud e Isole.

Nel 2006 le quote regionali restano immutate: il 71,1% del gas risulta distribuito al Nord, il 20,1% al Centro e l'8,8% al Sud e Isole. Questa distribuzione dei consumi riflette sia la diversa diffusione del servizio di distribuzione (il grado di metanizzazione), sia le differenze climatiche tra le diverse aree del paese, sia una diversa distribuzione delle attività produttive di dimensioni medio-piccole (tipicamente quelle servite da reti di distribuzione secondarie).

La tavola 3.13 riporta un quadro di dettaglio per l'anno 2006 dell'attività di distribuzione del gas naturale, così come esso appare dai risultati (preliminari) dell'indagine annuale dell'Autorità. In essa si può osservare, per regione, il numero di esercenti, il numero di clienti (gruppi di misura) e dei comuni serviti, nonché il numero delle concessioni in base ai quali il gas viene distribuito. La tavola riporta anche il numero di comuni di ciascuna regione desunto dall'elenco Istat dei Comuni d'Italia all'1 gennaio 2006, in base al quale è stato calcolato il grado di copertura del servizio di distribuzione, ottenuto come rapporto tra il numero di comuni serviti e il numero di comuni della regione.

Come già menzionato, complessivamente risultano operare in Italia 308 esercenti che servono 20 milioni di clienti in più di

	OPERATORI	CLIENTI (MIGLIAIA)	COMUNI SERVITI	COMUNI AL 1/1/2006	GRADO DI COPERTURA <sup>(A)</sup>	CONCESSIONI
Val d'Aosta	1	17	21	74	28	36
Piemonte	30	1.850	969	1.206	80	946
Liguria	8	824	146	235	62	124
Lombardia	94	4.440	1.397	1.546	90	1.306
Trentino Alto Adige	14	234	175	339	52	156
Veneto	36	1.854	570	581	98	496
Friuli Venezia Giulia	11	480	185	219	84	180
Emilia Romagna	34	2.052	344	341	101	309
Toscana	18	1.404	240	287	84	166
Lazio	15	2.057	294	378	78	279
Marche	31	614	225	246	91	162
Umbria	10	305	80	92	87	76
Abruzzo	28	460	264	305	87	214
Molise	11	107	120	136	88	122
Campania	21	1.085	382	551	69	369
Puglia	15	1.126	230	258	89	228
Basilicata	11	170	118	131	90	112
Calabria	10	332	252	409	62	342
Sicilia	18	803	313	390	80	238
Sardegna	-	-	-	377	-	-
ITALIA	416	20.215	6.325	8.101	78	5.861

(A) Il grado di copertura del servizio di distribuzione è il 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 2006. Può risultare superiore al 100% perché alcuni comuni sono serviti da più operatori: in tal caso il comune viene contato tante volte quante sono gli operatori che vi operano.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.13

### Dettaglio dell'attività di distribuzione di gas naturale per regione

Anno 2006

5.800 comuni. Il numero totale di operatori che appare nella tavola 3.13 è più elevato, in quanto alcuni di essi operano in più regioni e in tal caso vengono contati tante volte quante sono le regioni in cui sono presenti. Il grado di copertura supera il 70% in 14 regioni, ovvero in più della metà delle regioni italiane, se si esclude dal novero la Sardegna che non è metanizzata.

La tavola 3.14 riporta in dettaglio l'estensione delle reti gestite dalle imprese di distribuzione, suddivise in alta, media e bassa pressione nonché la loro proprietà. I distributori di gas esercitano in Italia quasi 226.000 km di rete collocati prevalentemente nel Nord (137.900 km contro 49.200 nel Centro e 38.600 nel Sud e Isole). Circa 800 km di rete risultano non in

funzione. Le reti appartengono agli stessi distributori nel 76,2% dei casi, ma le percentuali sono abbastanza differenziate tra Nord, Centro e Sud, dove gli esercenti operano su reti di proprietà, rispettivamente, nell'85,2%, nel 77,7% e nell'85,4% dei casi.

La tavola 3.15 illustra, infine, i primi 20 operatori della distribuzione in Italia e le relative quote.

Come nelle altre fasi della filiera, il gruppo Eni risulta dominante: con 7,2 G(m<sup>3</sup>) di gas distribuito, Italgas Spa, infatti, possiede la quota più importante (21,4%) e di gran lunga superiore ai propri concorrenti. Seguono Enel Rete Gas Spa, Hera, Aem Milano Spa ed Enia Spa. Complessivamente i primi 20 operatori coprono quasi il 67% del mercato.

	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Val d'Aosta	0,3	164,6	180,1	98,9	0,7
Piemonte	219,8	10.740,2	10.681,6	89,3	1,5
Liguria	13,6	1.902,1	4.178,1	99,9	0,1
Lombardia	67,4	12.937,0	30.426,0	80,0	13,1
Trentino Alto Adige	202,2	1.817,0	1.862,9	91,9	5,3
Veneto	206,0	9.983,3	17.389,8	78,3	14,7
Friuli Venezia Giulia	4,9	1.959,1	4.834,3	76,2	23,3
Emilia Romagna	383,5	15.662,5	12.100,5	67,3	11,4
Toscana	203,3	5.716,0	8.902,3	76,0	9,9
Lazio	193,3	6.064,2	7.265,4	97,3	1,9
Marche	7,7	3.069,0	3.470,2	53,8	16,7
Umbria	31,8	1.599,0	2.858,7	72,7	27,3
Abruzzo	1,4	3.816,9	4.162,4	74,7	18,4
Molise	5,2	919,1	949,4	91,8	7,9
Campania	2,5	3.212,0	7.267,7	67,4	29,7
Puglia	94,7	2.880,2	7.533,9	92,0	7,7
Basilicata	0,5	692,1	1.391,1	79,8	20,2
Calabria	3,8	1.727,2	3.059,9	91,7	8,3
Sicilia	60,3	3.465,2	7.248,3	96,0	4,0
Sardegna	-	-	-	-	-
Non in funzione	24,0	427,8	367,3	-	-
ITALIA	1.702,1	88.326,7	136.130,1	76,2	23,3

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.14

#### Estensione delle reti di distribuzione di gas naturale e loro proprietà

Anno 2006; estensione reti in Km e quote percentuali di proprietà

TAV. 3.15

### Primi venti operatori della distribuzione di gas naturale

Anno 2006; volumi di gas naturale distribuito in M(m<sup>3</sup>)

OPERATORE	2006	QUOTA %
Società Italiana per il gas (Italgas)	7.216,0	21,4
Enel Rete Gas	3.569,6	10,6
Hera Holding Energia Risorse Ambiente	2.226,0	6,6
Aem Distribuzione Gas e Calore	1.180,4	3,5
Enia	1.013,7	3,0
Ascopiave	818,2	2,4
Italcogim Reti	730,8	2,2
Azienda Energia e Servizi	724,9	2,1
Fiorentina gas	554,2	1,6
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento con il Gas	553,8	1,6
CIGE	520,8	1,5
Toscana Gas	490,6	1,5
Acegas-APS	487,9	1,4
Thuega Padana	384,8	1,1
Arcalgas Progetti	383,5	1,1
Iride Acqua Gas	372,7	1,1
Consiag Reti	330,6	1,0
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	315,7	0,9
SGR Reti	315,1	0,9
Edison D. G.	297,0	0,9
Altri	11.294,2	33,4
<b>TOTALE</b>	<b>33.780,5</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

## Mercato all'ingrosso del gas

Anche i dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono dalle prime elaborazioni dei dati raccolti nell'indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente. L'indagine era rivolta a tutte le società che a dicembre 2006 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 obbligati a richiedere 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, seguendo quindi il criterio adottato per la stesura del bilancio del settore gas illustrato all'inizio di questo Capitolo.

Nel 2006 il numero dei grossisti è salito a 72 unità, contro le 60 dell'anno precedente (Tav. 3.16). Esso comprende anche tutte le

società che possiedono una produzione propria di gas naturale che offrono sul mercato all'ingrosso. Complessivamente questi operatori hanno venduto tuttavia un volume di gas minore rispetto a quello del 2005, pari a 103,2 G(m<sup>3</sup>), di cui 49,9 ad altri intermediari e 53,2 a clienti finali. Per effetto della riduzione complessiva dei volumi trattati e dell'aumento degli operatori, il volume medio unitario di vendita è sceso da 1,8 a 1,4 M(m<sup>3</sup>).

Solo apparentemente le vendite degli operatori più grandi si sono ridotte a vantaggio dei concorrenti di più piccola dimensione. Infatti, i volumi di gas complessivamente venduti da Eni e dagli operatori con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>) sono scese da 85 a 71 G(m<sup>3</sup>), in virtù dell'uscita di Edison da tale aggregato. Questo spostamento, tuttavia, non è dovuto a una reale diminuzione delle vendite complessive effettuate da Edison, ma dalla diversa modalità di classificazione degli operatori adottata. Per l'attribuzione

TAV. 3.16

Attività dei grossisti  
nel periodo 2002-2006

	2002	2003	2004	2005	2006
<b>NUMERO DI OPERATORI</b>	<b>55</b>	<b>40</b>	<b>41</b>	<b>60</b>	<b>72</b>
Eni Gas & Power	1	1	1	1	1
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m <sup>3</sup> )	1	1	1	2	1
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m <sup>3</sup> )	4	4	6	8	9
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m <sup>3</sup> )	17	20	19	29	29
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m <sup>3</sup> )	32	14	14	20	32
<b>VOLUME VENDUTO (miliardi di m<sup>3</sup>)</b>	<b>85,2</b>	<b>90,6</b>	<b>95,9</b>	<b>110,5</b>	<b>103,2</b>
Eni Gas & Power	52,3	51,3	53,6	58,0	57,3
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m <sup>3</sup> )	12,9	17,8	16,3	27,0	13,5
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m <sup>3</sup> )	15,8	15,6	18,4	14,0	20,1
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m <sup>3</sup> )	4,0	5,6	7,6	10,8	11,3
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m <sup>3</sup> )	0,2	0,2	0,1	0,7	1,0
<b>VOLUME MEDIO UNITARIO (milioni di m<sup>3</sup>)</b>	<b>1.550</b>	<b>2.264</b>	<b>2.340</b>	<b>1.842</b>	<b>1.433</b>
Eni Gas & Power	52.349	51.320	53.632	58.027	57.292
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m <sup>3</sup> )	12.865	17.808	16.268	13.486	13.451
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m <sup>3</sup> )	3.954	3.902	3.061	1.748	2.233
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m <sup>3</sup> )	234	279	399	372	391
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m <sup>3</sup> )	7	17	7	37	31

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.17

Vendite al mercato  
all'ingrosso nel 2006M(m<sup>3</sup>)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	20.748	36.544	57.292
Enel Trade	5.904	7.547	13.451
Edison	5.000	1.469	6.469
Plurigas	2.312	1.059	3.371
Sorgenia	1.312	853	2.165
Gaz de France sede secondaria	1.129	1.142	2.271
Aem Trading	1.101	1	1.102
Blugas	1.014	72	1.087
Gas Natural Vendita Italia	813	343	1.156
Italtrading	791	4	795
Dalmine Energie	691	283	974
2B Energia	666	0	666
ENOI	615	0	615
AceaElectrabel Trading	606	0	606
Gas Plus Italiana	544	0	544
Hera Trading	521	1	522
Iride Mercato	488	580	1.069
Energy Trade	443	0	444
Blumet	409	1.003	1.412
Elettrogas	402	0	402
Shell Italia E&P	379	0	379
SOENERGY	344	29	373
E.On Ruhrgas AG	344	41	385
Begas Energy International	334	30	364
EGL Italia	334	26	359
ENOVA	328	0	329
Altri	2.187	26.203	28.389
<b>TOTALE</b>	<b>50.053</b>	<b>77.253</b>	<b>127.306</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

dei singoli operatori alla categoria grossisti o venditori, infatti, contrariamente agli anni precedenti, si sono considerati solo i volumi da essi realmente venduti, escludendo gli autoconsumi. La classe di operatori più numerosa è divenuta quella dei grossisti più piccoli, con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>), che si è accresciuta di 12 nuove società. Il relativo volume medio unitario si è però lievemente ridotto da 37 a 31 M(m<sup>3</sup>), nonostante l'aumento dei volumi complessivamente venduti da questi operatori.

