

3.

Struttura, prezzi
e qualità nel
settore del gas

Domanda e offerta di gas naturale nel 2005

L'evoluzione della domanda e dell'offerta di gas naturale nel corso del 2005, descritta nel Capitolo 1, ha evidenziato le principali caratteristiche dello sviluppo di questa fonte di energia nel più generale contesto dello sviluppo energetico del paese, utilizzando lo strumento del bilancio energetico nazionale. In questo Capitolo, espressamente dedicato al gas naturale, si offre un maggiore dettaglio su tale settore attraverso lo strumento del bilancio degli operatori, riportato nella tavola 3.1. Esso è costruito a partire dai dati forniti dagli operatori stessi nell'ambito dell'indagine annuale che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas svolge sui mercati regolati; per tale motivo i dati complessivi (rappresentati nell'ultima colonna della tavola 3.1) differiscono da quelli, pure provvisori, diffusi dal Ministero delle attività produttive e utilizzati nel Capitolo 1. Le differenze sono dovute in parte all'incompleta copertura, nell'indagine dell'Autorità, della totalità del mercato e in parte alle diverse modalità di rilevazione adottate nei due *dataset*.

Come negli anni passati, la sua struttura è disegnata per evidenziare le caratteristiche essenziali delle attività delle diverse categorie di operatori nei principali comparti della filiera: dagli ap-

provigionamenti, ai trasferimenti interni, alle vendite sul mercato finale¹. Le categorie di operatori sono state suddivise per tipo di attività prevalente (grossista o venditore²) e per dimensione. Diversamente dagli scorsi anni, la categoria dei grossisti con vendite intermedie e finali minori di 1 G(m³) è stata ulteriormente suddivisa in due categorie per evidenziare meglio la tipologia di attività dei grossisti più piccoli, quelli con transazioni inferiori a 100.000 M(m³); inoltre sono state evidenziate in un'apposita riga le transazioni svolte al Punto di scambio virtuale (PSV), che hanno consolidato la loro presenza sul mercato del gas, gli acquisti alla frontiera e il gas *release*.

La composizione degli operatori all'interno delle categorie è significativamente cambiata dallo scorso anno. Si evidenzia il passaggio della società Edison Spa alla seconda delle categorie dei grossisti con vendite intermedie e finali superiori a 10 G(m³), assieme a Enel Trade. La terza classe con vendite complessive tra 1 e 10 G(m³) si è arricchita di tre nuovi operatori (Gaz de France, Gas Natural Vendita Italia Spa e Dalmine Energie Spa), precedentemente collocati nella classe inferiore. Nel complesso, il grado di concen-

¹ Per una corretta lettura del bilancio per righe e colonne valgono le stesse considerazioni fatte per il settore elettrico. La colonna "totale" ricalca in maggiore dettaglio strutturale la colonna del gas naturale del bilancio energetico nazionale. Le colonne delle varie categorie di operatori invece non obbediscono alle normali regole di bilancio, dato che l'aggregazione su più operatori comporta l'inclusione delle rivendite nelle transazioni tra gli operatori.

² Sono convenzionalmente classificati come venditori gli operatori che effettuano sul mercato finale oltre il 95% delle loro vendite e/o autoconsumi. Gli altri operatori sono classificati come grossisti.

TAV. 3.1

**Bilancio del gas naturale
2005**
G(m³)

	GROSSISTI					VENDITORI			TOTALE
	Eni	> 10 G(m ³)	1 - 10 G(m ³)	0,1 - 1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	> 1 G(m ³)	0,1 - 1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	
Produzione nazionale netta	9,6	0,9	0,0	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0	11,5
Importazioni nette^(A)	47,2	16,0	7,5	1,8	0,1	0,0	0,0	0,0	72,6
di cui vendite Eni oltre frontiera	0,0	1,5	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,9
Prelievi netti da stoccaggi	1,0	0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1
- stoccaggi al 31 dicembre 2004	2,5	1,4	0,8	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3
- stoccaggi al 31 dicembre 2005	1,5	1,3	0,8	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2
Acquisti da operatori nazionali	1,1	9,9	6,5	8,3	0,7	9,5	12,1	4,4	52,4
da Eni	0,0	8,0	1,9	2,4	0,2	2,1	5,6	1,8	22,0
- di cui gas <i>release</i>	0,0	0,2	0,4	0,9	0,2	0,0	0,0	0,0	1,7
da Enel	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	5,1	0,9	0,1	6,5
da Edison	0,1	0,8	1,4	0,7	0,0	0,1	2,0	0,5	5,5
da altri	0,9	1,1	2,8	5,2	0,4	2,2	3,7	2,0	18,4
di cui acquisti alla frontiera ^(B)	0,0	0,5	1,5	2,1	0,3	0,0	0,1	0,1	4,6
di cui acquisti al PSV	0,0	0,4	0,6	1,0	0,1	0,0	0,1	0,1	2,2
Cessioni ad altri operatori	22,1	12,4	8,5	8,3	0,6	0,1	0,0	0,0	52,1
di cui vendite al PSV	0,1	0,3	0,7	1,0	0,1	0,0	0,0	0,0	2,0
Trasferimenti netti^(C)	-21,5	-2,2	-2,0	0,3	-0,2	8,5	11,9	4,6	-0,8
Consumi e perdite^(D)	0,4	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	1,0
Vendite e autoconsumi finali	35,9	14,6	5,5	2,5	0,2	8,4	11,8	4,5	83,4
Generazione elettrica	15,8	14,6	2,3	0,0	0,0	0,3	0,4	0,1	33,5
Domestico, commercio e industria	20,1	0,0	3,2	2,4	0,1	8,1	11,4	4,4	49,8
Mercato tutelato	6,5	0,0	0,6	1,2	0,0	5,3	8,3	3,2	25,1
<5.000 m ³	4,1	0,0	0,4	0,8	0,0	3,5	5,9	2,2	16,9
5.000-200.000 m ³	2,3	0,0	0,2	0,4	0,0	1,5	2,2	0,9	7,4
>200.000 m ³	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,3	0,1	0,8
Mercato libero	29,4	14,6	4,9	1,3	0,1	3,1	3,5	1,3	58,2
<5.000 m ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4
5.000-200.000 m ³	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,6	0,3	1,7
>200.000 m ³	29,2	14,6	4,8	1,1	0,1	2,6	2,8	0,9	56,2

A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

B) Include gas *release*.

C) Il valore non nullo dei trasferimenti netti totali è dovuto alla copertura incompleta degli operatori e a imprecisioni nelle risposte.

D) Consumi e perdite stimati in base ai consumi e perdite totali pubblicati dal Ministero delle attività produttive in proporzione alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori e su dati Ministero delle attività produttive.

trazione nel mercato all'ingrosso è tuttavia diminuito (come si vedrà più avanti nel Capitolo), grazie al forte aumento del numero complessivo di grossisti con vendite medie molto ridotte. Il più importante cambiamento tra i venditori riguarda l'incorporazione di Italgas Più Spa in Eni Spa – Divisione Gas & Power, sostituito da E.On Vendita Srl quale nuovo membro della classe con vendite maggiori di 1 G(m³).

Il calo della produzione nazionale è stato molto meno importante

per Eni che per gli altri operatori (5% contro 25%) a riconferma della crescente flessibilità a disposizione di Eni per rispettare i tetti imposti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. La minore severità dei tetti probabilmente spiega anche l'aumento delle importazioni nette di Eni, di 5,6 G(m³) a fronte di una sostanziale parità degli altri operatori. Va comunque evidenziato che quasi 2 G(m³) sono poi stati ceduti come gas *release*. I nuovi approvvigionamenti dalla Libia, aumentati di 3,3 G(m³) rispetto al 2004, han-

no contribuito ad aumentare la disponibilità di gas di Edison e di Energia Spa allentando la pressione sulle vendite di Eni oltre frontiera che sono nel complesso calate di 0,8 G(m³) rispetto al 2004. Le importazioni libiche hanno inoltre potenziato enormemente la disponibilità di gas da parte di Gaz de France. Si sono invece azzerate le importazioni effettuate dai venditori che nel 2004 erano state pari a circa 1 G(m³), ciò essenzialmente a causa del passaggio di Gaz de France da venditore a grossista.

Nessun operatore ha esportato gas a eccezione di Eni, che ha riesportato gas sul contratto algerino con la Slovenia, e di Estgas Spa, che ha venduto quantità minime attraverso la frontiera slovena. Eni ha notevolmente potenziato le sue vendite in Europa, anche utilizzando gas che non può vendere in Italia, in virtù dei tetti *antitrust*. Inoltre, Edison ed Enel Trade svolgono attività di *trading* in altri paesi europei, ma tale fenomeno non viene rilevato dall'indagine annuale dell'Autorità che ha per oggetto unicamente le attività svolte sul territorio nazionale; appare invece intensa l'attività di *trader* esteri in Italia.

I prelievi dalle scorte nel 2005 sono stati notoriamente superiori alla media, soprattutto per via del freddo anticipato della stagione invernale 2005-2006. Tuttavia, la forte riduzione del gas in stoccaggio al 31 dicembre 2005 rispetto al 31 dicembre 2004, di circa 1 G(m³), a fronte di una sostanziale parità nel periodo annuale precedente, riflette anche l'utilizzo di gas per la generazione di energia elettrica finalizzata all'esportazione sui mercati europei negli ultimi due mesi dell'anno. Tutte le categorie di grossisti tranne una hanno ridotto le scorte rispetto all'inizio dell'anno. Tuttavia, in confronto alla disponibilità di gas, la riduzione è stata di gran lunga maggiore per Eni (1,7% della disponibilità totale contro lo 0,2% per i grossisti diversi da Eni). I venditori invece non hanno né immesso né prelevato dalle scorte.

Le più manifeste variazioni nella struttura degli acquisti da operatori nazionali avvenute tra il 2004 e il 2005 sono dovute all'incorporazione di Italgas Più in Eni e alla riclassificazione di Edison. È inoltre evidente un forte aumento degli acquisti da "Altri operatori", passati da 11,3 a 18,4 G(m³), che trova una spiegazione nelle rivendite di gas acquistato da questi operatori al PSV, alla frontiera e nella *gas release*.

I trasferimenti di gas tra gli operatori includono, com'è noto, le rivendite. A tal proposito risulta interessante calcolare un "tasso complessivo di rivendita", definito come rapporto tra gas nella disponibilità dell'operatore (prodotto, importato, prelevato da stoc-

caggi e acquistato da altri operatori) e gas venduto sul mercato finale che riflette il numero di volte che il gas viene collocato presso intermediari prima di essere venduto sul mercato finale. Mentre per i venditori questo valore non può che essere prossimo a 1, è invece significativo il valore piuttosto elevato che il rapporto raggiunge per i grossisti in relazione inversa alla loro dimensione. Il tasso complessivo di rivendita risulta infatti pari a 1,6 per l'Eni; 1,8 per i grossisti con vendite maggiori di 10 G(m³); 2,6 per i grossisti con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); 4,3 per i grossisti con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); 6,9 per i grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

I trasferimenti al netto delle rivendite sono sostanzialmente allineati a quelli dell'anno precedente, tenuto conto dell'assorbimento di Italgas Più e dello spostamento di Edison nella classe superiore. I trasferimenti netti sono negativi per le prime tre classi di grossisti che riforniscono sia i venditori, sia i grossisti di minore dimensione. I consumi e le perdite delle varie classi di operatori sono stimati in base all'effettivo trasferimento di gas nelle reti nazionali. Dedotti i trasferimenti netti, i consumi e le perdite dagli approvvigionamenti totali (produzione, importazione netta e prelievo da stoccaggio) si ottengono le vendite finali.

Secondo i dati provvisori del Ministero delle attività produttive, nel 2005 il fabbisogno di gas è cresciuto del 7,4% rispetto allo scorso anno, passando da 79,3 a 85,2 G(m³). L'ampiezza di tale incremento ha permesso alle vendite di Eni di crescere ulteriormente, senza incorrere nei tetti alle forniture. I dati disponibili non indicano significative variazioni nella distribuzione delle vendite tra mercato libero e tutelato, rispetto alla situazione vigente nel 2004: complessivamente il mercato libero rappresenta il 70% circa delle vendite e degli autoconsumi finali. Nella classe di vendite comprese tra 5.000 e 200.000 m³ l'incidenza del mercato libero è aumentata dal 12,5% al 18,3%. Rimane invece essenzialmente stabile a 99% circa l'incidenza nella classe con consumi oltre 200.000 m³, mentre appare in calo (da 3,2% a 2,2%) nella classe con consumi inferiori a 5.000 m³, diminuzione che tuttavia rientra nell'errore di misurazione. Infine, anche nel 2005 permane la netta prevalenza dei grossisti quali fornitori del mercato libero: l'86,4% del gas venduto su tale mercato è fornito infatti dai grossisti mentre la quota dei venditori è solo del 13,6%. Al contrario, il mercato tutelato risulta servito al 67% dai venditori e solo al 33% dai grossisti. La quota dei venditori si è quest'anno ridotta a seguito dell'incorporazione di Italgas Più in Eni.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

La produzione nazionale ha seguito l'andamento decrescente degli scorsi anni. Come prospettato dal Ministero delle attività produttive (si vedano le precedenti *Relazioni Annuali*), nel 2005 la produzione si è attestata a 11.977 G(m³), diminuendo di ulteriori 7,6 punti percentuali rispetto al 2004, e rappresentando poco meno del 14% sul totale dei consumi, rispetto al 16% dello scorso anno.

Nella figura 3.1 sono riportate la curva storica della produzione

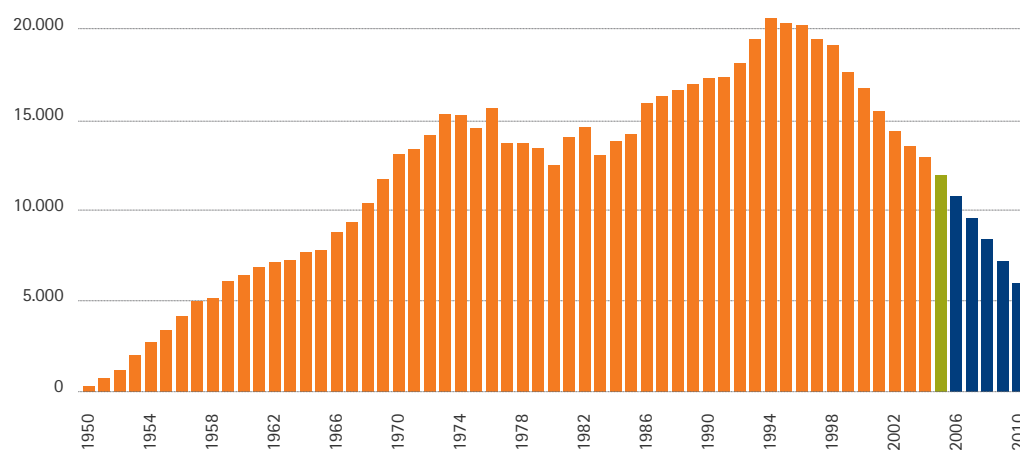
nazionale e la produzione prevista sino al 2010.

In base ai risultati provvisori della consueta indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità, il segmento della produzione di gas naturale in Italia è dominato da Eni che possiede la quota di produzione nazionale maggioritaria e di gran lunga superiore ai suoi concorrenti (84,1%). In questa fase della filiera, nel 2005, soltanto altre tre società, Edison, Shell Italia E&P Spa e Gas Plus Italiana Spa hanno raggiunto una quota prossima o superiore al 2% (Tav. 3.2).

FIG. 3.1

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950

M(m³); valori storici dal 1950 al 2004; preconsuntivo 2005 e previsioni dal 2006 al 2010



Fonte: Ministero delle attività produttive.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2005

SOCIETÀ	G(m ³)	QUOTA %
Eni	9.644	84,1
Edison	902	7,9
Shell Italia E&P	364	3,2
Gas Plus Italiana	232	2,0
Edison Stoccaggio	24	0,2
Altri	301	2,6
TOTALE	11.467	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Importazioni

La dipendenza dell'Italia dalle importazioni aumenta sensibilmente di anno in anno. Nel 2005 è stato importato circa l'8,2% di gas in più rispetto al 2004, complessivamente poco più dell'85% dei consumi (Fig. 3.2).

Le principali fonti di approvvigionamento via gasdotto, entrambe extracomunitarie, sono la Russia e l'Algeria. La figura 3.3 riporta la ripartizione dei volumi di gas di importazione in base alla provenienza. Quest'anno il primato di volumi di gas importati spetta all'Algeria, con una quota superiore al 37% del totale importato, in larga parte via gasdotto (punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo), e in misura minore via nave, rigassificato presso

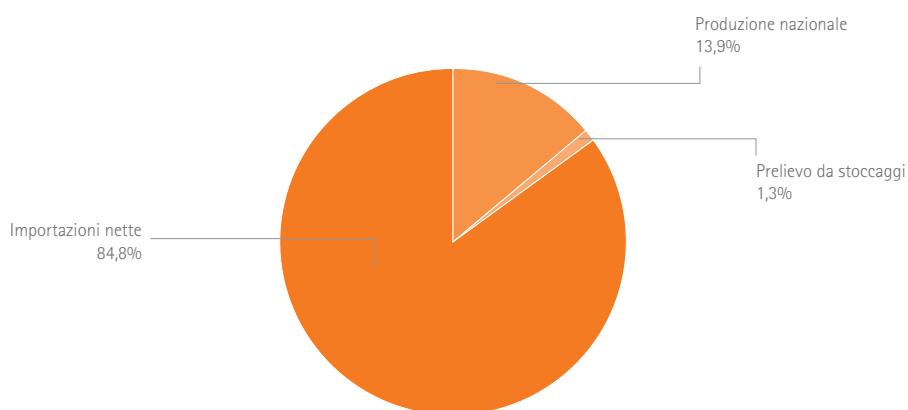
l'impianto di Panigaglia. Seguono le importazioni dalla Russia (32%) che arrivano in Italia via gasdotto attraverso i punti di entrata della rete nazionale di Tarvisio e Gorizia.

Le importazioni dai paesi del Nord Europa rappresentano in totale circa il 23,2%: si tratta principalmente di arrivi dai Paesi Bassi (10,9%) e dalla Norvegia (7,8%), che giungono in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries (confine svizzero). Infine vi sono le importazioni dalla Libia (punto di entrata di Gela in Sicilia), ancora in fase di *build up*, e da altri paesi non appartenenti all'Unione europea (in tutto 7,6%).

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

FIG. 3.2

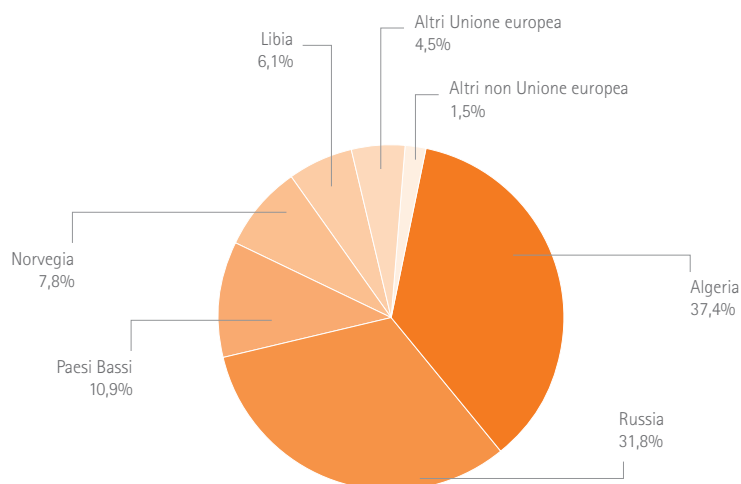
Immissioni in rete nel 2005 Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

FIG. 3.3

Importazioni di gas nel 2005 secondo la provenienza Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

L'attività di approvvigionamento è ancora oggi effettuata in larga parte attraverso contratti pluriennali di tipo *take or pay*. Le elaborazioni realizzate sulla base dei dati forniti dagli operatori nell'ambito dell'indagine dell'Autorità, evidenziano nel 2005 la dipendenza dell'Italia da accordi contrattuali per l'acquisto di gas ultra decennali, *in primis* dai contratti storici stipulati da Eni, nello scorso decennio e in alcuni casi risalenti ai primi anni Ottanta e alla fine degli anni Settanta, con i produttori del Mare del Nord, con la Russia e con l'Algeria.

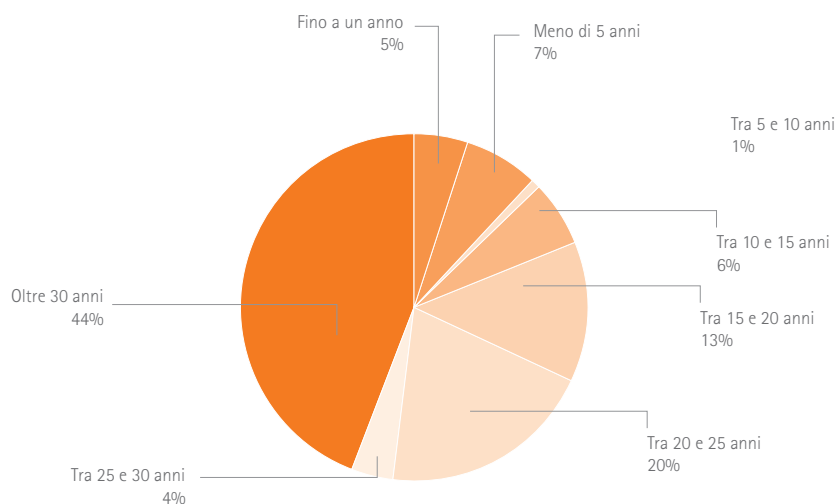
La figura 3.4 mostra la ripartizione dei contratti di importazione attivi, secondo la durata intera, considerando i volumi contrattualizzati per l'anno solare 2005 (*Annual Contract Quantity 2005*); in essa emerge la rilevanza dei contratti di durata ultra trentennale, i quali pesano poco meno del 50% sul totale dei volumi contrattua-

lizzati, seguiti dai contratti di durata compresa nelle classi tra 20 e 25 anni e tra 15 e 20 anni, i quali rappresentano nel complesso poco più del 33% del totale. I contratti *spot*, intesi come quelli di durata inferiore o uguale a un anno, seppur numerosi (oltre 180 contratti, comprese le discariche *spot* di GNL presso Panigaglia), rappresentano poco meno del 5% del totale dei volumi contrattualizzati, dal momento che riguardano volumi di gas esigui.

Considerando la durata residua nel 2005 dei medesimi contratti (Fig. 3.5), si osserva come non siano più presenti le classi di contratti superiori a 25 anni. La classe maggiormente rappresentata, in termini di volumi complessivamente contrattualizzati, è quella compresa tra 10 e 15 anni, che comprende i contratti di importazione dall'Algeria, via gasdotto e via GNL.

FIG. 3.4

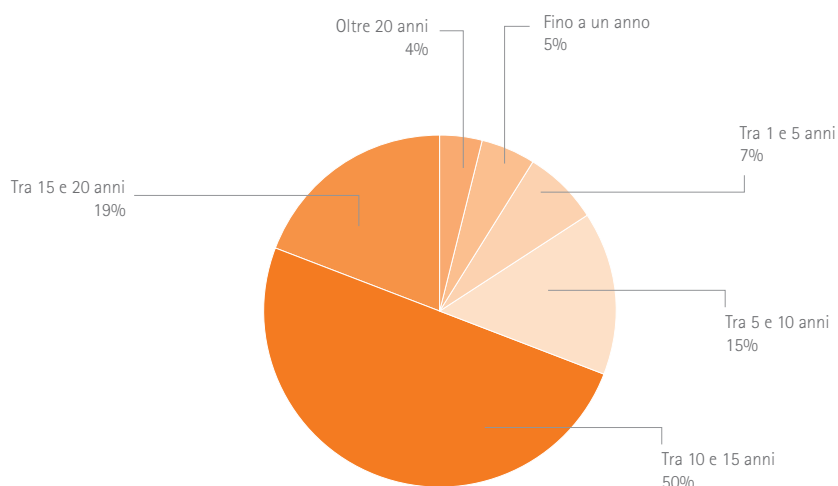
Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2005, secondo la durata intera



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

FIG. 3.5

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2005, secondo la durata residua



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

Emergenza gas 2006: i fatti principali

Il 19 dicembre 2005, il Comitato di emergenza e monitoraggio del sistema gas (istituito nel settembre 2001 con decreto del Ministero delle attività produttive) ha dichiarato la situazione di emergenza del sistema gas, a fronte dello svaso anormale degli stoccaggi.

Oltre a una generale insufficienza della situazione infrastrutturale, con particolare riferimento all'importazione e allo stoccaggio, l'emergenza era dovuta:

- alle condizioni climatiche di freddo eccezionale (inverno complessivamente più freddo della media degli ultimi venti anni) che hanno caratterizzato lo scorso inverno, con conseguente maggiore domanda per riscaldamento (+3 miliardi di m³ circa a fine inverno);
- all'incremento contemporaneo della domanda del settore termoelettrico (+13% nel 2005), principalmente legato alle nuove centrali a gas;
- alla riduzione delle importazioni, per complessivi 190 M(m³), in particolare dalla Russia, che ha dovuto far fronte anch'essa all'ondata di freddo che ha colpito l'area dell'Est europeo e alla crisi con l'Ucraina instauratasi a partire dai primi giorni del gennaio 2006.

In base alla procedura di emergenza per far fronte alla mancata copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli, aggiornata con decreto ministeriale del 12 dicembre 2005, è stata attivata la prima fase, di sorveglianza del sistema da parte degli operatori delle infrastrutture, in *primis* da parte della società Snam Rete Gas Spa, operatore maggiore del trasporto, che ha i maggiori compiti di monitoraggio del sistema e di coordinamento con gli altri operatori. Dieci giorni dopo, si è passati alla fase 1 della procedura che prevede, in un crescendo di misure atte a fronteggiare l'emergenza, l'obbligo per gli operatori di massimizzare le importazioni e la produzione nazionale.

Proseguendo l'emergenza climatica e in concomitanza con nuove riduzioni della fornitura dalla Russia per l'ondata di gelo, nel mese di gennaio il Comitato ha programmato il passaggio alle successive due fasi della procedura di emergenza, che prevedono l'interruzione dei clienti con contratto di fornitura interrompibile (disposta dal 23 gennaio 2006) e il passaggio a olio combustibile degli impianti industriali e termoelettrici *dual fuel* (ancora senza deroghe ambientali), con avvio il 19 gennaio.

Il 19 gennaio 2006, in una riunione straordinaria del Comitato di emergenza presieduta dal Ministro delle attività produttive sono state decise ulteriori misure (sino alla fase 5, l'ultima della procedura) atte a ridurre in tempi brevi la domanda giornaliera di gas nazionale al fine di ottenere il risparmio complessivo di circa 1 G(m³) di gas in due mesi ed evitare situazioni di crisi nella seconda metà del mese di febbraio e oltre.

Tra gli interventi disposti vi sono stati:

- l'incentivazione dell'offerta di ulteriore interrompibilità volontaria della domanda da parte del settore industriale;
- il decreto del Ministro delle attività produttive con norme transitorie per le temperature dell'aria negli ambienti e per la durata massima giornaliera per il periodo 1 febbraio – 28 febbraio 2006 (stimando che un grado centigrado in meno delle temperature nell'arco di una giornata sull'intero territorio nazionale comporti un risparmio teorico massimo di 11 M(m³) di gas per giorno);
- deroghe ambientali per aumentare l'impiego dell'olio combustibile in centrali termoelettriche fino al 31 marzo 2006;
- direttive a: produttori elettrici con obblighi di esercizio degli impianti termoelettrici a olio combustibile; produttori per l'incremento della produzione nazionale di gas oltre i limiti operativi normali; impresa maggiore di

stoccaggio (Stogit Spa), per la gestione e l'impiego degli stoccaggi dopo l'inizio dell'utilizzo della riserva strategica anche mediante temporanea riduzione della pressione di parti della rete di trasporto.

Le misure adottate hanno differito l'utilizzo dello stoccaggio strategico alla metà di febbraio 2006. Il Comitato ha inoltre predisposto misure di emergenza da attivare in caso di crisi del sistema del gas naturale indotta da eventi esogeni (interruzione delle forniture da un paese estero, incidente grave agli impianti, picco di freddo eccezionale a marzo), atte a consentire di ridurre in modo significativo con breve preavviso eventuali picchi eccezionali di domanda dagli stoccaggi, prevedendo: blocco temporaneo delle esportazioni di energia elettrica con massimizzazione obbligatoria delle importazioni, esclusione temporanea dalla rete di grandi utilizzatori di gas non sensibili. Non vi è stata necessità di ricorrere a tali misure.