La tavola 3.17 consente di apprezzare il dettaglio dei 26 operatori il cui venduto abbia raggiunto almeno 300 M(m<sup>3</sup>) nel mercato all'ingrosso. Insieme, tali operatori coprono il 95% delle vendite complessive effettuate sul segmento all'ingrosso. Il mercato resta comunque molto concentrato: la quota delle prime 3 società, Eni, Enel Trade ed Edison, è infatti quasi del 63%, quella delle prime 5, che include anche Plurigas e Gaz de France, raggiunge il 70%. Tenendo conto anche dei relativi gruppi societari, le quote non si modificano in misura sostanziale.

---

#### Punto di scambio virtuale

---

I soggetti che hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV (sottoscrittori) nel primo semestre dell'anno termico 2006-2007 sono stati oltre 50. La figura 3.6 mostra in particolare quanti, rispetto al numero complessivo degli utenti del

sistema di trasporto, utilizzano il servizio del PSV. I dati in figura comprendono anche i non utenti del servizio di trasporto che operano presso il PSV: dallo scorso novembre infatti, secondo disposizioni dell'Autorità, anche i *trader* possono effettuare transazioni presso l'*hub* nazionale.

Le figure 3.7 e 3.8 mostrano l'andamento storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e presso il PSV sino al marzo 2007, in termini di volumi e di numero di transazioni<sup>7</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 terminale, consegne che avvengono presso il PSV in base alle procedure attuali (più precisamente, la procedura è in vigore dal novembre 2005). Ancorché registrate come operazioni al PSV esse non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario.

Un confronto tra gli anni termici 2004-2005 e 2005-2006 (Fig. 3.9) mostra un aumento complessivo dei volumi oggetto di transazione presso il PSV di quasi 6 punti percentuali. Nei primi mesi dell'anno termico 2006-2007 vale a dire da ottobre 2006 sino a marzo 2007, le transazioni di gas presso il PSV in termini di volumi hanno rappresentato poco più del 34% del totale movimentato.

---

## Mercato finale al dettaglio

---

Alla data dell'1 settembre 2006 le società autorizzate dal Ministero dello sviluppo economico a esercitare l'attività di vendita al mercato finale erano 386; 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*, non hanno risposto all'indagine annuale

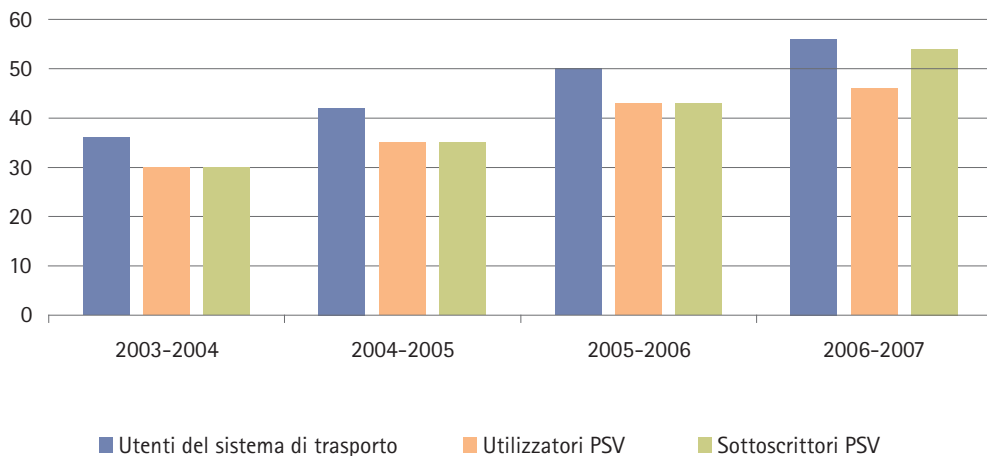
dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas 63 venditori presenti nell'elenco di quelli autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico. Considerando, tuttavia, che il volume complessivo di gas venduto a clienti finali, calcolato in base alle risposte ottenute nell'indagine dell'Autorità, è in linea con i dati di consumo preconsuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo

---

<sup>7</sup> Per rendere confrontabili le transazioni registrate presso il PSV con quelle avvenute presso i punti di entrata indicati, per il PVS si è considerata per ogni mese la media del numero di transazioni giornaliere insieme al totale dei volumi scambiati.

FIG. 3.6

**Utenti del PSV**

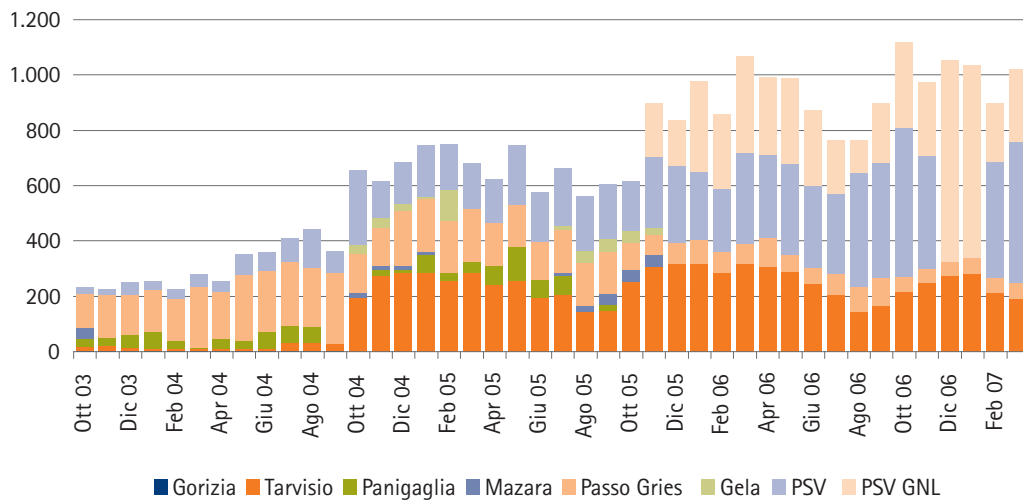


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.7

**Transazioni nei punti di entrata della rete nazionale nel periodo ottobre 2003 - marzo 2007**

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

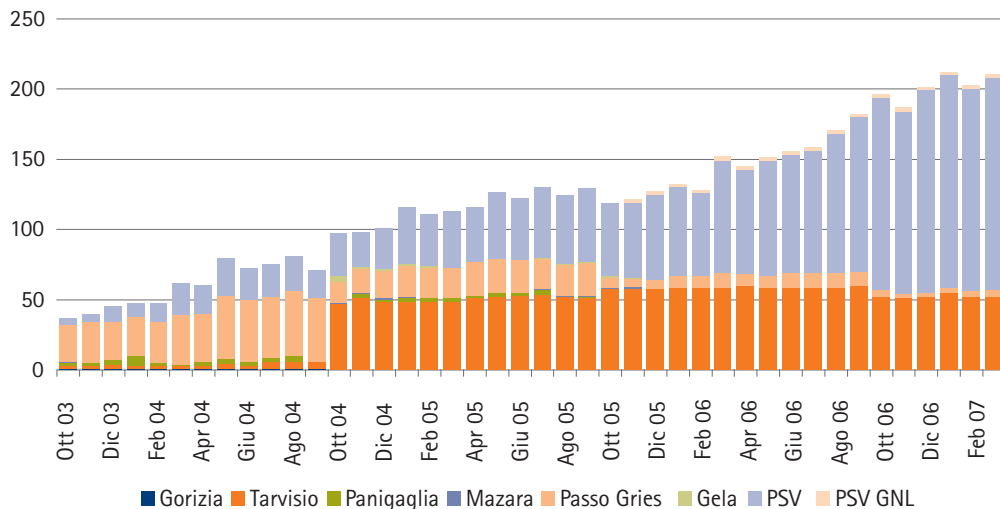


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.8

**Transazioni lato Italia nel periodo ottobre 2003 – marzo 2007**

Numero di transazioni per mese

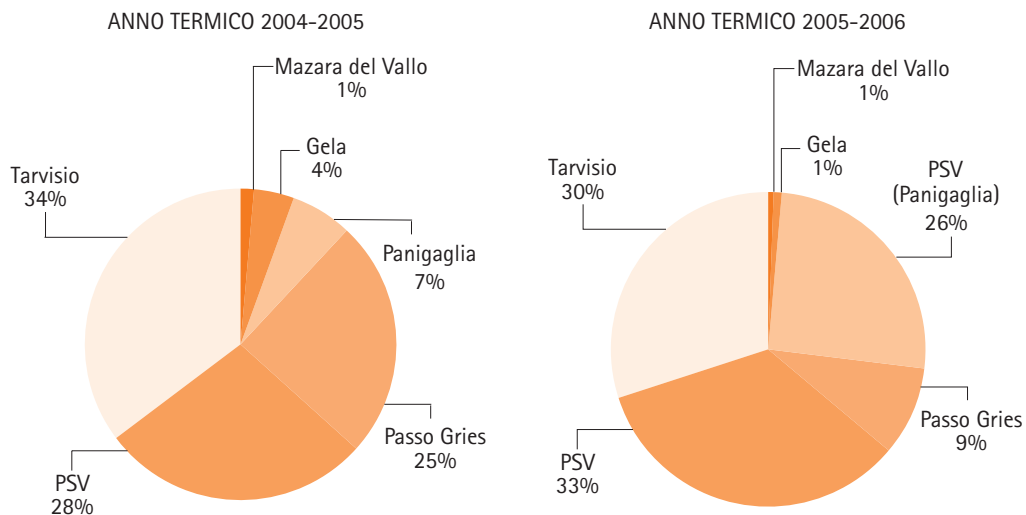


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.9

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

Confronto tra gli anni termici 2004-2005 e 2005-2006



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

economico, è ragionevole ipotizzare che i soggetti che non hanno risposto siano rimasti inattivi nel 2006 o che abbiano realizzato volumi di vendita marginali. In base ai primi risultati dell'indagine annuale, infatti, le vendite al mercato finale nel 2006 sono state pari a 77,3 G(m<sup>3</sup>), soddisfatte da operatori della fase all'ingrosso per 53,2 G(m<sup>3</sup>) e da "puri" venditori<sup>8</sup> per 24,1 G(m<sup>3</sup>). Se a tali quantitativi si aggiungono i circa 7 G(m<sup>3</sup>) di autoconsumi, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 84,3 G(m<sup>3</sup>), un valore che non si discosta molto dagli 84,5 G(m<sup>3</sup>) indicati nei dati pre-consuntivi per il 2006 del Ministero dello sviluppo economico.