Rientrando l'allarme, il 22 febbraio 2006 sono state sospese le interruzioni delle forniture ai

clienti con contratto interrompibile e un mese dopo, il 22 marzo 2006, in una riunione del Comitato presieduta dal Ministro delle attività produttive a seguito della valutazione della situazione è stata dichiarata la fine dell'emergenza del sistema del gas naturale e si è definito il piano procedurale per il ritorno a condizioni di normalità, con il rientro nel regime normale per gli impianti termoelettrici *dual fuel* (dal 27 marzo) e la ricostituzione degli stoccaggi con precedenza per la riserva strategica.

La tavola 3.3 mostra l'efficacia delle misure adottate nel periodo dell'emergenza, così come valutate dal Comitato.

Le ragioni dell'emergenza non sono in realtà da ricercare solo nelle cause contingenti derivanti dalla casualità di un inverno particolarmente rigido, ma ancora prima in cause "strutturali" più profonde, legate principalmente alla carenza di infrastrutture sul territorio nazionale e di importazione, come tante volte segnalato dall'Autorità (si veda il riquadro nel secondo volume di questa *Relazione Annuale*).

TAV. 3.3

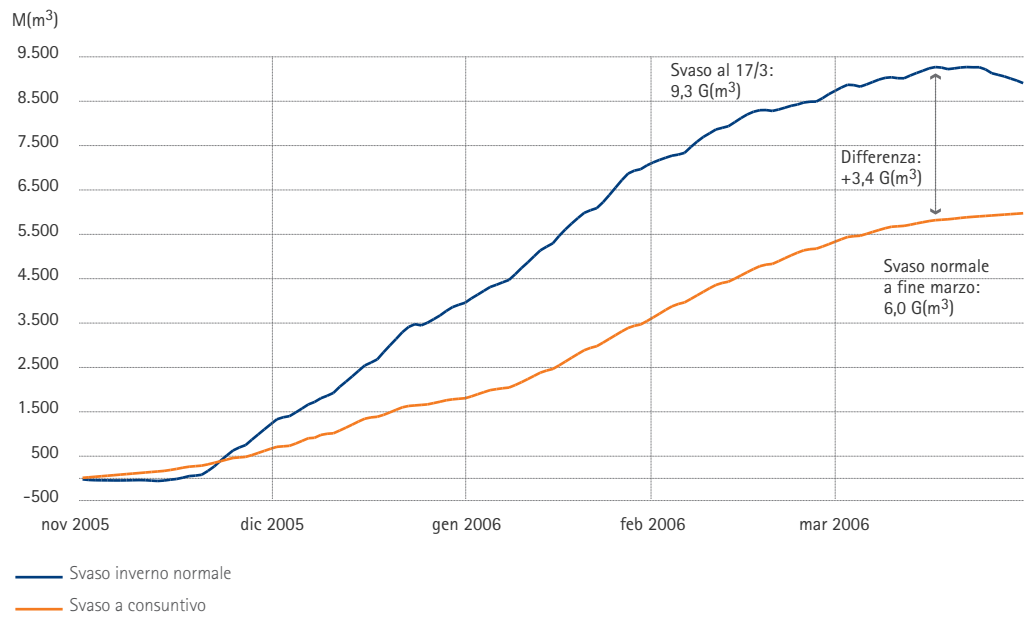
Misure adottate per l'emergenza 2006

MISURE ADOTTATE	VOLUMI DI GAS RISPARIATI
Massimizzazione importazione e produzione nazionale (dal 24/12/05) compresa la riduzione del gas russo	850
Interrompibilità contrattuale (dal 23/1/06 al 22/2/06)	110
Interrompibilità <i>dual fuel</i> senza deroghe (dal 27/1/06 al 27/3/06)	180
Interrompibilità <i>dual fuel</i> con deroghe e massimizzazione olio combustibile (dal 27/1/06 al 27/3/06)	735
Contenimento consumi civili (dal 1/2/06 al 28/2/06)	220
TOTALE	2.095

Fonte: Dati e stime del Ministero delle attività produttive.

FIG. 3.6

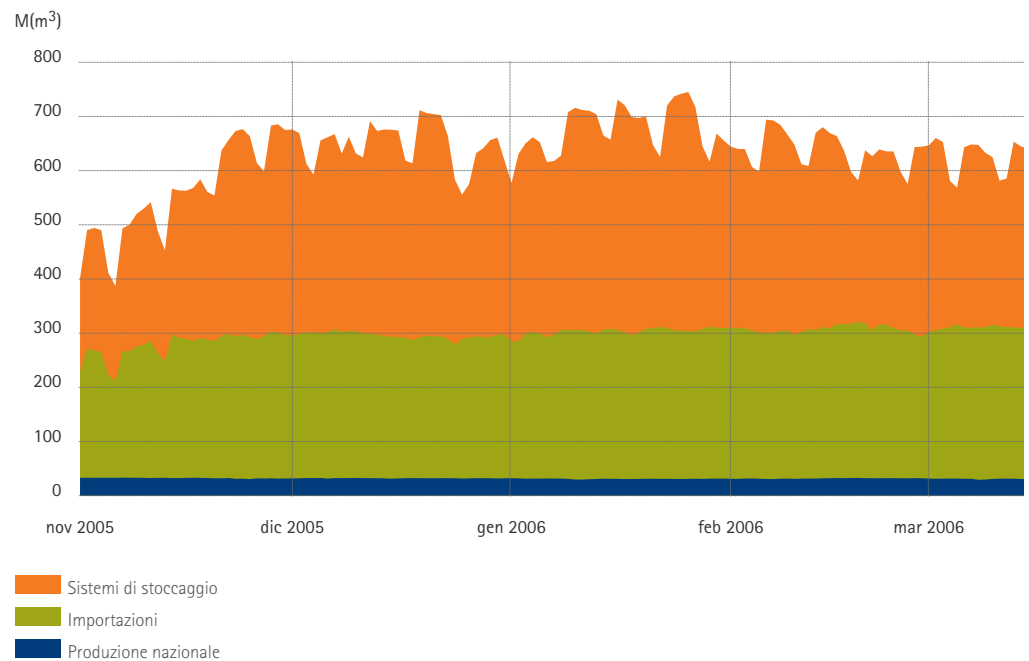
Svaso del sistema degli stoccaggi nell'inverno 2005-2006



Fonte: Ministero delle attività produttive.

FIG. 3.7

Copertura della domanda di gas nell'inverno 2005-2006



Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIE.

Autorizzazioni all'importazione

Come disposto dal decreto legislativo n. 164/00, l'attività di importazione è libera per quanto riguarda il gas prodotto nei paesi dell'Unione europea, soggetta ad autorizzazione ministeriale per quanto concerne le importazioni extracomunitarie. Con riferimento alla situazione delle autorizzazioni all'importazione illustrata in maniera esaustiva nella *Relazione Annuale* del 2004, nel 2005 il Ministero delle attività produttive ha complessivamente accordato ulteriori 27 autorizzazioni all'importazione da paesi extra europei, di cui 21 autorizzazioni per importazioni inferiori a un anno (*spot*) e 6 per importazioni pluriennali. Le comunicazioni di importazioni intracomunitarie nel 2005 sono state 45³.

Sviluppo delle infrastrutture di importazione

Nelle tavole 3.4 e 3.5 è illustrato un aggiornamento (al marzo 2006) delle infrastrutture di importazione via gasdotto, rispetto al quadro presentato lo scorso anno, riguardante i potenziamenti di infrastrutture esistenti e nuovi progetti.

Per quanto riguarda i gasdotti in fase di progetto:

- per il progetto IGI, interconnessione Italia-Grecia, lo scorso novembre 2005 è stato stipulato un accordo intergovernativo tra Italia e Grecia che prevede la realizzazione sia del tratto sottomarino (*offshore*), di collegamento tra la costa italiana nell'area di Otranto in Puglia e la costa greca (Stavrolimenas), sia di un tratto *onshore* che attraversa la Grecia sino a interconnettersi con la rete turca. Dalla Turchia, il sistema dovrebbe poi collegarsi con le aree di produzione del Mar Caspio. Il progetto è stato presentato da parte delle società Edison e Depa (operatore principale greco);
- per il Galsi, gasdotto di collegamento tra le produzioni algerine e l'Italia, con un tratto attraverso la Sardegna per la meta-nizzazione della quale sarebbero destinati circa 2-2,5 dei 10 G(m³) di capacità, è in corso lo studio di fattibilità;
- il progetto Interconnectirol, presentato dalla società SEL AG Spa, ha ottenuto il finanziamento da parte dell'Unione europea;
- il progetto TAP, *Trans Adriatic Pipeline*, presentato dalla società EGL Italia Spa, 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.

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 2005-2006. Rispetto alle capacità⁴ messe a disposizione nell'anno termico precedente, nell'anno termico 2005-2006 non si registrano signifi-

ficative variazioni di capacità conferibile, a eccezione dei punti di Gela, che prosegue nella fase di *build up*, e di Gorizia che ha avuto un lieve aggiustamento in aumento (si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione).

I risultati del conferimento per l'anno termico 2005-2006 mostra-

³ 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).

⁴ È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. La capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries). In particolare Snam Rete Gas ha valutato i massimi quantitativi che possono essere immessi sulla rete da ciascun punto di entrata senza che siano superati i vincoli minimi di pressione nei vari punti del sistema, e senza superare le prestazioni massime degli impianti. Ciò, al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico.

TAV. 3.4

Potenziamento dei gasdotti esistenti

PROGETTO	CAPACITÀ NOMINALE POTENZIAMENTO G(m ³)/ANNO	LUNGHEZZA (km)	DATA COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	AVVIO ITER ASSEGNAZIONE CAPACITÀ DI TRASPORTO	STIME MAP PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	NOTE
1) Potenziamento gasdotto Algeria-Italia via Tunisia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto lungo il tratto in Tunisia	3,2	372	2002	2003 (sospeso) ripreso nel 2005	2008	La società TTPC, del gruppo Eni, ha avviato gara per un potenziamento parziale di 3,2 Gm ³ . Istruttoria AGCM in corso per abuso di posizione dominante
2) Potenziamento gasdotto TAG di importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio) potenziamento TAG in Austria	3,3	380	2002	Iniziato nel 2005, più volte rinviato	2008	
3) Potenziamento gasdotto Libia-Italia (Gela)	2,0	516	n.d.	n.d.	n.d.	Possibile potenziamento mediante aumento centrali di spinta in Libia
4) Ulteriore potenziamento gasdotto Algeria-Italia via Tunisia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto lungo il tratto tunisino del gasdotto	3,3	372	2002	n.d.	2011	Ulteriore potenziamento che potrebbe essere realizzato insieme al potenziamento di cui al punto 1
5) Ulteriore potenziamento TAG di importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio) potenziamento TAG in Austria	3,2	380	2002	n.d.	2011	Ulteriore potenziamento che potrebbe essere realizzato insieme al potenziamento di cui al punto 2

Fonte: Ministero delle attività produttive.

TAV. 3.5

Nuovi gasdotti in progetto

PROGETTO	CAPACITÀ NOMINALE G(m ³)/ANNO	LUNGHEZZA (km)	DIAMETRO GASDOTTO (POLLICI)	DATA COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	STIME MAP PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	NOTE
Gasdotti in corso di progettazione						
Gasdotto IGI Interconnessione Grecia-Italia - tratto <i>offshore</i>	8/10	212	32"	2005	2010	Studio fase ingegneria in corso - ottenuto finanziamento regolamento TEN-E-projects, concluso Accordo con governo greco per la realizzazione. In corso procedimento per inserimento nella rete nazionale dei gasdotti
Gasdotti in fase di studio di fattibilità						
Nuovo gasdotto Algeria-Italia (Sardegna/Corsica)	10	2.000	36"	2005	n.d.	Studio fattibilità in corso
Progetto Interconnectirol (Bressanone-Innsbruck)	1/2	48	20"	2006	n.d.	Studio fattibilità in corso - ottenuto finanziamento regolamento TEN-E-projects
Progetto TAP TransAdriatic Pipeline (Albania /Italia)	10	421/500	32"	2007	n.d.	Studio fattibilità in corso - ottenuto finanziamento regolamento TEN-E-projects

Fonte: Ministero delle attività produttive.

TAV. 3.6

Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2005-2006

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	QUOTA CONFERITA/CONFERIBILE
Passo Gries	57,5	57,5	0,0	100%
Tarvisio	88,3	84,1 ^(B)	4,2	95%
Mazara del Vallo	80,5	80,4	0,1	100%
Gorizia	2,0	0,86	1,1	43%
Gela ^(A)	22,8	22,8	0,0	100%
TOTALE	251,1	245,7	5,4	98%

A) Capacità disponibile a partire da gennaio 2006.

B) La capacità riportata nella tavola corrisponde alla capacità conferita a partire dal gennaio 2006.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive e Snam Rete Gas.

no come quasi interamente conferite le capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. All'inizio dell'anno termico, 26 soggetti hanno richiesto e ottenuto l'accesso presso questi punti, e le capacità richieste sono state interamente soddisfatte, in alcuni casi ricorrendo all'assegnazione di capacità interrompibile.

Non è riportato nella tavola il punto di entrata di Panigaglia, la cui capacità conferibile giornaliera, pari a 13 M(m³)/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 2007-2008. La tavola riporta anche l'anno termico 2006-2007, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. I titolari di tale capacità sono in tutto 27 per i prossimi due anni (a esclusione di una quota di capacità, poco meno di 1 M(m³)/giorno, riservata alla stessa Snam Rete Gas presso Passo Gries per lo svolgimento del servizio di trasporto), 7 anche per gli anni successivi, questi ultimi soggetti tutti titolari di contratti di importazione pluriennali.

Nel frattempo Snam Rete Gas porterà a compimento i potenziamenti programmati in territorio nazionale coerenti con le capacità conferite.

Stoccaggio

Per l'anno termico 2005-2006 il sistema di stoccaggio⁵ ha una disponibilità complessiva per il conferimento in termini di spazio per il *working gas* pari a circa 12,9 G(m³).

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m³), come stabilito dal Ministero delle attività produttive sulla base dei programmi di importazione dai paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti. La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario e di modulazione ciclica è pari a 7,8 G(m³).

La massima disponibilità di punta giornaliera in erogazione è pari complessivamente a circa 253 M(m³) standard, in condizioni di massimo riempimento degli stoccaggi (Tav. 3.8).

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2005-2006 sono riportati nella tavola 3.9.

Le capacità messe a disposizione da Stogit nel 2005 sono state complessivamente pari a:

- circa 12,55 G(m³), equivalenti a circa 489,45 milioni di GJ, considerando un potere calorifico superiore pari a 39 MJ/m³ standard, in termini di spazio per riserva attiva (il cosiddetto *working gas*);
- 7,450 G(m³) (circa 291 milioni di GJ) per il servizio di modula-

⁵ 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. 3.7

Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2006-2007 al 2011-2012
M(m³) standard per giorno

PUNTI DI ENTRATA	CAPACITÀ CONTINUA	CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE
ANNO TERMICO 2006-2007			
TARVISIO	100,9	79,2	21,7
GORIZIA	2,0	0,4	1,6
PASSO GRIES	57,5	53,0	4,5
MAZARA DEL VALLO	86,0	70,3	15,7
GELA	25,0	21,9	3,1
ANNO TERMICO 2007-2008			
TARVISIO	100,9	84,9	16,0
GORIZIA	2,0	-	2,0
PASSO GRIES	Da 01/10/07 a 31/12/07	57,5	52,8
	Da 01/01/08 a 30/09/08	57,8	52,8
MAZARA DEL VALLO	86,0	69,2	16,8
GELA	25,0	21,9	3,1
ANNO TERMICO 2008-2009			
TARVISIO	100,9	85,8	15,1
GORIZIA	2,0	-	2,0
PASSO GRIES	59,4	52,2	7,2
MAZARA DEL VALLO	86,0	69,2	16,8
GELA	25,0	21,9	3,1
ANNO TERMICO 2009-2010			
TARVISIO	100,9	85,8	15,1
GORIZIA	2,0	-	2,0
PASSO GRIES	59,4	52,2	7,2
MAZARA DEL VALLO	86,0	69,2	16,8
GELA	25,0	21,9	3,1
ANNO TERMICO 2010-2011			
TARVISIO	100,9	85,8	15,1
GORIZIA	2,0	-	2,0
PASSO GRIES	59,4	52,2	7,2
MAZARA DEL VALLO	86,0	68,9	17,1
GELA	25,0	21,9	3,1
ANNO TERMICO 2011-2012			
TARVISIO	100,9	85,8	15,1
GORIZIA	2,0	-	2,0
PASSO GRIES	59,4	50,8	8,6
MAZARA DEL VALLO	86,0	52,7	33,3
GELA	25,0	21,9	3,1

zione e minerario e 0,1 G(m³) per il bilanciamento operativo della rete di trasporto;

- 5,1 G(m³) per la riserva strategica.

Nel complesso, nell'anno termico 2005-2006 Stogit ha stipulato con 44 utenti 35 contratti per il servizio minerario e di modulazione, 13 per lo stoccaggio strategico e 23 per il servizio di modulazione aciclica. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal

TAV. 3.8

Disponibilità di stoccaggio in Italia

	MILIONI DI GJ AL GIORNO PER LA PUNTA	MILIONI DI m ³ STANDARD
Spazio per stoccaggio strategico	199,3	5.110
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	303,1	7.779
Disponibilità di punta per stoccaggio strategico	1,508	39
Disponibilità di punta per stoccaggio minerario, per modulazione oraria e bilanciamento operativo della rete di trasporto	8,345	214
Disponibilità di punta per stoccaggio di modulazione (interrompibile)	2,674	69

Fonte: Elaborazione su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.9

Conferimenti di capacità di stoccaggio relativi al servizio di modulazione ciclica

IMPRESE DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2004-2005		ANNO TERMICO 2005-2006	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ)	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ)
Stogit	29	289.060.000 ^(A)	34	290.550.000 ^(A)
Edison Stoccaggio	5	8.859.424 + 952.500 (non garantito)	7	12.397.483

A) Per il sistema di stoccaggi Stogit il PCS di riferimento è 38,8 MJ/m³ standard nel 2004-2005 e 39 nel 2005-2006.

Fonte: Elaborazione su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.10

Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2006

PROGETTO	WORKING GAS M(m ³)	PUNTA M(m ³)/ GIORNO	STUDIO FATTIBILITÀ	AVVIO ITER PROGETTO	NOTE
Alfonsine	1.650	15,0	2006	n.d.	Stogit deve presentare il programma di sviluppo alla valutazione del MAP
Bordolano	1.200-1.500	12,5-20,0	2006	2006	Stogit deve presentare il programma di sviluppo alla valutazione del MAP
Cornegliano	590-1.010	16,5	2002	2004	Assegnato a società Ial Gas Storage - screening MATT da fare
Cotignola ^(A)	915	8,0	2002	2004	Assegnato a società Edison Stoccaggio - VIA in attuazione
San Potito ^(A)					
Cugno le Macine ^(A)	742	6,6	2002	2004	Assegnato a società Geogas - screening MATT da fare
Serra Pizzuta ^(A)					
Canton (in acquifero profondo)	1.500	15,5	2003	n.d.	Sospeso in attesa esiti Progetto Rivara
Rivara (in acquifero profondo)	3.000	32	2003	2004	Assegnato IGM per 20 anni con programma accertamento da presentare entro 5 anni - screening MATT da fare

A) È prevista la gestione integrata dei giacimenti di San Potito-Cotignola e di Cugno Le Macine-Serra Pizzuta.

Fonte: Ministero delle attività produttive.

complesso degli stoccaggi Stogit al marzo 2006 sono pari a circa 17,2 G(m³), di cui 9 in erogazione e 8,1 in iniezione.

Le capacità in termini di *working gas* messe a disposizione da Edison Stoccaggio Spa nell'anno termico 2005-2006 sono pari a circa 340 M(m³). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono 8: 7 del servizio di modulazione (di cui 1 anche del servizio di stoccaggio strategico) e 1 del servizio di bilanciamento della rete di trasporto.

Rispetto all'anno termico precedente, per l'anno termico 2005-2006 Edison Stoccaggio ha reso disponibile una capacità di spazio aggiuntiva di circa 71 M(m³) a fronte del potenziamento della centrale di compressione e degli impianti di trattamento del campo di Collalto. Di tale spazio incrementale circa 18 M(m³) sono stati resi disponibili per il conferimento nel luglio 2005. I volumi di gas movimentati complessivamente dallo *hub* di Edison Stoccaggio nell'anno termico 2005-2006 sono pari a circa 650 M(m³), di cui più o meno 322 in iniezione e 329 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.

Da rilevare che per quanto riguarda i siti di Alfonsine e Bordolano, la società Stogit ha ottenuto dal ministero la proroga all'esecuzione dei programmi lavoro previsti per lo sviluppo dell'attività di stoccaggio dopo aver impugnato, nel maggio del 2002, le delibere dell'Autorità inerenti il quadro tariffario. Il periodo di proroga comprende, oltre i tempi del giudizio, quattro mesi decorrenti dalla data di passaggio in giudicato della sentenza definitiva. La decisione del Consiglio di Stato, favorevole all'Autorità, è stata disposta il 7 dicembre 2005.

Terminali di GNL

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

Per quanto riguarda i progetti rimanenti:

- i progetti di terminali GNL della società Enel di Taranto, Vado Ligure, Trieste sono stati rinunciati;

- i progetti di terminali GNL della società LNG Terminal di Corigliano e Lamezia Terme sono stati rilocalizzati nel progetto di terminale di San Ferdinando della stessa società, e successivamente nell'unico progetto a Gioia Tauro.

Reti di distribuzione

Nell'ambito dell'indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità sono state raccolte informazioni dettagliate sulla distribuzione di gas naturale attraverso reti secondarie.

La tavola 3.12 illustra la distribuzione regionale di gas naturale in Italia nel 2004 e nel 2005. Le cifre per il 2004 sono quelle definitive rilasciate dal Ministero delle attività produttive, mentre i dati relativi al 2005 derivano dalle prime elaborazioni dei risultati dell'indagine dell'Autorità e sono quindi provvisori. I 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 includono i quantitativi di gas diversi dal gas naturale (tipo GPL, aria propanata ecc.) distribuiti attraverso reti cittadine.

Nel 2004 sono stati distribuiti complessivamente circa 34,7 G(m³) di gas naturale con un'elevata variabilità sul territorio nazionale. Solo quattro regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna, mostrano consumi superiori al 10%: insieme le quattro regioni assorbono il 65,5% del totale di gas distribuito su reti secondarie. Anche Toscana e Lazio evidenziano valori significativi (rispettivamente pari al 7,1% e al 5,9%). 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 72,6%, supera di gran lunga il 18,9% del Centro e l'8,6% del Sud e Isole.

Nel 2005 i valori percentuali restano sostanzialmente immutati: 71,7% è il gas distribuito al Nord, 20% quello al Centro, 8,3% 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).

TAV. 3.11

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al 31 marzo 2006

Progetti, società proponenti, capacità di rigassificazione in G(m³)/anno, stato autorizzazioni

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	STATO
Porto Levante <i>offshore</i> (RO)	Terminale GNL Adriatico (sarà ampliata alle seguenti società: 10% Edison, 45% ExxonMobil, 45% Qatar Terminal)	Ampliamento fino a 8	Autorizzazione ampliamento rilasciata l'11/11/04. Rilasciata il 26/11/04 esenzione accesso dei terzi per 80% della capacità per 25 anni ai sensi legge n. 239/04 e Direttiva 55/03/CE; assenso Commissione europea ottenuto. Iniziati lavori per la costruzione della struttura in Spagna e dei serbatoi in Corea
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	Autorizzazione rilasciata il 21/1/03 – Comune e Provincia di Brindisi hanno contestato validità assenso fornito dalle precedenti amministrazioni comunali e provinciali. Rilasciata il 6/4/05 l'esenzione accesso dei terzi per 80% della capacità per 20 anni ai sensi legge n. 239/04 e Direttiva 55/03/CE il 6/4/05; assenso Commissione europea ottenuto. Enel ha ceduto la propria quota di partecipazione nella società Brindisi LNG, pari al 50%, alla BG Italia. Ottenuto parere favorevole al progetto preliminare da parte del Consiglio superiore dei lavori pubblici
Toscana <i>offshore</i> (LI)	OLT – Offshore LNG Terminal (in corso di estensione di titolarità con 51% Endesa Europa – Amga – Asa, 49% OLT Energy Toscana)	3 (espandibili a 6)	Conclusa, dopo un <i>iter</i> di circa due anni, la fase di acquisizione dei pareri degli enti locali, in maggioranza favorevoli, con prescrizioni per motivi turistici e ambientali. 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 Olt ha concluso un accordo con il Comune di Pisa sulle misure compensative e sulla possibilità di spostare a Sud l'impianto nella fase di progettazione esecutiva compatibilmente con il decreto di VIA
Rosignano (LI)	Edison – BP – Solway	8	Durante il procedimento di VIA gli enti locali hanno dato parere negativo per motivi urbanistici e ambientali; parere negativo della Regione Toscana sulla compatibilità ambientale del progetto. Il Ministero dell'ambiente ha effettuato una VIA positiva. Convocata il 20/4/05 una Conferenza dei servizi per presentare, da parte di Edison, un nuovo progetto rilocalizzato all'interno dello stabilimento Solway di Rosignano, ampliato a 8 miliardi di capacità. Nuova VIA in corso
Gioia Tauro (RC)	LNG Terminal (100% CrossGas)	12	Il progetto deriva dalla fusione di due progetti denominati rispettivamente "Gioia Tauro" della società Petrolifera Gioia (per un terminale da 4,2 G(m ³)/anno, espandibile a 8) e "S. Ferdinando" della società LNG Terminal (per un terminale da 8 G(m ³)/anno, espandibile a 12), il cui <i>iter</i> era iniziato nel 2003 e poi sospeso per l'adeguamento al progetto di apertura della seconda bocca del porto. È stato presentato in data 16/3/05 un nuovo progetto unificato da parte della società LNG MedGas Terminal (100% CrossGas, controllata a sua volta al 40% dal gruppo Sensi e al 60% dal gruppo Belleli) nel porto di Gioia Tauro per 12 G(m ³)/anno. Effettuata la prima riunione della nuova conferenza dei servizi. In corso VIA
Taranto	Gas Natural	8	Effettuata una prima riunione della Conferenza dei servizi. Presentato il SIA all'autorità portuale. In corso VIA
Zaule (TS)	Gas Natural	8	Procedimento autorizzativo svolto dalla Regione Friuli Venezia Giulia. Effettuata una prima riunione della Conferenza dei servizi. In corso VIA
Trieste <i>offshore</i> (TS)	Endesa Italia	8	Progetto presentato dalla società Endesa in collaborazione con Friulia, la finanziaria regionale del Friuli Venezia Giulia che curerà il <i>project financing</i> . Programmata una prima riunione della Conferenza dei servizi
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie	8 (espandibili a 12)	Procedimento autorizzativo iniziato dalla Regione Sicilia con una prima riunione della Conferenza dei servizi
Rada di Augusta (SR)	ERG Power&Gas – Shell Energy Italia	Fase 1: 8 Fase 2: 12	Progetto presentato alla Regione Sicilia. Effettuata una prima riunione della Conferenza dei servizi. VIA in corso

Fonte: Ministero delle attività produttive

TAV. 3.12

Gas naturale distribuito per regione

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

REGIONE	2004		2005			
	M(m ³)	QUOTA % REGIONALE	NUMERO DI CLIENTI	M(m ³)	QUOTA % REGIONALE	VOLUME MEDIO (m ³)
Val d'Aosta	39,3	0,11	15.763	42,5	0,13	2.693
Piemonte	4.205,4	12,13	1.675.103	3.863,6	12,09	2.306
Liguria	956,6	2,76	680.367	831,6	2,60	1.222
Lombardia	9.304,7	26,83	3.883.932	8.487,2	26,55	2.185
Trentino Alto Adige	567,8	1,64	184.923	506,6	1,59	2.740
Veneto	4.325,2	12,47	1.679.733	3.987,2	12,47	2.374
Friuli Venezia Giulia	897,0	2,59	410.130	748,7	2,34	1.826
Emilia Romagna	4.868,8	14,04	1.740.533	4.450,3	13,92	2.557
Toscana	2.461,5	7,10	1.207.430	2.187,9	6,85	1.812
Lazio	2.030,4	5,86	1.839.581	2.092,5	6,55	1.137
Marche	827,6	2,39	517.613	884,2	2,77	1.708
Umbria	550,4	1,59	284.651	539,8	1,69	1.896
Abruzzo	636,4	1,84	384.242	589,7	1,85	1.535
Molise	32,8	0,09	64.645	88,1	0,28	1.362
Campania	979,4	2,82	961.611	863,7	2,70	898
Puglia	982,3	2,83	596.881	602,4	1,88	1.009
Basilicata	187,1	0,54	147.063	184,0	0,58	1.251
Calabria	226,3	0,65	260.707	247,2	0,77	948
Sicilia	595,7	1,72	709.966	764,8	2,39	1.077
Sardegna	0	0	0	0	0	0
ITALIA	34.674,7	100,0	17.244.874	31.962,0	100,0	1.853