Come si vede dalla tavola 3.18 la situazione relativa ai venditori è risultata decisamente meno dinamica di quanto è emerso nel caso dei grossisti. Il numero di operatori con vendite superiori a 1.000 M(m<sup>3</sup>) è rimasto invariato; il volume da questi complessivamente venduto si è lievemente ridotto, da 8,5 a 8,3 G(m<sup>3</sup>) e, di conseguenza, anche il volume medio unitario, di poco superiore a 2 M(m<sup>3</sup>). Analoga sorte ha interessato la classe di venditori medio-grandi, quelli cioè con vendite comprese tra 100 e 1.000 M(m<sup>3</sup>), dove è entrato un operatore in più rispetto allo scorso anno; poi-

ché il volume complessivamente venduto è lievemente diminuito da 11,5 a 11,3 G(m<sup>3</sup>), anche il volume medio unitario è passato da 42 a 39 M(m<sup>3</sup>).

La tavola 3.19 mostra il dettaglio delle 41 società le cui vendite a clienti finali abbiano complessivamente superato nel 2006 i 200 M(m<sup>3</sup>). In essa compaiono anche alcune delle società già elencate nella tavola 3.17 in quanto, pur essendo state classificate come grossisti, vendono anche al mercato finale quantitativi di gas superiori alla soglia indicata. Anche il mercato della vendita a clienti finali, al pari di quello all'ingrosso, appare molto concentrato: le 41 società coprono nell'insieme il 90,1% delle vendite al mercato finale; da sole le prime 3 assorbono quasi il 63%, le prime 5 raggiungono il 70%. Se poi si considerano i gruppi societari, le quote salgono in misura rilevante e diviene evidente come i concorrenti dell'operatore dominante siano da esso ben distanziati. Dopo il gruppo Eni, che possiede il 49,5% del mercato finale, il competitore più rilevante è infatti rappresentato dal gruppo Enel (15,3%), seguito da 3 gruppi (Hera, Edison, E.On) la cui quota è compresa tra il 2 e il 3%.

TAV. 3.18

#### Attività dei venditori nel periodo 2002-2006

	2002	2003	2004	2005	2006
<b>NUMERO DI OPERATORI</b>	<b>504</b>	<b>432</b>	<b>353</b>	<b>258</b>	<b>226</b>
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )	2	5	4	4	4
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> )	42	40	37	38	39
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )	222	176	149	100	107
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )	237	211	163	116	76
<b>VOLUME VENDUTO (miliardi di m<sup>3</sup>)</b>	<b>26,6</b>	<b>33,0</b>	<b>31,4</b>	<b>24,5</b>	<b>24,1</b>
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )	7,5	15,8	14,6	8,5	8,3
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> )	11,2	11,1	11,6	11,5	11,3
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )	6,8	5,2	4,6	4,2	4,2
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )	1,0	0,8	0,7	0,3	0,3
<b>VOLUME MEDIO UNITARIO (milioni di m<sup>3</sup>)</b>	<b>53</b>	<b>76</b>	<b>89</b>	<b>95</b>	<b>107</b>
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )	3.756	3.169	3.640	2.135	2.076
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> )	267	279	313	301	290
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )	31	30	31	42	39
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )	4	4	4	3	4

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

<sup>8</sup> Sono classificate come venditori le società che nel 2006 hanno effettuato almeno il 95% delle loro vendite a clienti finali.



TAV. 3.19

**Vendite al mercato  
finale nel 2006**
M(m<sup>3</sup>)

SOCIETÀ	VENDITE		TOTALE
	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	
Eni	20.748	36.544	57.292
Enel Trade	5.904	7.547	13.451
Enel Energia	3	4.229	4.232
Hera Comm	1	1.900	1.901
Edison	5.000	1.469	6.469
Gaz de France – Sede secondaria	1.129	1.142	2.271
E.ON Vendita	42	1.117	1.159
Plurigas	2.312	1.059	3.371
Aem Acquisto e Vendita Energia	0	1.014	1.014
Blumet	409	1.003	1.412
Toscana Energia Clienti	0	987	987
Sorgenia	1.312	853	2.165
Ascotrade	2	828	830
Italcogim Vendite	0	779	779
Iride Mercato	488	580	1.069
Asm Energia e Ambiente	0	547	547
Napoletanagas Clienti	0	531	531
Edison Energia	5	512	516
Arcalgas energie	0	473	473
APS Trade	0	389	389
Amps Energie	0	355	355
Utilità	151	348	500
ConsiaGas Servizi Energetici	0	347	347
Gas Natural Vendita Italia	813	343	1.156
Linea Group	91	325	416
Erogasmet Vendita – Vivigas	1	322	323
Trenta	6	314	319
MetaEnergy	0	313	313
Enercom	0	288	288
Dalmine Energie	691	283	974
SGR Servizi	0	277	277
Prometeo	12	275	287
ETA3	10	275	285
Agsm Verona	0	274	274
Spigas	49	251	300
Sinergas	0	249	249
AEB Trading	1	212	214
BAS Omniservizi	0	209	209
SPEIA	50	206	257
ASA Trade	0	205	205
Cartiere Burgo	0	205	205
Altri	10.824	7.875	18.699
<b>TOTALE</b>	<b>50.053</b>	<b>77.253</b>	<b>127.306</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

## Fornitura del GPL e altri gas a mezzo di reti locali (o cittadine)

L'indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità quest'anno, per la prima volta, ha dedicato una specifica sezione anche alla distribuzione attraverso reti secondarie di gas diversi dal gas naturale. I principali risultati dell'indagine sono brevemente illustrati nelle tavole che seguono.

Hanno risposto all'indagine 76 operatori che risultano aver distribuito complessivamente 28,9 M(m<sup>3</sup>) nel 2005 e 27,7 M(m<sup>3</sup>) nel 2006, soddisfacendo la domanda di oltre 100.000 clienti distribuiti in più di 500 comuni. La maggior quota di tale distribuzione riguarda il GPL, che rappresenta il 64% in termini di volumi erogati e quasi l'80% in termini di clienti serviti. Analogamente a quanto accaduto nel gas naturale, anche il consumo di questi gas è diminuito nel 2006 (-4,1%) rispetto all'anno precedente, principalmente a causa del manifestarsi di un inverno mite (Tav. 3.20).

La distribuzione regionale<sup>9</sup> (Tav. 3.21) mostra che la non metanizzata 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 assorbe oltre il 35% dei volumi distribuiti. Nella regione, tuttavia, il servizio non appare particolarmente diffuso considerando che interessa 48 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 19% in termini di volumi e quasi il 21% in termini di clienti serviti. In questa regione la distribuzione di GPL e altri gas copre inoltre la metà dei comuni esistenti nel territorio. Quote relativamente importanti di gas (non naturale) distribuiti a mezzo rete risultano essere utilizzate anche in Emilia Romagna, Lombardia, 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 circa 2.800 km di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale, prevalentemente (93,9%) di proprietà degli esercenti stessi.

TIPO DI GAS	2005		2006	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	18,2	72.956	17,8	81.493
Aria propanata	5,6	13.998	10,0	21.781
Altri gas	5,1	5.541	0	0
TOTALE	28,9	92.495	27,7	103.274

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 3.20

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

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

<sup>9</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. 3.21

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

Anno 2006; volumi erogati in M(m<sup>3</sup>) e quote percentuali

	VOLUMI EROGATI	QUOTA %	OPERATORI(A)	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Val d'Aosta	0,1	0,3	2	201	2
Piemonte	0,7	2,4	8	2.623	41
Liguria	1,9	6,7	13	8.784	51
Lombardia	1,5	5,4	8	4.040	31
Trentino Alto Adige	0,2	0,6	2	497	5
Veneto	0,1	0,5	3	565	6
Friuli Venezia Giulia	1,1	3,8	2	1.453	7
Emilia Romagna	2,3	8,5	10	8.151	35
Toscana	5,3	19,2	19	21.508	140
Lazio	1,7	6,0	11	11.267	42
Marche	0,8	2,9	11	2.885	32
Umbria	0,5	1,8	9	2.851	25
Abruzzo	0,4	1,5	6	2.883	17
Molise	0,0	0,1	1	156	1
Campania	0,7	2,4	5	2.804	12
Puglia	0,1	0,3	2	280	2
Basilicata	0,3	1,0	3	1.165	5
Calabria	0,3	1,0	2	1.958	6
Sicilia	0,1	0,2	3	219	4
Sardegna	9,8	35,5	8	28.739	48
ITALIA	27,7	100,0	128	103.029	512

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 3.22

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

Anno 2006; estensione in Km e quote percentuali di proprietà

	ESTENSIONE RETE		QUOTA % DI PROPRIETÀ		COMUNE
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	
Val d'Aosta	0	6	0	100,0	0
Piemonte	0	64	40	100,0	0
Liguria	0	105	65	100,0	0
Lombardia	0	44	54	83,0	0
Trentino Alto Adige	0	20	0	100,0	0
Veneto	0	14	3	100,0	0
Friuli Venezia Giulia	0	0	42	100,0	0
Emilia Romagna	0	92	152	100,0	0
Toscana	1	227	239	100,0	0
Lazio	0	134	182	100,0	0
Marche	0	3	39	92,6	0
Umbria	0	45	78	93,4	6,6
Abruzzo	0	49	11	100,0	0
Molise	0	3	1	100,0	0
Campania	0	62	46	97,4	2,6
Puglia	0	6	0	100,0	0
Basilicata	0	4	36	100,0	0
Calabria	0	21	39	100,0	0
Sicilia	0	9	0	100,0	0
Sardegna	0	520	349	84,0	3,9
ITALIA	1	1.426	1.374	93,9	1,6

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

---

# Prezzi e tariffe

---

## Tariffe per l'uso delle infrastrutture

---

---

### Trasporto e GNL

---

Prima dell'inizio del nuovo anno termico, al principio di agosto 2006 l'Autorità ha pubblicato le tariffe relative all'anno termico 2006-2007 per il trasporto del gas naturale (delibera 31 luglio 2006, n. 171) e per la rigassificazione del GNL, importato via mare (delibera 31 luglio 2006, n. 170).

I nuovi livelli tariffari, illustrati nelle tavole 3.23 e 3.24, si sono determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che gli operatori 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 dalla delibera 4 agosto 2005, n. 178 (riguardante le tariffe per il servizio di rigassificazione di GNL Italia, presso il terminale di Panigaglia).

Le tariffe sono state approvate dall'Autorità al fine di assicurare alle imprese e agli utenti certezza sui valori tariffari praticati in tempi utili all'avvio dell'anno termico 2006-2007. Si ricorda, tuttavia, che su entrambe le delibere n. 166/05 e n. 178/05, che stabiliscono i criteri in base ai quali gli operatori devono formulare le proprie proposte tariffarie, è ancora pendente un giudizio legale definitivo, che deve giungere a seguito dei ricorsi presentati contro le delibere indicate.

---

### Stoccaggio

---

I corrispettivi unici nazionali della tariffa di stoccaggio per l'anno termico 2007-2008 (Tav. 3.25) sono stati fissati dall'Autorità nel marzo 2007, 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 (per maggiori det-

tagli si veda il Capitolo 3 del secondo volume di questa *Relazione Annuale*).