Fonte: Per il 2004 dati Ministero delle attività produttive; per il 2005 elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori

Mercato all'ingrosso del gas

Anche i dati relativi al mercato all'ingrosso del gas, come pure parte di quelli che verranno presentati sul mercato finale al dettaglio, provengono dall'elaborazione dei dati raccolti nell'indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente. Nel settore della vendita di gas l'indagine era rivolta a tutte le società che a settembre 2005 risultavano autorizzate dal Ministero delle attività produttive a effettuare vendite di gas ai clienti finali, nonché a tutti quei soggetti che svolgono attività di solo *trading* e, per questo, non sono obbligati a richiedere l'autorizzazione ministeriale. Tra gli esercenti og-

getto 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 2005 il numero dei grossisti è salito a 60 unità, superando il livello registrato nel 2002 (Tav. 3.13). Complessivamente questi operatori hanno venduto 110,5 G(m³), di cui 51,9 ad altri intermediari e 58,6 a clienti finali (Tav. 3.14), realizzando un volume medio unitario di vendita pari a 1,8 G(m³) circa. Nel 2005 i dati evidenziano una significativa crescita delle vendite complessive di Eni,

TAV. 3.13

Attività dei grossisti
nel periodo 2002-2005

	2002	2003	2004	2005
NUMERO DI OPERATORI	55	40	41	60
Eni Gas Et Power	1	1	1	1
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m ³)	1	1	1	2
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m ³)	4	4	6	8
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m ³)	17	20	19	29
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m ³)	32	14	14	20
VOLUME VENDUTO (miliardi di m³)	85,2	90,6	95,9	110,5
Eni Gas Et Power	52,3	51,3	53,6	58,0
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m ³)	12,9	17,8	16,3	27,0
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m ³)	15,8	15,6	18,4	14,0
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m ³)	4,0	5,6	7,6	10,8
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m ³)	0,2	0,2	0,1	0,7
VOLUME MEDIO UNITARIO (milioni di m³)	1.550	2.264	2.340	1.842
Eni Gas Et Power	52.349	51.320	53.632	58.027
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m ³)	12.865	17.808	16.268	13.486
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m ³)	3.954	3.902	3.061	1.748
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m ³)	234	279	399	372
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m ³)	7	17	7	37

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori

ma l'aumento è solo apparente e dovuto all'incorporazione di Italgas Più nella Divisione Gas Et Power; confrontando il volume venduto da Eni nel 2005, pari a 58 G(m³) con i volumi complessivamente venduti da Eni e Italgas Più nel 2004, pari a 61,1 G(m³), emerge una diminuzione delle vendite di circa 3 G(m³), a vantaggio dei concorrenti.

La classe di grossisti con vendite superiori ai 10 G(m³) conta quest'anno due operatori, in quanto vi entra anche Edison, le cui vendite hanno raggiunto 11,6 G(m³). Al pari dello scorso anno, la classe di operatori più numerosa è rimasta quella dei grossisti medio-piccoli, con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); tale classe si è accresciuta nel 2005 di 10 nuove società, ma il volume medio unitario è rimasto sostanzialmente invariato a 0,3 G(m³) grazie all'aumento di 3 G(m³) dei volumi complessivamente venduti da questi operatori. Più in generale, i dati evidenziano un aumento dei volumi complessivamente venduti per tutte le classi considerate, a eccezione di quella che raggruppa gli esercenti con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³), nonostante essa conti 2 operatori più dello scorso anno. Il valore medio delle vendite complessive dei soggetti che fanno parte di questa classe è pari a 1,7 G(m³), ma al suo interno si registrano profili piuttosto differenziati. Fa parte di que-

sta classe anche la società Plurigas Spa, per esempio, che registra vendite complessive pari al doppio di tale valore (Tav. 3.14). Il volume medio unitario degli operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³) è quintuplicato rispetto al 2004, nonostante la presenza in tale classe di 6 operatori con vendite inferiori a 10 M(m³).

La tavola 3.14 consente di apprezzare il dettaglio delle vendite dei grossisti nel 2005: i primi 26 operatori coprono il 97% delle vendite complessive effettuate sul mercato all'ingrosso. Il mercato risulta molto concentrato: i primi quattro operatori, Eni, Enel Trade, Edison e Plurigas, infatti, coprono da soli l'80% dei 110,5 G(m³) complessivamente venduti. Calcolando la quota dei primi quattro operatori grossisti nelle vendite a clienti finali – i cui acquisti ammontano in totale a 83,4 G(m³) – il livello di concentrazione si riduce al 62% e nel gruppo al posto di Plurigas si sostituisce Gaz de France.

Punto di scambio virtuale

Gli utenti del sistema di trasporto che hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV nei primi mesi del 2006, sono stati 36. Le figure 3.8 e 3.9 mostrano lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas na-

TAV. 3.14

Vendite dei maggiori grossisti nel 2005

M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE ^(A)
Eni	22.144	35.883	58.027
Enel Trade	6.593	8.776	15.369
Edison	5.780	5.822	11.602
Plurigas	2.378	821	3.198
Aem Trading ^(B)	1.163	1.087	2.250
Energia	1.306	733	2.039
Gaz de France	324	1.231	1.555
Blumet	556	893	1.449
Gas Natural Vendita Italia	870	397	1.267
Blugas	1.100	68	1.169
Dalmine Energie	798	256	1.055
Italtrading	900	48	948
Amga	384	383	767
2B ENERGIA	686	0	686
Hera Trading	656	0	656
Gas Plus Italiana	608	16	624
Utilità	205	351	556
ENOI	458	67	525
Energy Trade	521	0	521
Acea Electrabel Trading	481	0	481
Linea Group	87	373	460
ETA3	47	338	385
Elettrogas	347	0	347
EGL Italia	309	37	345
Shell Italia E&P	326	0	326
Energas	268	48	316
Altri	2.632	966	3.598
TOTALE	51.927	58.593	110.521

A) Gli acquisti interni da altri grossisti e/o venditori sono pari alla differenza tra vendite e approvvigionamenti.

B) Inclusi quantitativi di gas destinato al funzionamento degli impianti termoelettrici in *tolling*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

zionale e presso il PSV sino al marzo 2006, in termini di volumi e di numero di transazioni⁶.

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.

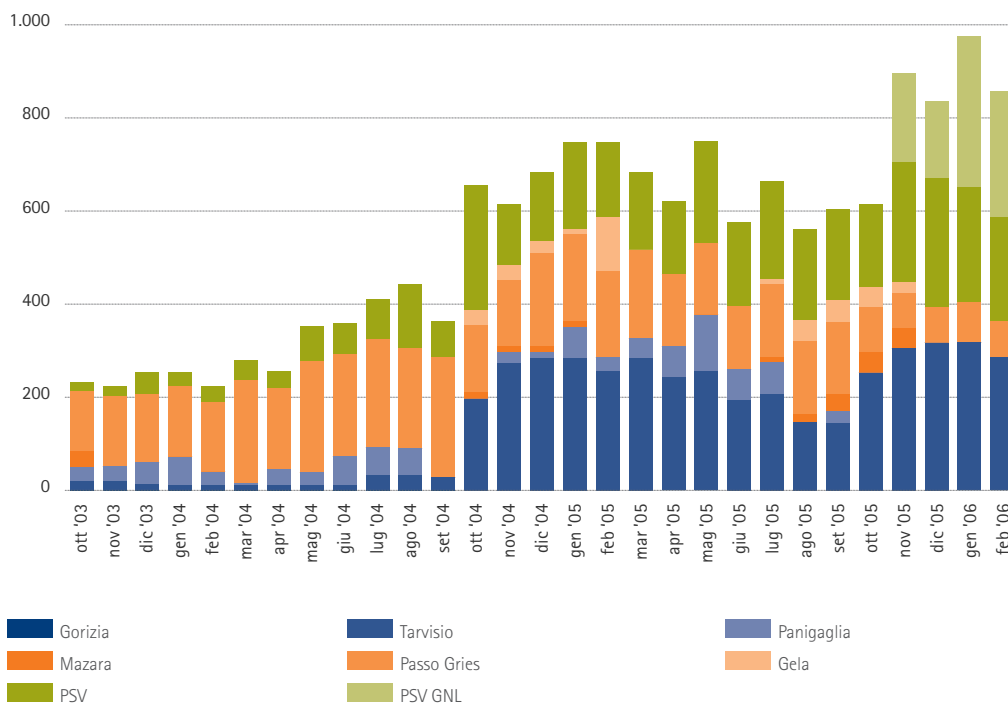
Un confronto tra gli anni termici 2003-2004 e 2004-2005 (Fig. 3.10) mostra un aumento complessivo dei volumi oggetto di transazione presso il PSV di quasi 10 punti percentuali. Nei primi

⁶ Per rendere confrontabili le transazioni registrate presso il PSV con quelle avvenute presso i punti di entrata indicati, per il PSV si è considerata per ogni mese la media del numero di transazioni giornaliere insieme al totale dei volumi scambiati.

FIG. 3.8

Transazioni nei punti di entrata della rete nazionale nel periodo ottobre 2003 – marzo 2006

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

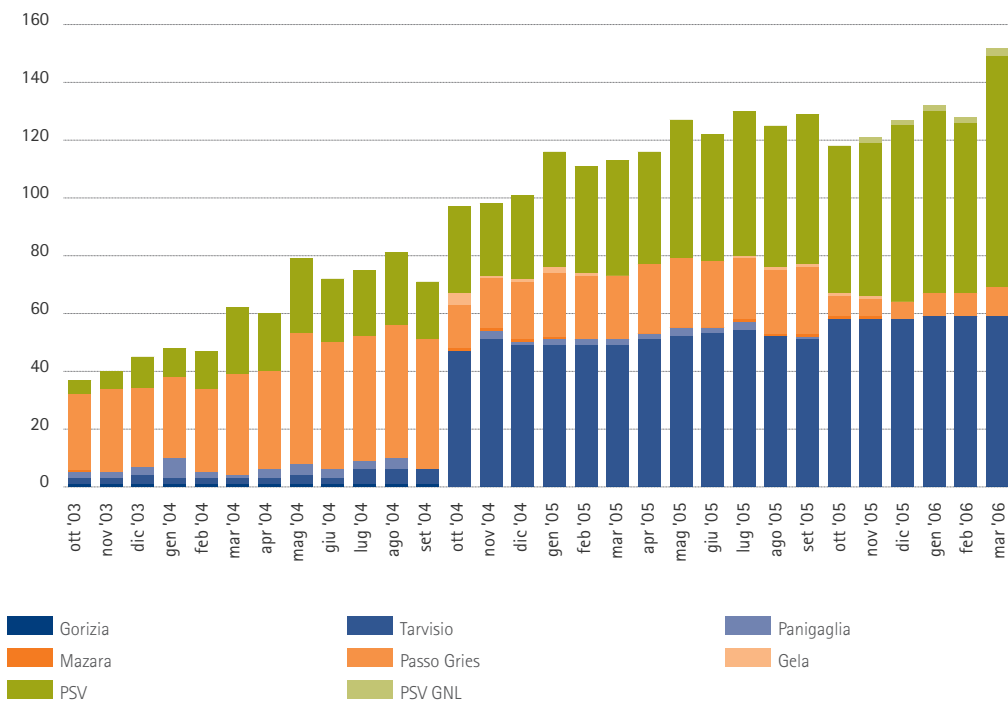


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.9

Transazioni lato Italia nel periodo ottobre 2003 – marzo 2006

Numero di transazioni per mese



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

mesi dell'anno termico 2005-2006, sino a marzo 2006, le transazioni di gas presso il PSV in termini di volumi hanno rappresentato poco più del 28% del totale movimentato (la quota sale a oltre il 50% se si considerano tutte le operazioni presso il PSV, comprese le consegne effettuate dall'operatore del terminale di Panigaglia). La figura mostra anche che la più ampia quota di volumi di gas scambiati, storicamente registrata presso il punto di entrata di Passo Gries, a partire dall'anno termico 2004-2005 si rileva invece presso Tarvisio; ciò in ragione principalmente delle operazioni di gas *release*

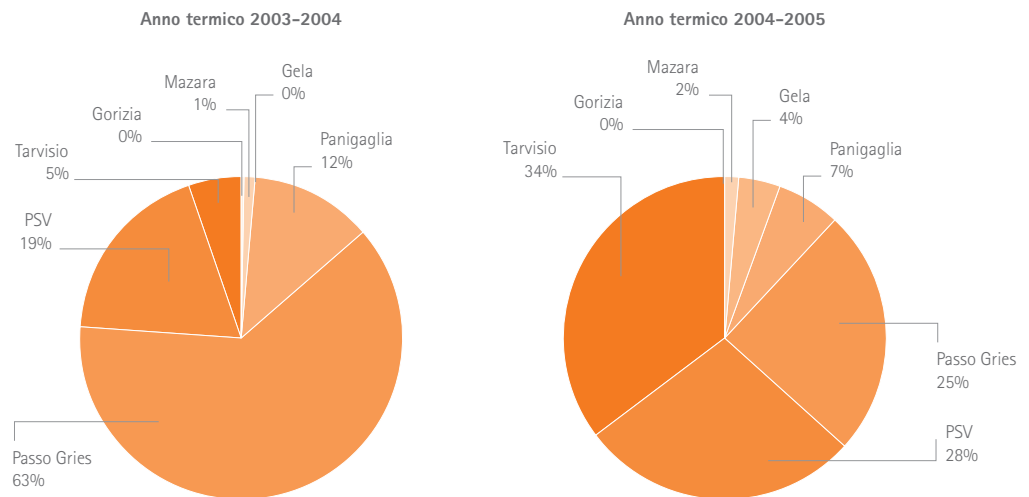
che avvengono presso questo punto di entrata della rete nazionale con consegne da parte di Eni agli altri operatori, come disposto dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM).

I dati relativi alle transazioni presso il PSV ordinate in base a classi di volumi (Fig. 3.11), mostrano che nel corso del 2005 la maggior parte delle transazioni è avvenuta per volumi di gas compresi tra i 50.000 e i 100.000 m³ standard. La classe rappresentata dalle transazioni di volumi superiori a 1 M(m³) standard è data dai volumi consegnati presso il PSV da GNL Italia agli utenti del servizio di rigassificazione.