---

### Distribuzione

---

Anche nel 2006, come già era accaduto nei due anni precedenti, il processo di definizione delle tariffe di distribuzione ha risentito del prolungato contenzioso amministrativo che si era aperto sulle 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. Il contenzioso si è chiuso nella primavera del 2006 con l'annullamento parziale delle delibere citate. Nel corso del 2006 l'Autorità ha quindi assunto due nuove delibere per modificare e integrare le delibere n. 170/04 e n. 173/04, in modo da ottemperare alle decisioni del Consiglio di Stato (per i dettagli sui motivi dell'annullamento parziale e sulle conseguenti azioni dell'Autorità si veda il paragrafo dedicato alla regolamentazione tariffaria nel Capitolo 3 del secondo volume di questa *Relazione Annuale*).

A seguito del definitivo completamento del 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, gli Uffici dell'Autorità hanno attivato il processo di controllo e approvazione delle proposte tariffarie per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007, tuttora in corso.

Si ricorda, tuttavia, che in base ai criteri definiti dall'Autorità, le tariffe di distribuzione sono oggi determinate a partire da una struttura tariffaria nazionale di riferimento uguale per tutti gli esercenti, riprodotta nella tavola 3.26. 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 3.26) un apposito coefficiente  $\epsilon$  che tiene conto dei costi specifici dei diversi ambiti (delibera n. 170/04).

TAV. 3.23

### Tariffe di trasporto e dispacciamento per l'anno termico 2006-2007

Corrispettivi unitari variabili (commodity); €/GJ

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

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV	0,155532
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	2,071847	Tarvisio	0,649627
Gela	1,929728	Gorizia	0,512803
Passo Gries	0,435427		
1 punto dall'impianto di rigassificazione GNL			
GNL Panigaglia	0,549281		
Hub stoccaggio			
Stoccaggi Stogit/ Edison Stoccaggio	0,266771		
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, Trecate	0,162377	Alfonsine, Casalborsetti, Certaldo, Correggio, Cotignola, Manara, Montenevoso, Muzza, Pomposa, Ravenna Mare, San Potito, Santerno, Scandiano, Spilamberto, Tresigallo/Sabbioncello, Vittorio V./ S. Antonio/S.Andrea	0,375197
Calderasi/Monteverdese, Ferrandina, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	0,989664	Larino, Fonte Filippo, Poggiofiorito, Reggente, S. Salvo/Capello, Santo Stefano Mare	0,596610
Rubicone	0,347851	Falconara, Fano	0,600997
Carassai, Cellino, Fontevecchia, Grottamare, Montecosaro, Pineto, Rapagnano, San Benedetto del Tronto, San Giorgio Mare, Settefinestre/Passatempo	0,761815	Candela, Masseria Spavento, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,816963
Crotone, Hera Lacinia, Lavinia	1,519731	Bronte, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	1,728001
CP <sub>U</sub> – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA			
5 punti di interconnessione con le esportazioni			
Bizzarone	1,941856	Passo Gries	1,286195
Gorizia	1,066372	Tarvisio	0,527921
Rep. San Marino	0,865218		
17 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale			
Friuli Venezia Giulia	A 0,573119	Romagna	I 0,573119
Trentino Alto Adige e Veneto	B 0,763814	Umbria e Marche	L 0,475590
Lombardia Orientale	C 0,830928	Marche e Abruzzo	M 0,620177
Lombardia Occidentale	D 0,954510	Lazio	N 0,518315
Nord Piemonte	E1 1,145205	Basilicata e Puglia	O 0,522496
Sud Piemonte e Liguria	E2 0,954510	Campania	P 0,331801
Emilia e Liguria	F 0,763814	Calabria	Q 0,331801
Basso Veneto	G 0,582793	Sicilia	R 0,141105
Toscana e Lazio	H 0,666286		

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

CR <sub>r</sub>	
Comunità Montana della Valtellina di Sondrio	2,198875
Netenergy Service	0,400965
Retragas	1,836159
Snam Rete Gas	1,375313
Società Gasdotti Italia e Consorzio Frosinone	2,173126

TAV. 3.24

**Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di GNL Italia**

Anno termico 2006-2007

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	1,982456	1,387719
C <sub>na</sub> – Corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi	€/approdo	17538,375753	17538,375753
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati			
CVL	€/GJ	0,036629	0,036629
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	2%	2%

(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.

TAV. 3.25

**Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa**

Anno termico 2007-2008

CORRISPETTIVO	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio f <sub>S</sub>	0,150156 (€/GJ/anno)
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f <sub>PI</sub>	9,237104 (€/GJ/giorno)
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f <sub>PE</sub>	11,851624 (€/GJ/ giorno)
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas CVS	0,102222 (€/GJ)
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f <sub>D</sub>	0,159156 (€/GJ/anno)

TAV. 3.26

**Struttura tariffaria nazionale di riferimento per le tariffe di distribuzione**

SCAGLIONE (GJ/ANNO)	LIMITE INFERIORE (GJ/ANNO)	LIMITE SUPERIORE	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

---

## Prezzi del mercato libero

---

Dalle prime elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori nell'ambito dell'indagine annuale sui mercati dell'energia elettrica e del gas, risulta che i clienti nel mercato tutelato hanno pagato il gas in media 41,57 c€/m<sup>3</sup>, mentre 28,53 c€/m<sup>3</sup> è stato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero.

Nel 2006 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 quindi pari a 32,61 c€/m<sup>3</sup>.

Come si evince dalla tavola 3.27, i dati confermano 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.

Nelle classi soggette a tutela regolatoria il prezzo appare lievemente superiore alle condizioni economiche fissate dall'Autorità (che nella media del 2006 erano pari a 39,40 c€/m<sup>3</sup> al netto delle imposte). La differenza è dovuta, con ogni probabilità, alle incertezze regolatorie

derivanti dal contenzioso sulla delibera 29 dicembre 2004, n. 248, descritto in dettaglio nel Capitolo 3 del secondo volume. I clienti più piccoli risultano pagare mediamente 43,32 c€/m<sup>3</sup>, contro i 37,94 c€/m<sup>3</sup> dei clienti medi e i 32,64 c€/m<sup>3</sup> dei clienti grandi; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi è dunque abbastanza rilevante, essendo quasi di 11 c€/m<sup>3</sup>. 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 14 c€/m<sup>3</sup> in più dei grandi, che ottengono il gas mediamente a un prezzo di 28,07 c€/m<sup>3</sup>.

Il confronto con gli analoghi dati del 2005 mostra una crescita del costo del gas alquanto differenziata per tipologia di mercato e classi di consumo: i clienti del mercato tutelato sono quelli che hanno subito gli aumenti relativamente meno rilevanti, seppure consistenti, in un anno di rinnovata crescita delle quotazioni petrolifere internazionali. Diversamente dallo scorso anno, però, la corsa del greggio sembrerebbe aver pesato proporzionalmente di più sui clienti medio-piccoli di entrambi i mercati.

---

## 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 2005 e fino alla primavera del 2006. La dinamica dell'indice elementare del gas

raccolto mensilmente dall'Istat nell'ambito del paniere di rilevazione dell'inflazione<sup>10</sup> è illustrata nella tavola 3.28.

Nel 2005, il prezzo del gas per le famiglie italiane rilevato dall'Istat ha registrato numerosi aumenti consecutivi che, alla fine

---

<sup>10</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 2007 il peso dell'indice elementare del gas nel paniere al netto dei tabacchi è pari al 2,3%.

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2004	2005	2006	VAR. 2006-2005
<b>Mercato tutelato</b>				
Consumi inferiori a 5.000 m <sup>3</sup>	35,32	37,01	43,32	17,0
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m <sup>3</sup>	30,44	32,12	37,94	18,1
Consumi superiori a 200.000 m <sup>3</sup>	27,04	29,39	32,64	11,1
<b>MEDIA MERCATO TUTELATO</b>	<b>33,65</b>	<b>35,36</b>	<b>41,57</b>	<b>17,6</b>
<b>Mercato libero</b>				
Consumi inferiori a 5.000 m <sup>3</sup>	32,99	31,95	41,99	31,4
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m <sup>3</sup>	27,24	29,76	35,53	19,4
Consumi superiori a 200.000 m <sup>3</sup>	18,46	23,00	28,07	22,0
<b>MEDIA MERCATO LIBERO</b>	<b>18,76</b>	<b>23,23</b>	<b>28,53</b>	<b>22,8</b>

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.27

### Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

€/m<sup>3</sup>

MESI	2005				2006			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2005-2004	PREZZO REALE <sup>(A)</sup>	VAR. % 2005-2004	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2006-2005	PREZZO REALE <sup>(A)</sup>	VAR. % 2006-2005
Gennaio	132,6	3,0	105,9	1,4	145,2	9,5	114,1	7,2
Febbraio	132,8	4,1	105,7	2,4	146,8	10,5	115,0	8,3
Marzo	133,2	4,6	105,7	2,7	148,2	11,3	115,9	8,9
Aprile	134,7	5,8	106,7	3,9	149,3	10,8	116,4	8,5
Maggio	134,8	5,9	106,5	4,1	147,9	9,7	115,1	7,4
Giugno	134,8	6,1	106,4	4,3	147,6	9,5	114,7	7,2
Luglio	138,9	9,5	109,3	7,4	152,1	9,5	117,7	7,0
Agosto	138,9	9,5	109,1	7,5	152,6	9,9	117,9	7,5
Settembre	139,3	9,5	109,4	7,5	152,8	9,7	118,2	7,4
Ottobre	142,0	10,9	111,4	8,7	153,1	7,8	118,7	6,0
Novembre	143,5	11,2	112,5	9,0	153,2	6,8	118,5	4,9
Dicembre	143,6	10,8	112,5	8,6	153,1	6,6	118,4	4,7
<b>Media annua</b>	<b>137,4</b>	<b>7,6</b>	<b>108,4</b>	<b>5,6</b>	<b>150,2</b>	<b>9,3</b>	<b>116,7</b>	<b>7,1</b>

(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

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

TAV. 3.28

### Indici mensili Istat dei prezzi del gas

Numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali

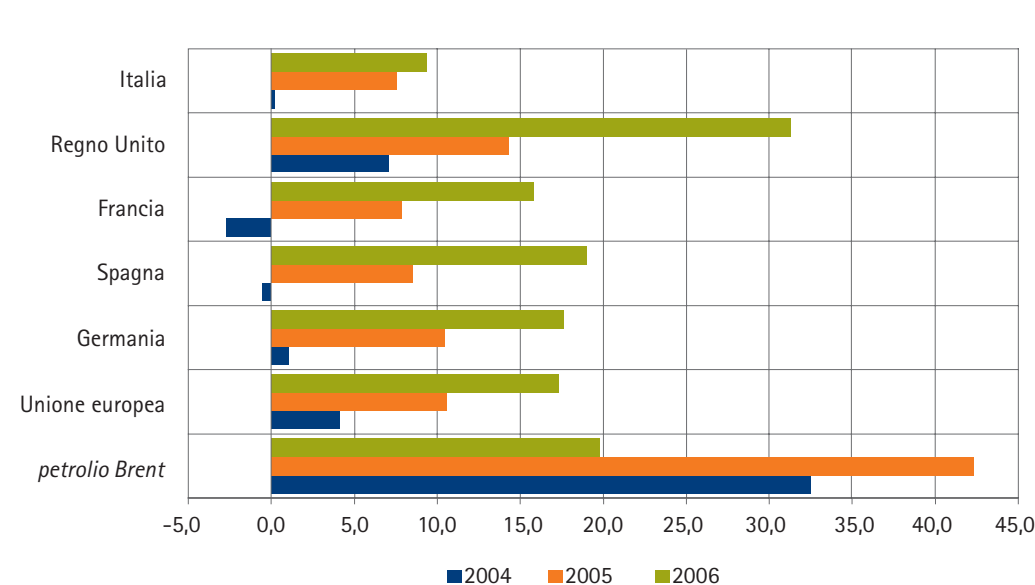


FIG. 3.10

### Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente

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



dell'anno, hanno condotto il tasso tendenziale oltre il 10%. Anche nei primi quattro mesi del 2006 l'indice del gas ha continuato a salire, 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%).