FIG. 3.10

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

Confronto tra gli anni termici 2003-2004 e 2004-2005

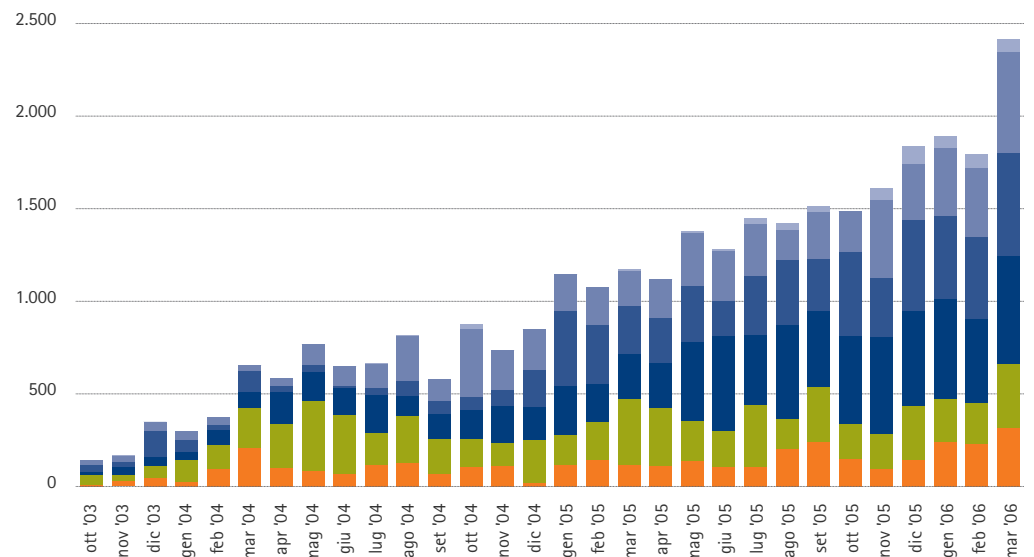
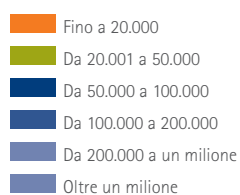


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.11

Frequenza dei volumi scambiati presso il PSV nel periodo ottobre 2003 – marzo 2006

Numero di transazioni per classi di volume di gas (valori in m³ standard da 38,1 MJ)



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

Mercato finale al dettaglio

Alla data dell'8 settembre 2005 le società autorizzate dal Ministero delle attività produttive a esercitare l'attività di vendita al mercato finale erano 409; è noto però che alcune di quante 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 106 venditori presenti nell'elenco di quelli autorizzati dal Ministero delle attività produttive; tra le società che hanno risposto all'indagine, inoltre, 40 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso del 2005. La lettura delle successive tavole 3.15 e 3.16, che illustrano in dettaglio le attività dei venditori, deve quindi tener conto dei limiti indicati.

L'indagine annuale dell'Autorità sul mercato del gas mostra una situazione relativa ai venditori decisamente meno dinamica di quanto è emerso nel caso dei grossisti. Rispetto al 2005, nella classe di operatori con vendite superiori a 1.000 M(m³) il numero

di società è rimasto invariato a 4, ma la sostituzione di Italgas Più (incorporata in Eni) con E.On Vendita ha condotto a una diminuzione del volume complessivamente venduto di quasi 4 G(m³); come conseguenza il volume medio unitario di vendita è sceso da 3,6 a 2,1 G(m³). Il gruppo di venditori medio-grandi, con vendite comprese tra 100 e 1.000 M(m³), è risultato invece in modesta crescita: il numero di operatori è aumentato da 37 a 40 e le vendite complessive sono rimaste sostanzialmente stabili a 11,8 G(m³); anche in questo caso, quindi, si è registrata una lieve diminuzione del volume medio unitario di vendita.

Il segmento della vendita appare meno concentrato dell'ingrosso: i primi 26 venditori coprono il 71% delle vendite complessivamente effettuate da questi operatori sul territorio nazionale, mentre è pari al 34% la quota del gruppo dei primi quattro venditori, composto da Enel Gas, Hera Comm Srl, E.On Vendita e Aem Acquisto e Vendita Energia Spa.

TAV. 3.15

Attività dei venditori nel periodo 2002–2005

	2002	2003	2004	2005
NUMERO DI OPERATORI	504	432	353	257
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m ³)	2	5	4	4
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m ³)	42	40	37	40
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m ³)	222	176	149	102
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m ³)	237	211	163	111
VOLUME VENDUTO G(m³)	26,6	33,0	31,4	24,9
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m ³)	7,5	15,8	14,6	8,5
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m ³)	11,2	11,1	11,6	11,8
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m ³)	6,8	5,2	4,6	4,2
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m ³)	1,0	0,8	0,7	0,3
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	53	76	89	97
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m ³)	3.756	3.169	3.640	2.135
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m ³)	267	279	313	295
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m ³)	31	30	31	42
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m ³)	4	4	4	4

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori

TAV. 3.16

Vendite dei maggiori
venditori nel 2005M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE ^{A)}
Enel Gas	67	4.422	4.488
Hera Comm	0	1.722	1.723
E.On Vendita	26	1.245	1.270
Aem Acquisto e Vendita Energia	-	1.059	1.059
Italcogim Vendite	-	812	812
Ascotrade	2	800	802
Fiorentina Gas Clienti	-	575	575
Napoletana Gas Clienti	-	522	522
Asm Energia e Ambiente	-	519	519
Toscana Gas Clienti	-	504	504
Arcalgas Energie	-	492	492
Edison Energia	-	418	418
ConsiaGas Servizi Energetici	-	376	376
Amps Energie	-	373	373
APS Trade	-	371	371
Edison Per Voi	4	365	369
MetaEnergy	-	348	348
Estgas	14	324	338
Trenta	-	331	331
Agsm Verona	-	314	314
Enercom	0	305	305
SGR Servizi	-	301	301
Erogasmet Vendita – Vivigas	1	298	298
Prometeo	3	263	267
Gas Plus Vendite	0	246	246
Sinergas	-	242	242
Altri	9	7.221	7.230
TOTALE	128	24.766	24.894

A) Gli acquisti interni da altri grossisti e/o venditori sono pari alla differenza tra vendite e approvvigionamenti.

Fonte: Elaborazione sui dati di indagini effettuate da AEEG

Mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali nel 2004

All'inizio dell'anno l'Autorità ha pubblicato i risultati di un'indagine sulla situazione del mercato della vendita di gas naturale in Italia. Sviluppata nel corso del 2005, essa ha fornito una disamina molto dettagliata del settore, basandosi su dati relativi all'anno 2004. Le principali informazioni e conclusioni sono riportate nel seguito.

Dinamica, localizzazione territoriale e dimensione delle imprese autorizzate alla vendita ai clienti finali

Il settore della vendita ai clienti finali è fortemente influenzato dal controllo esercitato da Eni, il maggiore operatore nazionale, su tutte le infrastrutture d'importazione. Eni continua a porre forti condizionamenti all'intera filiera del gas limitando, di fatto, le potenzialità di evoluzione del settore verso una maggior concorrenzialità. La mancanza di forniture autonome sul mercato internazionale del gas costringe le imprese autorizzate alla vendita nel mercato finale a rifornirsi di gas ricorrendo al mercato all'ingrosso, anch'esso alimentato principalmente dai quantitativi resi disponibili dall'operatore principale. A ciò si aggiunga che il settore del gas in Italia è stato storicamente caratterizzato dalla presenza di un numero elevato di imprese, operanti essenzialmente a livello locale, in condizioni di monopolio legale per le forniture cosiddette "civili" (domestiche e piccola industria-commercio) allacciate alle reti cittadine. L'avvento della liberalizzazione e l'introduzione del diritto di accesso dei terzi alle reti hanno sensibilmente modificato il quadro di riferimento anche se, a causa dell'eredità storica di un mercato polverizzato e della mancanza di un effettivo confronto concorrenziale per la conquista dei clienti finali, si assiste a tutt'oggi a una marcata segmentazione territoriale, soprattutto per il settore civile.

In questo contesto il mercato della vendita ai clienti finali mostra comunque segnali di evoluzione, in particolare una dinamica molto vivace come desumibile anche dalle autorizzazioni alla vendita (circa

400), rilasciate a livello nazionale dal Ministero delle attività produttive. Si evidenzia come da una parte vi sia un lento declino delle imprese presenti nel mercato che non hanno mantenuto l'autorizzazione alla vendita. Si tratta principalmente di imprese di piccole dimensioni, perlopiù piccoli Comuni che in precedenza gestivano direttamente il servizio integrato (distribuzione e vendita) e operatori privati, che hanno proceduto a cedere l'attività ad altri operatori di settore. A questo processo si aggiunge quello di aggregazione tra imprese ex municipalizzate, di un certo rilievo, che ha contribuito ad accelerare il processo di aggregazione in atto. Dall'altra parte, l'analisi delle autorizzazioni alla vendita rilasciate dal Ministero delle attività produttive evidenzia l'entrata di molte nuove imprese. Di queste solo una minima parte (poco meno del 15%) proviene dal settore della distribuzione del gas: la componente più cospicua è infatti costituita da imprese specializzate nella vendita di prodotti petroliferi (quasi il 40%). È da rilevare anche l'entrata di operatori elettrici (circa il 15%), soprattutto grossisti, oltre che di alcuni grandi operatori energetici esteri (per il 20%) e di società fornitrici di servizi energetici (per il restante 10%).

L'evoluzione del mercato della vendita di gas ai clienti finali mostra significative differenziazioni a livello locale, relativamente al numero e alla tipologia di imprese coinvolte nei processi di aggregazione e di entrata di nuove imprese. Nel Nord del paese si rileva l'ingresso di nuovi operatori, attratti dalle opportunità offerte dal mercato, mentre al Centro prevale un sostanziale processo di concentrazione. La situazione rimane pressoché invariata al Sud. Nel complesso si può dire che il mercato della vendita registra un lento processo di aggregazione, condotto soprattutto da parte delle imprese di maggiori dimensioni. Da rilevare, poi, è che l'entrata di nuovi operatori, ascrivibile alla possibilità di usufruire di margini ritenuti appetibili, nonostante la razionalizzazione dei costi infrastrutturali di sistema, si è rivelata poco redditiva

zia a causa delle notevoli difficoltà per i nuovi operatori ad avere immediata operatività in un settore ove non potessero vantare esperienza o canali di approvvigionamento consolidati.

Un ulteriore elemento di analisi in merito alle logiche di espansione delle imprese nel mercato del gas in Italia è desumibile anche dalla comparazione delle quote di mercato nazionali ove Eni si assesta al 40% circa, seguita da operatori, quali Enel, Edison, Hera Comm e Gaz de France, con quote di mercato decisamente più ridotte (comprese tra 12 e 1,5%). Sono comunque molti gli operatori che non arrivano all'1% dei volumi venduti a livello nazionale. Sotto il profilo della localizzazione delle imprese sul territorio, i dati a disposizione mostrano come Eni sia presente in tutte le regioni, con quota di mercato massima nel Basso Veneto (74%) e minima in Lombardia Orientale (21,2%). Gli altri operatori che detengono quote nazionali significative (superiori all'1,5%) e con attività pluriregionale evidenziano, invece, una presenza rilevante solo in alcune aree del territorio nazionale.

Il dettaglio delle quote di mercato, approfondito distinguendo tra consumatori allacciati alle reti di distribuzione o alle reti di trasporto, mostra come Eni, tramite Italgas Più, mantenga una quota di poco superiore al 22% delle vendite alla clientela allacciata alle reti di distribuzione; i restanti operatori possiedono ciascuno quote inferiori al 10%. Il livello di concentrazione delle imprese risulta complessivamente moderato, data la suddivisione geografica del paese. Il dato, però, deve essere apprezzato tenendo conto della condizione di assoluta predominanza, a livello locale, di molte imprese che, in alcuni casi, arrivano a detenere quote di mercato anche prossime al 100%.

Per quanto concerne le vendite ai clienti allacciati alle reti di trasporto (prevalentemente clienti industriali e termoelettrici) si nota che Eni detiene il 65% del mercato nazionale ed è presente in tutte le regioni, mentre i restanti operatori posseggono quote di mercato nazionali tutte inferiori al 5% a

eccezione di Enel Trade che ha il 20%. Sotto il profilo territoriale si osserva una maggiore concentrazione rispetto alla rete di distribuzione, con Eni presente su tutto il territorio nazionale e una minore incidenza delle altre numerose imprese, poche delle quali operative su scala nazionale.

Vendita ai clienti finali:

tassi di *switching* e prezzi di fornitura

Una rappresentazione sintetica dell'evoluzione competitiva del mercato è espressa anche dall'intensità con la quale i clienti gas fanno ricorso a forniture alternative a quella dell'operatore più importante nel mercato (*incumbent* nazionale o locale, in precedenza integrato con le reti di trasporto o di distribuzione), il cosiddetto tasso di *switching*. I dati relativi al numero di consumatori che hanno cambiato fornitore almeno una volta tra la data di avvio formale del processo di liberalizzazione (entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, 21 giugno 2000) e l'1 giugno 2005, sono stati raccolti dall'Autorità attraverso una specifica indagine, descritta in dettaglio più avanti nel Capitolo. Gli esiti dell'indagine mostrano comunque come il tasso di *switching* dipenda dalla dimensione dei consumatori.

Per comprendere la situazione del mercato della vendita del gas risulta interessante, infine, analizzare i prezzi medi di fornitura praticati ai clienti finali suddivisi per classi di consumo. I dati mostrano come la variabilità dei prezzi tenda a diminuire all'aumentare delle classi di consumo, risultando minima per consumi superiori ai 200 M(m³)/anno. Per bassi consumi (inferiori a 500 m³/anno) si riscontrano prezzi medi più elevati, che si rivelano anche molto diversificati tra i principali venditori considerati.

Più in generale si riscontra che le classi soggette a tutela regolatoria (consumi inferiori a 200.000 m³/anno), pur risultando sostanzialmente allineate alle condizioni economiche fissate dal regolatore, mostrano una variabilità di prezzo nettamente su-

periore a quella delle classi successive, che sono soggette a libero mercato. Ciò è naturalmente imputabile alle differenze nei costi di rete, in particolare alla variabilità delle tariffe di distribuzione e alla progressiva riduzione dell'incidenza dei corrispettivi fissi al crescere dei volumi. Dai dati si rileva anche una variabilità più accentuata (rispetto alla classe di consumo che segue e precede) per la classe di consumo tra 200.000 e 2 M(m³)/anno; le differenze tra i prezzi offerti dai principali operatori sono riconducibili, oltre che alla varietà dei profili di prelievo dei clienti compresi in questa classe, anche agli spazi di azione commerciale connessi, per esempio, con la durata del contratto, con il rinnovo tacito, con la possibilità di recesso anticipato, con la possibilità di rinegoziazione delle condizioni contrattuali. Tende inoltre ad affermarsi, seppure in misura limitata, una certa differenziazione del servizio da parte delle imprese che propongono combinazioni innovative di prezzo (introduzione di *bonus*, premi di attivazione, fedeltà e regolarità nei pagamenti, prepagato, offerta *dual fuel* ecc.) e/o servizi offerti (sportello *on line*, numero verde anche per la gestione dei contratti, monitoraggio dei consumi *on line*, consulenza per l'ottimizzazione energetica ecc.) che possono incidere, in misura variabile a seconda dei casi, sulla determinazione del prezzo finale.