In media d'anno, il prezzo del gas ha registrato nel 2005 una variazione complessiva pari al 7,6% e nel 2006 pari al 9,3%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto, rispettivamente, dell'1,8% e del 2,1%, la dinamica del gas ha registrato un incremento in termini reali del 5,6% nel primo dei due anni considerati e del 7,1% nel secondo.

Il confronto con gli altri principali paesi europei (Fig. 3.10) mostra che la forte ascesa del prezzo del gas in Italia dello scorso anno non è stata un fenomeno isolato nel contesto europeo. A fronte di un'ulteriore variazione del prezzo del petrolio Brent del 20% nel 2006 (seguita al 42% e al 32% dei due anni precedenti, come si vede nel grafico), si nota come l'Italia, per il secondo anno consecutivo, sia il paese che è riuscito a contenere l'incremento del prezzo del gas alle famiglie al valore più basso (7,6% nel 2005 e 9,4% nel 2006) e nettamente inferiore alla media dei paesi europei (10,6% e 17,3% nei due anni). Nel 2006, in particolare, tutti i paesi considerati nel confronto hanno registrato variazioni notevolmente superiori, almeno doppi rispetto al dato italiano.

#### 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. 3.11). 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 vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie<sup>11</sup>, accanto a eventuali altre proprie condizioni. A partire dal terzo trimestre del 2005 il prezzo medio di riferimento calcolato dall'Autorità ha continuato a sali-

re fino alla fine del 2006, per tornare a scendere solo con l'inizio del 2007.

La persistente risalita del prezzo medio di riferimento è in buona misura da ricondurre al perdurare della corsa delle quotazioni petrolifere internazionali e all'effetto moltiplicativo che le imposte aggiungono all'aumentare della componente QE relativa al costo di acquisto della materia prima gas.

Come si vede nella figura, dal terzo trimestre del 2005 la componente materia prima ha registrato ripetuti aumenti sino al terzo trimestre 2006, data dalla quale è poi rimasta invariata sino all'inizio del 2007. La prima discesa si è manifestata solo nel secondo trimestre del 2007. All'inizio del 2006 i rincari della QE sono stati attenuati dalla discesa della componente a copertura dei costi fissi (a sua volta dovuta a un aumento del costo di trasporto, più che compensato da una riduzione nel costo di commercializzazione all'ingrosso). Nel secondo e nel quarto trimestre dello scorso anno, invece, gli aumenti della materia prima si sono accompagnati a un rialzo anche della componente a copertura dei costi fissi (per un aumento del costo di stoccaggio in aprile e per un aumento del costo di trasporto in ottobre). Il risultato di questi andamenti è un prezzo medio che dai 60 c€/m<sup>3</sup> dell'inizio del 2005 ha quasi toccato i 70 c€/m<sup>3</sup> alla fine del 2006, per poi tornare a poco meno di 67 c€/m<sup>3</sup> nell'aprile 2007.

Sulle condizioni economiche di riferimento ha pesato, negli ultimi tre anni, una forte situazione di incertezza, dovuta al prolungato contenzioso legale cui è stata sottoposta la disciplina del loro aggiornamento trimestrale, contenzioso che dovrebbe essere giunto al termine con l'approvazione della delibera 29 marzo 2007, n. 79. Per una descrizione del contenzioso si rinvia al Capitolo 3 del secondo volume.

All'1 aprile 2007 il prezzo medio nazionale di riferimento (Fig. 3.12) risulta composto per il 58% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 42% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (imposta di consumo, addizionale regionale e IVA).

Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del prezzo per oltre un terzo (32%), i costi di commercializzazione per il 9% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 18%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture la com-

<sup>11</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 dello scorso anno 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>.

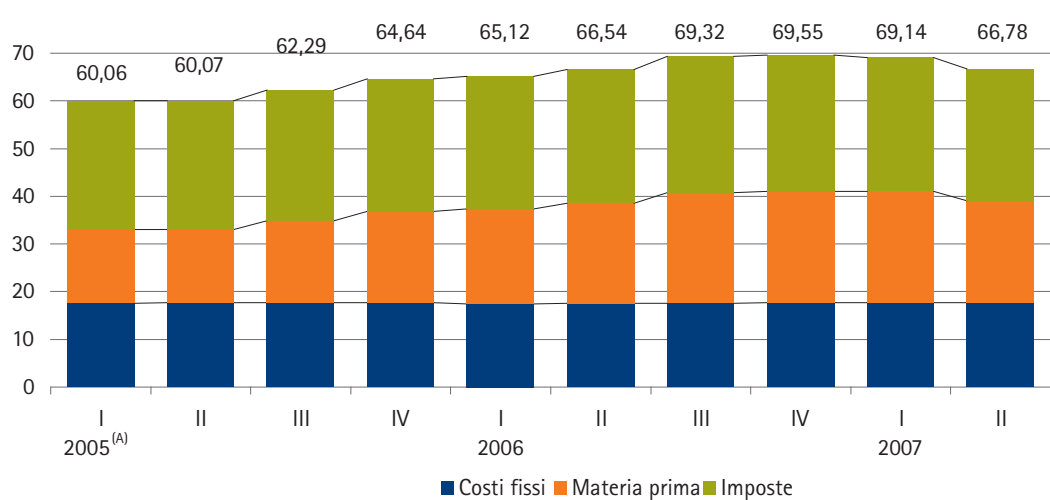


FIG. 3.11

**Composizione del prezzo medio nazionale di riferimento del gas naturale negli ultimi due anni**

€/m<sup>3</sup>

(A) Il valore del primo trimestre 2005 è stato ricalcolato (in base alla metodologia prevista dalla delibera n. 195/02) e modificato retroattivamente in occasione dell'aggiornamento tariffario per il secondo trimestre.

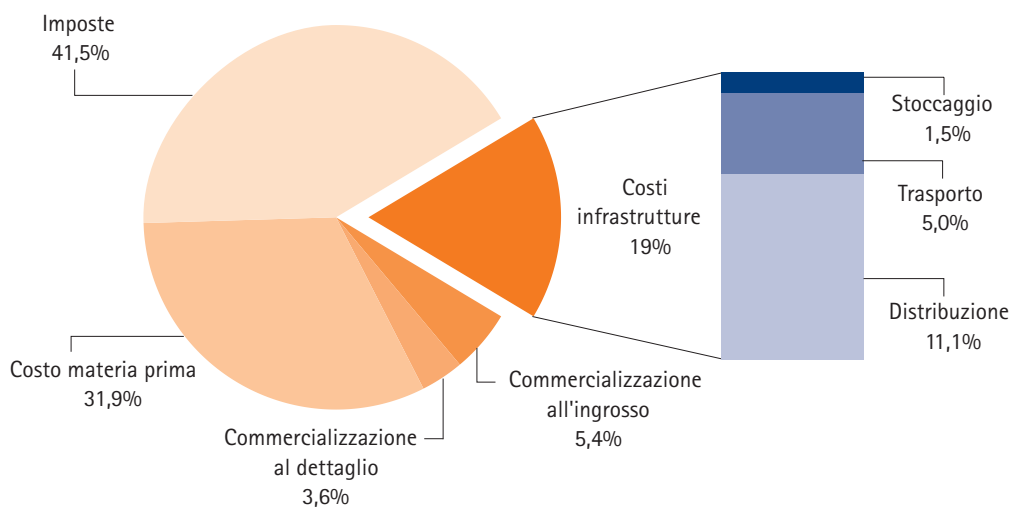


FIG. 3.12

**Composizione percentuale del prezzo medio nazionale di riferimento del gas naturale al 1° aprile 2007**

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

ponente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione, la componente Cd incide infatti per l'11,1% sul valore complessivo; l'incidenza della componente a copertura dei costi di trasporto è pari al 5%, mentre è pari all'1,5% l'incidenza della componente per lo stoccaggio.

La tavola 3.29 mostra il valore delle accise e le aliquote IVA in vigore per l'anno 2007. Esse sono state determinate, retroattivamente, a partire dall'1 gennaio dell'anno in corso, dal decreto del Ministero dell'economia e delle finanze 23 febbraio 2007. Nella tavola si legge ancora la distinzione tariffaria per tipologia d'uso del gas perché l'art. 2 del decreto legge 28 dicembre 2001, n. 452, convertito con modificazioni dalla legge 27 febbraio 2002, n. 16, ne ha prorogato la validità, seppure ai soli fini fiscali, fino alla revisione organica del regime tributario del settore. Essa dunque resterà valida fino alla fine dell'anno: dall'1 gennaio 2008, infatti, entrerà in vigore la riforma della tassazione dei prodotti energetici (stabilita con il decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26) che recepisce la Direttiva

europea 2003/96/CE, secondo la quale le accise sul gas naturale saranno calcolate solo in base ai consumi e non più in base agli usi finali.

Rispetto al 2006, le nuove aliquote dell'imposta di consumo sul gas metano stabilite per l'anno 2007, risultano in riduzione per la categoria T1, cioè per l'uso del gas per cottura cibi e produzione di acqua calda, passata da 4,140 a 3,865 c€/m<sup>3</sup>, ma in aumento per la categoria T2, cioè per l'uso di riscaldamento individuale con consumi che non superano i 250 m<sup>3</sup> annui. L'aliquota per la T2 è infatti aumentata dell'11,8%, passando da 4,140 a 4,630 c€/m<sup>3</sup>. Le imposte per gli altri usi civili e quelle per gli usi industriali sono rimaste invariate, così come le aliquote per tutti gli usi nelle zone dell'ex Cassa del Mezzogiorno (e cioè nei territori diversi da quelli di cui all'art. 1 del decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218).

In base alle stime governative, la T2 interessa circa il 63% delle utenze di metano per usi civili nel Centro Nord.

---

## Qualità del servizio

---

### Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

---

Dall'analisi dei dati relativi alla qualità del servizio reso ai clienti finali comunicati dagli esercenti all'Autorità ai sensi della delibera 29 settembre 2004, n. 168, *Testo integrato della qualità dei servizi gas*, emerge un sostanziale adempimento da parte degli esercenti di quanto previsto dalla stessa. Di seguito vengono presen-

tati 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 3.13 mostra i dati relativi all'ispezione della rete in bassa e in alta pressione effettuata a partire dal 1997. Dal 2004, inizio

TAV. 3.29

**Imposte sul gas**

c€/m<sup>3</sup> per le accise e aliquote percentuali per l'IVA, in vigore nel 2007

TARIFFA USO	T1	T2		T3	T4
	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI
		<250 m <sup>3</sup> /a	>250 m <sup>3</sup> /a		
Imposta di consumo					
Normale	3.865	4.630	17.320	17.320	1.2498
Località ex Cassa del Mezzogiorno <sup>(A)</sup>	3.86516	3.86516	12.42182	12.42182	1.2498
Addizionale regionale <sup>(B)</sup>					
Piemonte	1.933	2.315	2.580	2.580	0.625
Veneto	0.517	1.988	2.582	2.582	0.625
Liguria <sup>(C)</sup>	2.070	2.070	2.580	2.580	0.625
Emilia Romagna	2.242	3.099	3.099	3.099	0.625
Toscana	2.000	2.000	2.600	2.600	0.600
Umbria	0.517	0.517	0.517	0.517	0.517
Marche <sup>(D)</sup>	1.810	1.810	1.810	1.810	1.810
Lazio	1.933	2.315 <sup>(E)</sup>	3.099	3.099	0.625
Abruzzo	1.932	1.932	2.582 <sup>(F)</sup>	2.582 <sup>(F)</sup>	0.624
Molise	3.099	3.099	3.099	3.099	0.620
Campania	1.933	1.933	3.100	3.100	0.625
Puglia	1.933	2.315	2.582	2.582	0.625
Basilicata	1.930	1.930	2.582	2.582	0.620
Calabria	1.933	1.933	2.582	2.582	0.625
Aliquota IVA (%)	10	20	20	20	20

(A) Si tratta delle regioni: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna; delle province di: Frosinone, Latina; di alcuni comuni della provincia di Roma compresi nel comprensorio di bonifica di Latina; di comuni della provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; di alcuni comuni della provincia di Ascoli Piceno inclusi nel territorio di bonifica del Tronto; delle Isole d'Elba, del Giglio e Capraia.

(B) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a zero; la Regione Lombardia, invece, l'ha abolita dal 2002 (art. 1, comma 10, LR 18 dicembre 2001, n. 27).

(C) Aliquota ridotta a 1,55 per le utenze nella fascia climatica "E" e a 1,03 per quelle nella fascia "F".

(D) Aliquota ridotta a 1,29 per le utenze nella fascia climatica "E".

(E) Aliquota ridotta a 1,93 nelle località ex Cassa del Mezzogiorno.

(F) Aliquota ridotta a 1,033 per le utenze nelle fasce climatiche "E" e "F".

del secondo periodo di regolazione, fino all'anno 2005 la quantità di rete ispezionata si attesta su valori all'incirca pari al 40%. Nel 2006 tali valori per la rete sia in bassa sia in alta pressione sono maggiori del 45%. L'ispezione effettuata rispetta ampiamente gli obblighi di servizio fissati dalla delibera n. 168/04.

Per quanto attiene le chiamate di pronto intervento (Fig. 3.14), si registra che il tempo medio effettivo, a fronte di un aumento del numero di chiamate telefoniche, si attesta su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla delibera n. 168/04 pari a 60 minuti.

La tavola 3.30 riporta il numero di dispersioni rilevate dagli eser-

centi suddivise per localizzazione ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione con la suddivisione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazione da parte di terzi).

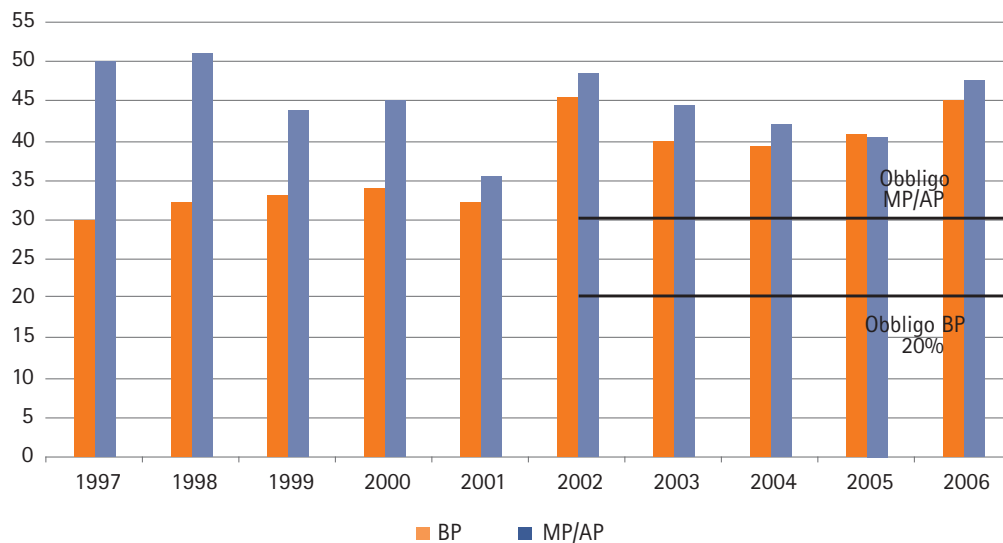
La tavola 3.31 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento per l'anno 2006 relative ai grandi esercenti.

Le tavole 3.32 e 3.33 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 3.34 fornisce il riepilogo generale delle attività di protezione catodica relativa ai grandi esercenti per l'anno 2006.

FIG. 3.13

**Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2006**

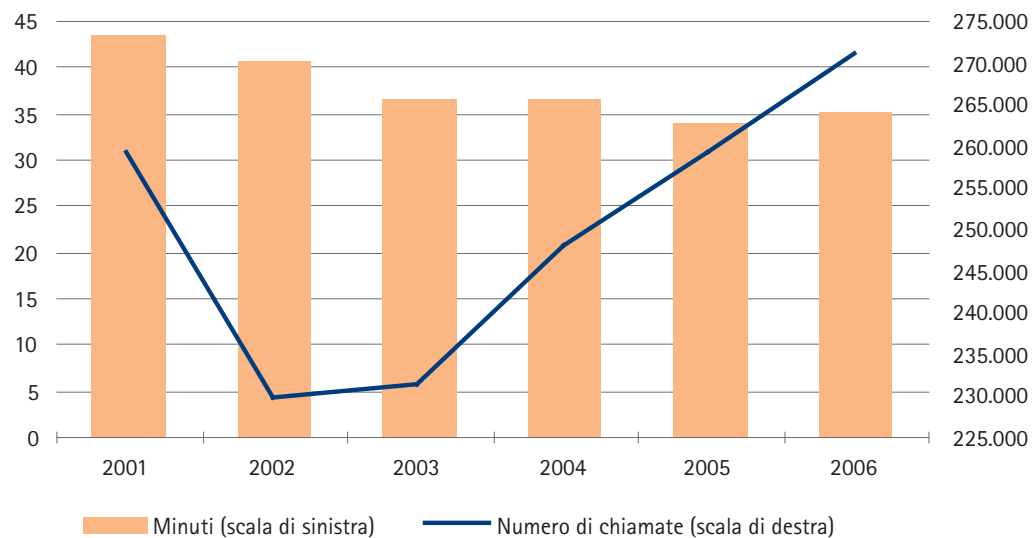


Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 3.14

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

Anni 2001-2006; tempo medio effettivo (in minuti) e numero di chiamate



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.30

**Dispersioni suddivise  
per tipologia**

Anno 2006

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	1.201	1.176	1.161	1.216	<b>4.754</b>	3.410	1.342	957	775	<b>6.484</b>	<b>11.238</b>
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	216	251	507	541	<b>1.515</b>	4.434	2.802	1.785	2.161	<b>11.182</b>	<b>12.697</b>
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	612	99	237	2.063	<b>3.011</b>	14.752	7.135	6.711	21.785	<b>50.383</b>	<b>53.394</b>
Su gruppo di misura	158	100	288	419	<b>965</b>	26.791	9.640	4.008	22.431	<b>62.870</b>	<b>63.835</b>
<b>TOTALE</b>	<b>2.187</b>	<b>1.626</b>	<b>2.193</b>	<b>4.239</b>	<b>10.245</b>	<b>49.387</b>	<b>20.919</b>	<b>13.461</b>	<b>47.152</b>	<b>130.919</b>	<b>141.164</b>

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.31

**Pronto intervento dei  
grandi esercenti nel 2006**

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	4.715.000	62.383	13,6	5.532	1,20	67.915
Enel Rete Gas	1.997.178	30.971	15,8	1.944	0,99	32.915
Hera	976.717	13.827	14,5	670	0,70	14.497
Aem Distribuzione Gas e Calore	822.864	19.481	22,9	651	0,76	20.132
Napoletana Gas	698.373	14.878	21,7	168	0,25	15.046
Italcogim Reti	595.725	10.762	18,8	526	0,92	11.288
Toscana Energia	589.291	9.488	16,2	701	1,20	10.189
Azienda Energia e Servizi	466.167	6.149	13,3	1.119	2,42	7.268
Enia	373.871	6.012	16,5	150	0,41	6.162
CIGE	335.270	2.785	32,2	908	10,49	3.693
Iride Acqua Gas	326.311	4.731	14,5	36	0,11	4.767
Ascopiave	311.722	2.402	8,0	447	1,49	2.849
AcegasAps	258.343	1.592	6,2	374	1,46	1.966
Arcalgas Progetti	226.336	2.900	13,5	784	3,64	3.684
Siciliana Gas	223.961	4.553	21,0	15	0,07	4.568
Consiag Reti	167.457	1.676	10,2	254	1,55	1.930
SGR Reti	156.135	826	5,4	159	1,05	985
Thüga Laghi	155.000	1.989	19,3	414	4,01	2.403
Thüga Padana	142.668	3.550	22,9	237	1,53	3.787
Thüga Mediterranea	135.734	2.157	15,8	94	0,69	2.251
Amg Energia	133.417	4.482	34,4	380	2,92	4.862
Edison DG	132.522	1.691	13,1	178	1,38	1.869
Agsm Rete Gas	129.801	2.171	16,8	364	2,82	2.535
GEI Gestione Energetica impianti	120.261	1.193	10,8	91	0,82	1.284
Trentino Servizi	118.302	214	1,9	63	0,55	277
Erogasmet	117.255	2.322	22,1	217	2,06	2.539
Amg Gas	110.935	1.880	17,1	29	0,26	1.909
Coingas	108.379	1.076	10,8	131	1,31	1.207
Acam	106.771	2.110	20,2	335	3,20	2.445
<b>TOTALE</b>	<b>14.751.766</b>	<b>220.251</b>	<b>14,9</b>	<b>16.971</b>	<b>1,2</b>	<b>237.222</b>