Una situazione diversa caratterizza invece i segmenti relativi ai grandi consumatori (oltre i 2 M(m³)/anno), ove la bassa variabilità dei prezzi si associa alla maggiore concentrazione del mercato: pochi operatori, ciascuno con quote elevate. Ciò può essere il risultato, ancora una volta, delle scelte strategiche attuate dall'operatore più importante che si concentra in questo segmento nel quale detiene quote di mercato quasi sempre superiori al 50%, lasciando agli altri operatori la possibilità di soddisfare buona parte della domanda per le classi di consumo inferiori. Tale scelta strategica è anche dipendente dai tetti *antitrust* che pongono all'*incumbent* limiti all'attività di vendita: costretto ad abbandonare quote di mer-

cato, esso ha lasciato meno presidati alcuni segmenti del mercato. Questi spazi sono quindi stati occupati da altre imprese che agiscono con logiche commerciali differenziate, in termini di prezzo e pacchetti offerti, sfruttando anche i margini originati dalla riduzione delle tariffe di trasporto e stoccaggio operata dagli interventi regolatori.

Sembrerebbe quindi emergere con evidenza, anche dall'esame dei prezzi medi, come solo per il settore industriale si possa riscontrare una presenza significativa di offerte variegata dal punto di vista commerciale; per le categorie di consumo inferiore, allacciate alle reti di distribuzione, prevalgono invece offerte meno concorrenziali, generalmente allineate a quelle fissate dall'Autorità.

Conclusioni

In conclusione, il mercato risulta contraddistinto, da un lato, dalla predominanza dell'operatore dominante in tutte le fasi della filiera e in particolare in quella dell'approvvigionamento, dall'altro da una struttura di offerta frammentata ed essenzialmente a carattere locale. La struttura di mercato è segmentata territorialmente, con operatori orientati principalmente al consolidamento delle proprie posizioni a livello locale e che nella maggior parte dei casi appartengono allo stesso gruppo industriale del gestore della rete di distribuzione, ponendo ulteriori difficoltà all'entrata per i nuovi operatori. Tutto ciò è confermato dai bassi tassi di *switching* dei clienti allacciati a tali reti e dalla scarsità di politiche commerciali destinate a tale segmento di clientela, con condizioni di prezzo allineate a quelle stabilite dall'Autorità. Gli operatori nuovi entranti hanno concentrato la loro attività (con disponibilità di gas comunque limitate) sui clienti medio grandi, per i quali si assiste al processo di diversificazione commerciale, mentre per le categorie di consumo elevate l'operatore più importante determina il prezzo di riferimento del mercato, avvalendosi anche degli indubbi vantaggi che possiede nella fase *upstream*.

Tassi di switching dei consumatori finali

Un indicatore significativo del grado di evoluzione competitiva del mercato è espresso dall'intensità con la quale i clienti finali di gas fanno ricorso a forniture alternative rispetto a quelle garantite dall'operatore preesistente (*incumbent* a livello nazionale o locale, in precedenza integrato con le reti di trasporto o di distribuzione). Tale indicatore, già oggetto di monitoraggio sistematico da parte sia dei regolatori internazionali, in particolare quelli anglo-americani, sia delle istituzioni dell'Unione europea, consente di sintetizzare il grado di effettiva possibilità per il cliente finale di beneficiare di offerte alternative sul mercato.

Anche l'Autorità si è attivata in questo ambito, attraverso una specifica indagine rivolta ai gestori delle reti di trasporto e distri-

buzione, raccogliendo dati relativi al numero di consumatori che hanno cambiato fornitore, almeno una volta, tra la data di avvio formale del processo di liberalizzazione (entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, 21 giugno 2000) e l'1 giugno 2005, nonché i relativi volumi. Nello specifico l'indagine è stata condotta classificando i clienti finali in base a due precise caratteristiche: l'area territoriale di ubicazione⁷ e la classe di consumo annuo (distinguendo tra piccoli, medi e grandi clienti).

Nella tavola 3.17 sono riportati gli esiti dell'indagine. In particolare sono riportate le percentuali di consumatori che hanno cambiato fornitore (tassi di *switching*), con riferimento ai punti di riconsegna attivi all'1 giugno 2005⁸ e alle quantità di gas ivi erogate annualmente.

Dall'esame dei dati raccolti è stato possibile evidenziare alcuni im-

TAV. 3.17

Situazione cambi di fornitore al 1° giugno 2005

AREA DI USCITA DALLA RETE NAZIONALE	NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA ATTIVI AL 1° GIUGNO 2005 OGGETTO DI CAMBIO FORNITORE ^(A)				QUANTITÀ EROGATE ANNUALMENTE (m ³) OGGETTO DI CAMBIO FORNITORE ^(B)			
	< 5.000 m ³ /anno	> 5.000 e < 200.000 m ³ /anno	> 200.000 m ³ /anno	Totale	< 5.000 m ³ /anno	> 5.000 e < 200.000 m ³ /anno	> 200.000 m ³ /anno	Totale
A Friuli Venezia Giulia	1,25%	9,48%	31,71%	1,53%	1,47%	13,78%	24,46%	18,01%
B Trentino Alto Adige e Veneto	0,30%	2,96%	15,87%	0,42%	0,39%	4,83%	31,13%	17,58%
C Lombardia Orientale	0,21%	1,48%	18,48%	0,27%	0,25%	3,64%	26,78%	13,91%
D Lombardia Occidentale	1,12%	3,66%	28,67%	1,23%	1,03%	7,72%	44,98%	28,87%
E1 Nord Piemonte	0,11%	1,97%	17,97%	0,19%	0,15%	3,37%	49,36%	29,02%
E2 Sud Piemonte e Liguria	1,11%	8,13%	24,42%	1,31%	1,65%	13,33%	77,72%	58,72%
F Emilia e Liguria	1,63%	4,26%	22,44%	1,74%	1,66%	5,93%	56,59%	32,63%
G Basso Veneto	0,97%	4,98%	15,87%	1,12%	0,92%	6,92%	71,41%	58,85%
H Toscana e Lazio	0,54%	4,29%	21,34%	0,63%	0,61%	7,42%	50,62%	37,47%
I Romagna	0,05%	1,35%	23,44%	0,11%	0,06%	3,45%	53,42%	40,86%
L Umbria e Marche	0,19%	2,01%	16,14%	0,24%	0,30%	2,91%	53,02%	35,58%
M Marche e Abruzzo	1,74%	5,61%	30,30%	1,82%	1,57%	7,31%	39,53%	27,93%
N Lazio	0,08%	3,59%	16,78%	0,15%	0,16%	5,56%	32,25%	13,30%
O Basilicata e Puglia	0,10%	1,06%	21,48%	0,11%	0,13%	2,25%	19,53%	13,15%
P Campania	0,11%	4,06%	24,68%	0,15%	0,19%	4,94%	34,83%	22,98%
Q Calabria	0,00%	0,74%	12,96%	0,01%	0,01%	1,25%	88,38%	73,70%
R Sicilia	0,08%	0,02%	25,95%	0,08%	0,08%	0,40%	66,26%	57,68%
TOTALI	0,64%	3,57%	22,16%	0,73%	0,76%	6,28%	52,67%	35,58%

A) Si intendono i punti di riconsegna verso clienti finali (clienti diretti) che hanno cambiato fornitore tra l'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00 (21 giugno 2000) e il 1° giugno 2005. Sono esclusi i mutamenti dovuti a trasformazioni societarie del venditore.

B) Si intendono le quantità erogate in un intero anno termico, con riferimento ai dati disponibili più aggiornati (ove possibile, l'anno termico 2003-2004).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

⁷ Aree di uscita dalla rete di trasporto nazionale, come definite dalla delibera dell'Autorità 14 luglio 2004, n. 113.

⁸ Punti in cui avviene l'erogazione del gas naturale presso i consumatori finali allacciati alle reti di trasporto o distribuzione. I dati si riferiscono a una popolazione di 16,7 milioni di clienti finali aventi consumi complessivi pari a circa 70 G(m³).

portanti fattori distintivi che caratterizzano le diverse categorie di clienti finali. Per quelli di piccole dimensioni (con consumi inferiori a 5.000 m³/anno), a livello nazionale si presenta una scarsa diffusione del fenomeno di cambio del fornitore, che interessa solo lo 0,6% di tale categoria (0,8% in termini di volumi di gas). Va tuttavia rilevato che, rispetto al dato nazionale, nelle regioni del Centro-Nord, oltre a manifestarsi una dinamica complessiva più consistente, perlomeno in termini assoluti (circa 100.000 piccoli clienti hanno cambiato fornitore), vi è il caso delle grandi aree urbane (Milano, Genova e Bologna), caratterizzate da una campagna di acquisizione di circa 30.000 clienti domestici (riconducibile principalmente a Enel Gas). In altre zone sono essenzialmente gli operatori locali che contribuiscono a movimentare i cambi di fornitura, anche se tale attività risulta, a parte qualche eccezione, alquanto modesta. Allo stesso tempo va osservato che esistono aree del paese (principalmente al Sud, ma non solo) in cui i tassi di *switching* sono molto bassi o prossimi allo zero, mentre in alcune zone le effettive possibilità di cambiare fornitore restano puramente teoriche per la clientela, che si affida all'operatore locale tradizionale il quale rimane, pertanto, l'unico fornitore⁹.

Per clienti finali medio-grandi (con consumo annuo compreso tra 5.000 e 200.000 m³) si riscontrano tassi di *switching* lievemente più elevati, rispetto al caso precedente, ma comunque alquanto modesti: in particolare il 3,6% di tali consumatori ha cambiato fornitore. La loro incidenza, in termini di volumi di gas, è pari al 6,3% dei consumi nazionali della categoria. Anche in questo contesto, riguardo alla distribuzione territoriale del fenomeno valgono, in gran parte, le considerazioni sopra esposte rispetto ai piccoli clienti, a parte i dati desumibili per alcune aree territoriali quali Friuli Venezia Giulia e Sud Piemonte-Liguria, che evidenziano valori maggiori del doppio delle medie nazionali.

I dati mostrano per i grandi clienti finali (consumo superiore a 200.000 m³/anno) un quadro decisamente diverso. Nel periodo compreso tra il mese di giugno 2000 e il mese di giugno 2005, a livello nazionale il 22% di tali consumatori (quasi uno su quattro) ha cambiato fornitore. In termini di volumi di gas, il 53% delle quantità consumate annualmente dalla categoria è stato oggetto di cambio di fornitore, con alcune aree, quali in particolare il Sud Piemonte, la Liguria, l'Emilia e il Basso Veneto, che presentano tassi nettamente superiori a tale media. Poiché in questa categoria rientrano molti

clienti finali allacciati direttamente alle reti di trasporto (nazionale e regionale), risulta utile anche in questo caso distinguere l'analisi tra tali consumatori e quelli allacciati alle reti di distribuzione locali. Dai dati raccolti emergono differenze significative tra le due sottocategorie. In particolare i clienti allacciati alle reti di trasporto che hanno cambiato fornitore sono il 37% (57% in termini di volumi), mentre quelli allacciati alle reti di distribuzione che hanno effettuato il cambio sono il 16% (24% in termini di volumi).

Più in generale, quanto sopra esposto indica che le imprese venditrici di gas hanno concentrato l'attività di acquisizione di "nuova" clientela sui grandi consumatori (oltre 200.000 m³/anno), mentre risulta molto modesta la dinamica delle altre categorie. I cambi di fornitore, poi, benché associabili essenzialmente a vantaggi sui prezzi offerti, in realtà sono condizionati da più fenomeni.

In particolare, la scarsissima "mobilità" dei piccoli clienti finali (ovvero con consumi inferiori a 5.000 m³/anno), costituiti principalmente da famiglie, è riconducibile in buona parte ai seguenti fattori:

- il legame storico che lega tali consumatori al proprio fornitore di gas locale;
- la conoscenza incompleta delle opportunità derivanti dalla liberalizzazione;
- il contenuto impatto economico di eventuali sconti proposti data l'esiguità degli stessi, anche tenendo conto delle difficoltà a valutare l'effettiva convenienza nell'attuare il cambio fornitore e i modesti quantitativi di gas consumato;
- il temuto peggioramento della qualità del servizio con un nuovo operatore;
- la modesta disponibilità di offerte contrattuali alternative a quella dell'operatore tradizionale, dato che i nuovi venditori hanno concentrato l'offerta sui clienti aventi consumi più elevati o hanno rilevato quote di mercato attraverso l'acquisizione delle imprese di vendita.

Risultano invece meno motivati, almeno dal punto di vista economico, i bassi tassi di *switching* registrati per le utenze intermedie (comprese tra 5.000 e 200.000 m³/anno), tra le quali figurano, oltre che consumatori domestici, anche esercizi commerciali e piccole imprese industriali, quasi sempre allacciate alle reti di distribuzione locali.

In questo caso sembrano determinanti i seguenti elementi:

⁹ Caso a parte è rappresentato, per esempio, dalla legge regionale siciliana 26 marzo 2002, n. 2, *Disposizioni programmatiche e finanziarie per l'anno 2002* (art. 65), la quale ha previsto il mantenimento di soglie di idoneità di consumo diverse da quelle del decreto legislativo n. 164/00, e riferite alle dimensioni del singolo comune.

- la modesta conoscenza, da parte di tali consumatori, delle problematiche connesse con l'ottimizzazione nell'utilizzo delle fonti energetiche;
- l'irrilevante impatto degli sconti proposti, come nella classe di consumo precedente;
- la limitata disponibilità di proposte commerciali alternative a quella dell'operatore principale;
- la maggiore complessità delle procedure di accesso, da parte delle società di vendita, alle reti di distribuzione rispetto alle reti di trasporto, sulle quali sono ubicati quasi tutti i clienti della categoria in esame;
- la delicata posizione delle imprese di distribuzione, le quali sono chiamate sia a garantire l'accesso alle reti a tutte le società di vendita a parità di condizioni sia, nello stesso tempo, a rispondere agli interessi dell'azionista di riferimento; quest'ultimo, nella maggior parte dei casi, controlla anche l'impresa di vendita precedentemente integrata con la stessa impresa di distribuzione (*incumbent* locale).