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.32

**Rete ispezionata dai  
grandi esercenti nel 2006**

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE RETE km(A)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA km	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE RETE km(A)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA km	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana per il Gas	24.112	7.416	30,8	17.378	6.965	40,1
Enel Rete Gas	17.931	9.743	54,3	11.461	6.439	56,2
Hera	4.517	1.582	35,0	7.511	2.370	31,6
Aem Distribuzione Gas e Calore	2.470	1.834	74,3	497	477	96,1
Napoletana Gas	3.269	992	30,3	1.564	683	43,7
Italcogim Reti	2.501	2.103	84,1	1.629	1.451	89,1
Toscana Energia	3.354	2.096	62,5	2.494	1.551	62,2
Azienda Energia e Servizi	1.135	360	31,7	185	94	51,0
Enia	2.305	1.257	54,5	1.936	1.084	56,0
CIGE	3.002	1.686	56,1	976	524	53,7
Iride Acqua Gas	1.232	369	30,0	414	124	30,0
Ascopiave	3.996	1.664	41,6	1.935	785	40,6
AcegasAps	1.687	1.347	79,8	415	341	82,0
Arcalgas Progetti	1.587	695	43,8	1.467	666	45,4
Siciliana Gas	1.611	407	25,3	949	324	34,2
Consiag Reti	901	372	41,3	480	157	32,8
SGR Reti	1.226	449	36,6	1.344	584	43,5
Thüga Laghi	1.188	396	33,4	666	273	41,0
Thüga Padana	1.423	512	36,0	1.000	421	42,0
Thüga Mediterranea	1.323	416	31,5	1.172	482	41,1
Amg Energia	488	488	100,0	187	187	100,0
Edison DG	1.316	994	75,6	1.028	654	63,7
Agsm Rete Gas	822	642	78,1	290	240	83,0
GEI Gestione Energetica impianti	1.464	583	39,8	567	224	39,6
Trentino Servizi	813	393	48,4	346	129	37,4
Erogasmet	978	445	45,5	406	204	50,2
Amg Gas	409	186	45,6	107	40	37,2
Coingas	1.018	948	93,1	669	643	96,1
Acam	1.117	346	31,0	290	289	99,6
<b>TOTALE</b>	<b>89.195</b>	<b>40.722</b>	<b>45,7</b>	<b>59.362</b>	<b>28.408</b>	<b>47,9</b>

(A) L'estensione della rete è comprensiva di quella degli impianti dei comuni in avviamento.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.33

**Individuazione  
di dispersioni nelle reti  
dei grandi esercenti  
nel 2006**

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 SU SEGNALAZIONE DI TERZI
Società Italiana per il Gas	9,04	41.491	14.382	1272	0,09	24.913	0,60
Enel Rete Gas	14,73	29.392	16.182	410	0,03	13.208	0,45
Hera	11,91	12.028	3.952	235	0,06	7.396	0,61
Aem Distribuzione Gas e Calore	3,60	2.966	2.311	1943	0,84	12.558	4,23
Napoletana Gas	6,92	4.833	1.675	148	0,09	8.882	1,84
Italcogim Reti	14,12	4.129	3.554	21	0,01	4.082	0,99
Toscana Energia	9,93	5.849	3.647	133	0,04	4.029	0,69
Azienda Energia e Servizi	2,83	1.319	454	31	0,07	3.152	2,39
Enia	13,37	4.241	2.341	77	0,03	3.173	0,75
CIGE	12,10	3.979	2.210	138	0,06	1.286	0,32
Iride Acqua Gas	5,05	1.645	494	589	1,19	3.458	2,10
Ascopiave	20,37	5.931	2.449	51	0,02	772	0,13
AcegasAps	8,13	2.102	1.687	235	0,14	956	0,45
Arcalgas Progetti	15,84	3.054	1.361	158	0,12	1.944	0,64
Siciliana Gas	11,52	2.560	732	0	-	2.864	1,12
Consiag Reti	8,24	1.380	529	20	0,04	512	0,37
SGR Reti	16,46	2.570	1.034	21	0,02	692	0,27
Thüga Laghi	11,96	1.853	669	814	1,22	1.169	0,63
Thüga Padana	16,22	2.423	932	45	0,05	2.160	0,89
Thüga Mediterranea	18,38	2.495	898	17	0,02	938	0,38
Amg Energia	5,06	675	675	7	0,01	3.411	5,05
Edison DG	17,68	2.344	1.648	44	0,03	762	0,33
Agsm Rete Gas	8,57	1.112	882	51	0,06	805	0,72
GEI Gestione Energetica impianti	16,89	2.031	808	21	0,03	1.171	0,58
Trentino Servizi	12,30	1.159	523	25	0,05	131	0,11
Erogasmet	11,81	1.385	649	191	0,29	1.511	1,09
Amg Gas	4,65	516	226	33	0,15	1.010	1,96
Coingas	15,57	1.687	1.591	14	0,01	185	0,11
Acam	13,35	1.407	635	199	0,31	1.046	0,74
<b>TOTALE</b>	<b>10,45</b>	<b>148.556</b>	<b>69.129</b>	<b>6.943</b>	<b>0,10</b>	<b>108.176</b>	<b>0,73</b>

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.



TAV. 3.34

### Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2006

ESERCENTE	ESTENSIONE RETE km	ESTENSIONE RETE ACCIAIO km	ESTENSIONE RETE ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA km	ESTENSIONE RETE ACCIAIO NON PROTETTA km	% RETE ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA
Società Italiana per il Gas	41.491	32.943,5	32.726,1	217,4	99,3
Enel Rete Gas	29.392	27.600,8	27.170,7	430,1	98,4
Hera	12.028	10.146,3	10.118,0	28,3	99,7
Aem Distribuzione Gas e Calore	2.966	1.075,6	690,6	385,1	64,2
Napoletana Gas	4.833	3.663,8	3.524,0	139,8	96,2
Italcogim Reti	4.129	3.497,2	3.478,7	18,5	99,5
Toscana Energia	5.849	4.861,2	3.795,7	1.065,5	78,1
Azienda Energia e Servizi	1.319	513,1	513,1	-	100,0
Enia	4.241	4.028,4	3.772,9	255,5	93,7
CIGE	3.979	2.725,6	2.135,2	590,4	78,3
Iride Acqua Gas	1.645	498,7	62,8	435,9	12,6
Ascopiave	5.931	5.856,2	5.856,2	-	100,0
AcegasAps	2.102	684,4	475,1	209,4	69,4
Arcalgas Progetti	3.054	2.331,2	2.331,2	-	100,0
Siciliana Gas	2.560	2.022,3	2.022,3	-	100,0
Consiag Reti	1.380	1.285,3	1.279,3	6,0	99,5
SGR Reti	2.570	2.553,3	2.553,3	-	100,0
Thüga Laghi	1.853	1.829,7	1.829,6	0,1	100,0
Thüga Padana	2.423	2.411,0	2.313,1	97,9	95,9
Thüga Mediterranea	2.495	2.128,6	2.089,2	39,3	98,2
Amg Energia	675	193,8	193,8	-	100,0
Edison DG	2.344	1.473,1	1.466,8	6,3	99,6
Agsm Rete Gas	1.112	808,0	768,8	39,2	95,1
GEI Gestione Energetica impianti	2.031	1.994,8	1.994,8	-	100,0
Trentino Servizi	1.159	1.133,2	1.133,2	-	100,0
Erogasmet	1.385	1.384,9	1.384,9	-	100,0
Amg Gas	516	498,9	285,1	213,8	57,1
Coingas	1.687	1.684,1	1.684,1	-	100,0
Acam	1.407	1.308,4	823,9	484,5	63,0
<b>TOTALE</b>	<b>148.556</b>	<b>123.135,6</b>	<b>118.472,4</b>	<b>4.663,2</b>	<b>96,2</b>

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.35

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

Anni 1997-2006, esercenti con più di 5.000 clienti finali

	CARTA DEI SERVIZI				REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
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
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	1.237	707	1.640	3.709	12.086	13.368	8.535	19.249	31.189	35.146

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 uno standard specifico della prestazione relativa alla preventivazione dei lavori complessi. I dati comunicati dagli esercenti evidenziano un aumento del numero complessivo delle prestazioni, pari a 1.839.400, nonché un incremento degli indennizzi pagati ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard, pari a 35.146. Rispetto al 2005 l'incremento percentuale degli indennizzi corrisposti è pari al 13%. In generale il *trend* di crescita è coerente con quello già registrato negli ultimi anni e quindi rispetto al precedente regime della Carta dei servizi. Si segnala, in particolare, il maggior numero dei rimborsi riguardo al numero dei casi di mancato rispetto degli standard, dovuto con ogni probabilità al paga-

mento dei rimborsi arretrati. 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 maggiormente tutelata dalla regolazione introdotta dall'Autorità.

In merito alle percentuali di mancato rispetto (Fig. 3.15) 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 osserva, comunque, che il tempo effettivo registrato per entrambe le prestazioni è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità.

La tavola 3.36 presenta, per gli anni 2005 e 2006, i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico,

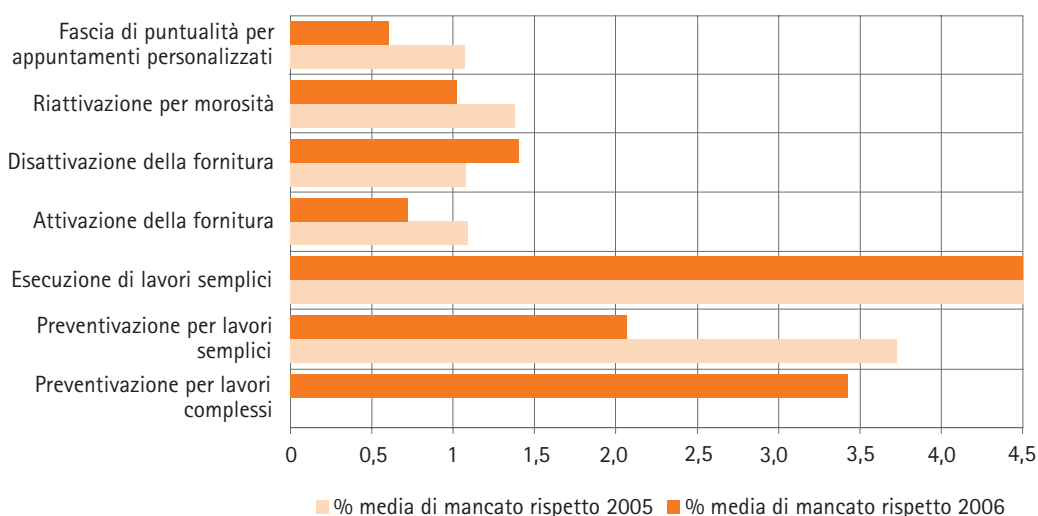


FIG. 3.15

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

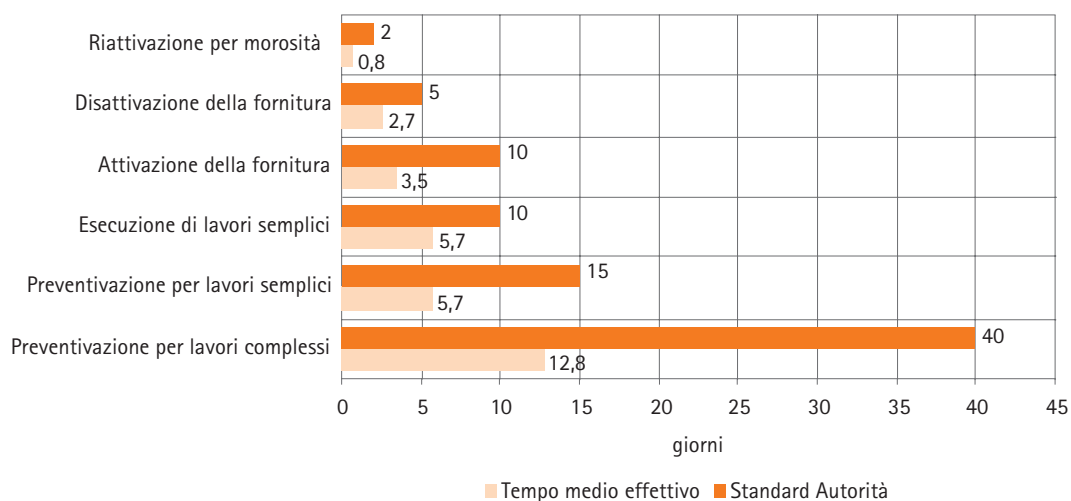
Anni 2005-2006, esercenti con più di 5.000 clienti finali

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 3.16

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

Anno 2006, esercenti con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.36

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

Anni 2005-2006

ESERCENTE	ANNO 2005				ANNO 2006			
	STANDARD AUTORITÀ 2005	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI	STANDARD AUTORITÀ 2006	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	269.872	6,2 giorni lavorativi	9.313	15 giorni lavorativi	270.704	5,7 giorni lavorativi	6.034
Preventivazione per lavori complessi	-	-	-	-	40 giorni lavorativi	12.076	12,8 giorni lavorativi	219
Esecuzione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	214.529	7,4 giorni lavorativi	8.027	10 giorni lavorativi	224.788	5,7 giorni lavorativi	12.142
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	682.610	3,9 giorni lavorativi	6.539	10 giorni lavorativi	739.587	3,5 giorni lavorativi	8.531
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	332.543	2,3 giorni lavorativi	2.850	5 giorni lavorativi	318.864	2,7 giorni lavorativi	5.265
Riattivazione per morosità	2 giorni feriali	44.552	0,7 giorni feriali	534	2 giorni feriali	60.597	0,8 giorni feriali	731
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	3 ore	181.753	-	2.259	2 ore	162.168	-	900
<b>TOTALE</b>	-	<b>1.725.859</b>	-	<b>29.522</b>	-	<b>1.788.784</b>	-	<b>33.822</b>

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.37

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

Anno 2006

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Rettifica di fatturazione	90 giorni solari	125.858	15,9	1.897

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa, costituita dai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6. Si ricorda che il 2006 è l'anno di introduzione di un nuovo livello specifico (preventivazione dei lavori complessivi) e della modifica di alcuni livelli specifici.

### Servizio di vendita del gas naturale

La tavola 3.37 evidenzia la prestazione relativa alla rettifica di fatturazione che a partire dal 2006 è soggetta a livello specifico. Sono evidenziati per il primo anno il numero complessivo di prestazioni gestite dai venditori nonché il tempo medio di attesa e il numero di indennizzi corrisposti.

La figura 3.17 presenta l'andamento per il 2006 della gestione dei reclami pervenuti 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. La maggior parte degli esercenti risponde al 90% dei reclami scritti entro 20 giorni lavorativi.

### Qualità telefonica

Nel 2006 è stata effettuata anche per il settore del gas, per la prima volta, la raccolta dati relativa alla qualità telefonica. Questo primo monitoraggio consente di confrontare le *performance* dei venditori con un numero di clienti finali maggiore di 100.000 e dotati di *call center*. I valori comunicati dagli esercenti evidenziano una marcata disomogeneità, effetto anche delle eterogeneità organizzative e tecnologiche delle diverse aziende.

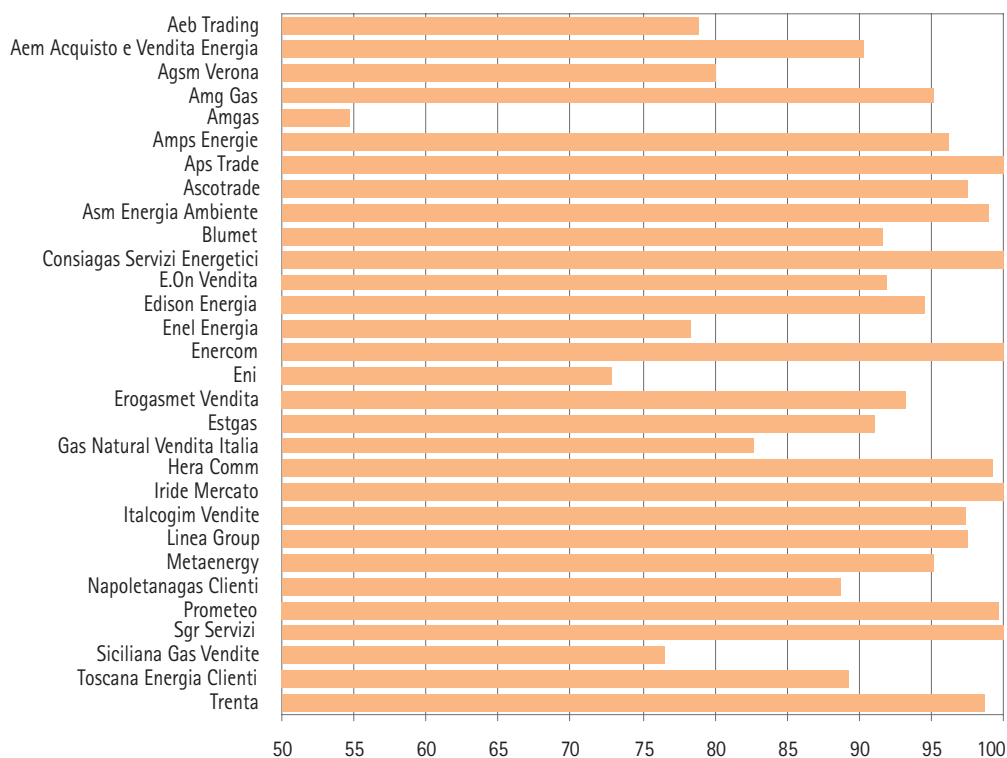


FIG. 3.17

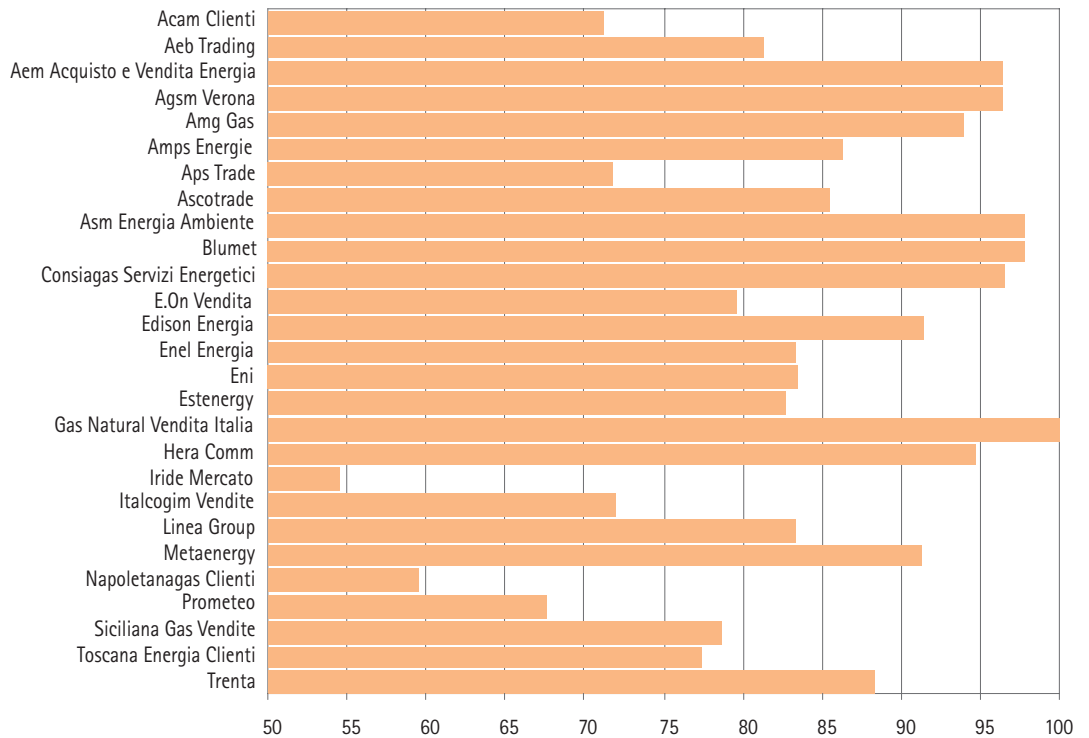
**Risposta ai reclami dei clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6 entro lo standard dell'Autorità**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 3.18

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

Anno 2006, valori percentuali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

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

### Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Nel secondo anno di attuazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40, nel periodo 1 ottobre 2005 – 30 settembre 2006, i distributori di gas hanno eseguito accertamenti per la sicurezza su oltre 370.000 nuovi impianti (Tav. 3.38). L'attuazione del regolamento emanato dall'Autorità ha prodotto effetti significativi; si registra infatti un incremento del numero degli accertamenti effettuati, rispetto all'anno precedente, pari al 78%.

In particolare si osserva che circa il 97% di essi ha ottenuto subi-

to 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 12.600 primi accertamenti hanno invece dato esito negativo; i distributori hanno fornito il gas per questi 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.

Nelle tavole contenenti i riepiloghi dei dati (Tavv. 3.38 e 3.39) sono evidenziate le ripartizioni in funzione della tipologia dell'impianto di utenza e della dimensione dei distributori di gas.

TIPOLOGIA DI IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 34,8 kW	332.613	10.989	9.488
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	21.112	1.169	936
> 116 kW	5.363	399	197
<b>Totale</b>	<b>359.088</b>	<b>12.557</b>	<b>10.621</b>

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.38

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

Anno termico 2005-2006

DISTRIBUTORI	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grandi	247.607	9.126	6.103
Medi	103.652	2.916	3.645
Piccoli	7.829	515	873
<b>Totale</b>	<b>359.088</b>	<b>12.557</b>	<b>10.621</b>

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.39

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

### 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 2005-2006 informazioni relative ai punti di misura nell' Area omogenea di prelievo (AOP). È emerso che delle 185 AOP individuate, 155 sono dotate di gascromatografi (strumenti preposti a tali misurazioni), di cui 138 risultano di proprietà dei trasportatori e 17 di proprietà di terzi.

### 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, entro il 31 dicembre 2006 e con riferimento all'anno termico concluso, un resoconto sintetico delle denunce di sinistro pervenute e dello stato delle procedure di risarcimento dall'1 ottobre 2005 al 30 settembre 2006. Il numero totale di denunce di sinistro è stato pari a 55.

Dalla rilevazione statistica degli incidenti da gas combustibile, elaborata dal CIG in ottemperanza alla delibera n. 168/04, per l'anno termico 2005-2006, risultano 175 sinistri 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 in media 15.000 famiglie, monitorando a livello regionale la soddisfazione delle stesse relativamente agli aspetti oggetto di regolazione della qualità, quali, per esempio, la frequenza di lettura dei contatori, la comprensibilità della bolletta e il giudizio sull'informazione 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 (Tav. 3.40) è rimasto sostanzialmente invariato nel corso degli anni. Negli ultimi due anni si è assistito a una lieve diminuzione del grado di soddisfazione complessiva rispetto al periodo precedente, mentre si registra un leggero miglioramento per i singoli aspetti del servizio (Tav. 3.41), proprio grazie ai vari procedimenti avviati dall'Autorità al fine di favorire una maggiore efficienza nell'esecuzione delle prestazioni.

TAV. 3.40

### Soddisfazione complessiva per il servizio del gas

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

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2006.

TAV. 3.41

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

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

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2006.