Infine, come detto, si rileva l'alta dinamicità dei grandi consumatori (oltre 200.000 m³/anno). Si tratta di un risultato atteso, in ragione della forte attrattività reddituale che tali clienti esercitano sulle società di vendita, in virtù dei loro elevati volumi unitari. Le notevoli differenze nei tassi di *switching* riscontrate tra i consumatori allacciati alle reti di trasporto e quelli allacciati alle reti di distribuzione

lasciano scorgere l'influenza, anche in tale caso, delle caratteristiche delle infrastrutture e delle regole che ne disciplinano l'utilizzo. In questo senso, la maggiore dinamicità dei clienti ubicati sulle reti di trasporto risulta immediatamente riconducibile al fatto che le relative forniture implicano procedure (di accesso) più dirette, omogenee e collaudate di quelle necessarie a rifornire i consumatori ubicati sulle reti di distribuzione; infatti queste ultime, al di là dell'evoluzione del quadro regolatorio, sono articolate e differenziate in funzione del singolo gestore della rete locale¹⁰.

I risultati dell'analisi dei cambi di fornitura, verificatisi nel quinquennio successivo all'avvio del processo di liberalizzazione, hanno pertanto permesso di delineare un duplice quadro. Da una parte vi sono i clienti caratterizzati da consumi modesti (principalmente la clientela domestica) che evidenziano tassi di *switching* estremamente bassi, quasi nulli. I dati mostrano sensibili differenze territoriali evidenziando per il Centro-Nord, in media, una maggiore intensità nel processo di sostituzione del fornitore tradizionale, soprattutto in alcuni centri urbani. Dall'altra, per consumi medio-grandi, tale dinamica presenta tassi percentuali elevati in termini assoluti e superiori alla media soprattutto al Nord.

Appare determinante, in tutti i casi, un ruolo prevalentemente attivo dei consumatori finali, con una generale tendenza, per quanto riguarda le imprese di vendita, a concentrarsi sui grandi clienti, per lo più direttamente allacciati alle reti di trasporto.

La liberalizzazione nel settore del gas secondo l'indagine Energy 2005

Interessante risulta confrontare i dati appena visti dell'indagine dell'Autorità sullo *switching* con quelli emersi dall'indagine multicliente Energy 2005, realizzata da GfK-EURISKO sulla domanda di energia e gas nelle aziende italiane, alla quale l'Autorità ha partecipato. L'indagine è stata condotta su un campione rappresentativo dell'intera clientela nazionale non domestica (2.700 unità locali delle imprese italiane a livello nazionale), stratificato per area geografica, settore merceologico e classe di addetti. Scopo dell'indagine era fornire una fotografia della conoscenza della liberalizzazione del mercato energetico ed esaminare il com-

portamento dei clienti di fronte a essa.

Per quanto riguarda il primo obiettivo, il settore del gas presenta una situazione dalle caratteristiche simili a quanto rilevato nel mercato elettrico: il 63% è a conoscenza degli sviluppi occorsi nel mercato del gas, con una maggior consapevolezza da parte delle unità locali con consumi superiori a 10.000 m³/annui. Rispetto al settore elettrico, è più contenuta la *leadership* di un unico fornitore, soprattutto per le unità con consumi superiori a 100.000 m³/annui.

A seguito della liberalizzazione, il 4% dei clienti non domestici ha sottoscritto un nuovo contrat-

¹⁰ Si ricorda che attualmente il numero di imprese di distribuzione è superiore alle 400 unità, mentre ammonta a pochissime unità il numero delle imprese di trasporto.

TAV. 3.18

Grado di conoscenza della liberalizzazione

Percentuali di risposte alla domanda: "Lei sa che le aziende possono scegliere liberamente il proprio fornitore di gas?"

	UNITÀ LOCALI CON CONSUMI ANNUI					Totale
	Fino a 2.500 m ³	Da 2.501 a 10.000 m ³	Da 10.001 a 100.000 m ³	Da 100.001 a 500.000 m ³	Oltre 500.000 m ³	
Si, lo so	60,02	64,92	78,62	91,92	98,53	66,85
No, non lo sapevo	39,98	35,08	21,38	8,08	1,47	33,15

Fonte: Indagine multicliente Energy 2005.

TAV. 3.19

Metodo di conoscenza della liberalizzazione

Percentuali di risposte alla domanda: "Come siete venuti a conoscenza della liberalizzazione del mercato del gas?"

	UNITÀ LOCALI CON CONSUMI ANNUI					Totale
	Fino a 2.500 m ³	Da 2.501 a 10.000 m ³	Da 10.001 a 100.000 m ³	Da 100.001 a 500.000 m ³	Oltre 500.000 m ³	
Comunicazione da parte del proprio fornitore di energia	7,74	1,03	2,76	2,55	5,25	4,07
Comunicazione da parte di altri fornitori di energia	2,5	6,66	10,28	13,42	21,02	7,26
Comunicazione da parte di associazioni di categoria/associazioni industriali	3,04	5,09	11,58	31,58	36,41	6,22
Dai siti Internet dei fornitori di energia elettrica	3,2	0,64	1,27	3,73	12,64	1,54
Pubblicità	33,36	35,75	39,73	33,75	13,01	39,56
Articoli sui giornali/Riviste	35,44	50,30	41,41	28,86	31,43	33,99
Passaparola	12,22	8,63	2,74	0,18	6,55	10,27
Attraverso media TG/TV	12,17	8,69	3,64	0,53	1,50	7,01

Fonte: Indagine multicliente Energy 2005.

to (la maggioranza cambiando il fornitore) motivato da condizioni contrattuali più vantaggiose e di fatto il 59% ha potuto rilevare una diminuzione della spesa percepita (in media del 13%).

Per la maggioranza dei clienti fino a ora comunque non è cambiato nulla in seguito alla liberalizzazione; la mancanza di informazione sui fornitori presenti in zona, i consumi contenuti e la soddisfazione per il fornitore attuale sono tra i principali motivi che hanno contribuito al mantenimento dello *status quo*. A essi si aggiungono una riduzione dei costi giudicata da alcuni troppo contenuta, la poca chiarezza delle condizioni contrattuali e una mancanza di contatto da parte di nuovi fornitori.

In generale i clienti non domestici sono soddisfatti dei fornitori attuali (il 23% manterrebbe l'operatore consueto anche di fronte a nuove proposte e un'analoga quota lo consiglierebbe ad altri), ed è

evidente l'esistenza di margini di crescita del mercato, con possibilità reali di sottoscrizione di nuovi contratti a favore di nuovi fornitori.

Il principale motore al cambio ovviamente è la maggior convenienza, ambita dal 91% del campione (e attesa nella misura di uno sconto medio pari al 24%). Mentre fattori che vengono indicati come altri *driver* potenzialmente determinanti nella scelta di un nuovo fornitore sono: la garanzia della qualità del servizio (37%); l'assistenza e la qualità del personale (30%); la personalizzazione del contratto (26%); la comodità di avere un unico fornitore per l'energia elettrica e per il gas (24%); la semplificazione burocratica (23%). Il servizio di distribuzione del gas viene valutato molto positivamente sia per la continuità e la flessibilità della fornitura sia per la capacità di risolvere eventuali guasti in tempi brevi.

TAV. 3.20

Comportamento di fronte alla liberalizzazione

Percentuali di risposte alla domanda: "La vostra azienda come si è comportata a fronte della liberalizzazione del mercato?"

	UNITÀ LOCALI CON CONSUMI ANNUI					Totale
	Fino a 2.500 m ³	Da 2.501 a 10.000 m ³	Da 10.001 a 100.000 m ³	Da 100.001 a 500.000 m ³	Oltre 500.000 m ³	
Ha sottoscritto un nuovo contratto con un nuovo fornitore	1,63	0,35	3,77	24,81	37,75	2,86
Ha sottoscritto un nuovo contratto con un nuovo fornitore ma poi è tornato al precedente	0	0	0	0	0,45	0
Ha sottoscritto un nuovo contratto con il vecchio fornitore	0,39	2,73	1,32	13,76	13,69	1,55
Non ha fatto nulla ha mantenuto il vecchio fornitore	97,98	96,93	94,91	61,44	48,11	95,59

Fonte: Indagine multicliente Energy 2005.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto

Il 30 settembre 2005 si è concluso il primo periodo di regolazione delle tariffe di trasporto del gas naturale. Nel marzo 2005 l'Autorità ha quindi avviato il procedimento di revisione della disciplina per la determinazione delle tariffe di trasporto che è giunto a conclusione nel mese di luglio e cioè, come di consueto, prima dell'inizio del nuovo anno termico allo scopo di permettere agli utenti del servizio la migliore pianificazione dei propri investimenti. Per la determinazione dei livelli tariffari l'Autorità ha disposto nuovi criteri e nuovi principi, anche se non sono sostanzialmente mutate la struttura e l'articolazione tariffaria, che restano basate su corrispettivi per la componente *commodity* e corrispettivi unitari per la componente *capacity* (sia per la rete nazionale, sia per quel-

la regionale) differenziata per i punti di entrata e uscita dalla rete nazionale. Le principali novità (il processo di revisione e il nuovo sistema tariffario sono descritti in dettaglio nel Capitolo 3 del secondo volume di questa *Relazione Annuale*) hanno riguardato: la valorizzazione dei costi di trasporto in controflusso; la previsione di un servizio di trasporto di tipo interrompibile; la definizione di corrispettivi specifici per il transito di gas e per il servizio di misura; la definizione di una tariffa regionale unica a livello nazionale. I nuovi livelli tariffari che si sono determinati a seguito della verifica delle proposte degli operatori sono illustrati nella tavola 3.21. La revisione della disciplina tariffaria del trasporto ha consentito, a volumi costanti di gas trasportato, una riduzione dei ricavi pari al 3,9% in termini nominali e al 5,9% in termini reali, considerando un'inflazione pari al 2%.

TAV. 3.21

Tariffe di trasporto e dispacciamentoCorrispettivi *commodity*; anno termico 2005-2006Corrispettivi unitari di capacità sulla rete nazionale; anno termico 2005-2006; €/anno/m³ standard/giorno

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI (€/GJ)	
CV	0,158444
CVP	0,018596

CPE – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA					
5 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione					
Mazara del Vallo	2,079495	Tarvisio	0,677268		
Gela	1,913407	Gorizia	0,418577		
Passo Gries	0,319976				
1 punto dall'impianto di rigassificazione GNL					
GNL panigaglia	0,455039				
Hub stoccaggio					
Stoccaggi Stogit/ Edison Stoccaggio	0,203371				
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	0,058425	Alfonsine, Casalborsetti, Certaldo, Correggio, Cotignola, Manara, Montenevoso, Muzza, Pomposa, Ravenna Mare, San Potito, Santerno, Scandiano, Spilamberto, Tresigallo-Sabbioncello, Vittorio V.-S. Antonio-S. Andrea	0,203649		
Calderasi-Monteverde, Ferrandina, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	0,833217	Larino, Fonte Filippo, Poggiofiorito, Reggente, S. Salvo-Capello, Santo Stefano Mare	0,596610		
Rubicone	0,162629	Falconara, Fano	0,444276		
Carassai, Cellino, Fontevecchia, Grottamare, Montecosaro, Pineto, Rapagnano, San Benedetto del Tronto, San Giorgio Mare, Settefinestre-Passatempo	0,633615	Candela, Masseria Spavento, Roseto-Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,671351		
Crotone, Hera Lacinia, Lavinia	1,604398	Bronte, Gagliano, Mazara-Lippone, Noto	1,677216		
CPU – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
5 punti di interconnessione con le esportazioni					
Bizzarone	1,545288	Passo Gries	1,158986		
Gorizia	0,877378	Tarvisio	0,548865		
Repubblica San Marino	0,740740				
17 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Friuli Venezia Giulia	A	0,608200	Romagna	I	0,543436
Trentino Alto Adige e Veneto	B	0,764898	Umbria e Marche	L	0,431834
Lombardia Orientale	C	0,833515	Marche e Abruzzo	M	0,420930
Lombardia Occidentale	D	0,986361	Lazio	N	0,486475
Nord Piemonte	E1	1,207823	Basilicata e Puglia	O	0,595535
Sud Piemonte e Liguria	E2	0,986361	Campania	P	0,374072
Emilia e Liguria	F	0,764898	Calabria	Q	0,374072
Basso Veneto	G	0,642688	Sicilia	R	0,152610
Toscana e Lazio	H	0,653296			

TAV. 3.21 SEGUE

Tariffe di trasporto e dispacciamento

Corrispettivi unitari di capacità sulla rete regionale; anno termico 2005-2006; €/anno/m³ standard/giorno

CRr	
Comunità Montana della Valtellina di Sondrio	4,477873
Netenergy Service	0,058400
Retragas	1,810070
Snam Rete Gas	1,265192
Società Gasdotti Italia e Consorzio Frosinone	2,161763

Tariffa interrompibile di Snam Rete Gas riduzione percentuale dei corrispettivi Cpe

CASI DI INTERROMPIBILITÀ	RIDUZIONE %
Interrompibilità annuale di primo livello per un'interruzione massima di 30 giorni con preavviso entro le ore 12:00 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio della interruzione	10
Interrompibilità stagionale di primo livello per un'interruzione massima di 40 giorni con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio della interruzione	10
per un'interruzione senza preavviso per effetto dell'assenza di un flusso fisico netto in uscita nel punto di riconsegna di Vittorio Veneto (REMI 34569001)	10
Interrompibilità annuale di secondo livello per un'interruzione massima di 60 giorni con preavviso entro le ore 12:00 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio della interruzione	20
Interrompibilità stagionale di secondo livello per un'interruzione massima di 60 giorni con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio della interruzione	20

GNL

Nel corso del 2005 si è concluso anche il primo periodo di regolazione per l'utilizzo dei terminali GNL. Pure in questo caso l'Autorità ha predisposto per tempo i criteri per la formulazione delle tariffe di rigassificazione. Per la determinazione dei livelli tariffari sono stati fondamentalmente confermati i meccanismi già in vigore nel primo periodo regolatorio. In aggiunta, data la necessità di nuova capacità di rigassificazione, si è previsto il riconoscimento di un ricavo addizionale a fronte della realizzazione di nuovi investimenti, anche in corso d'opera (il processo di revisione e il nuovo sistema tariffario sono descritti in dettaglio nel Capitolo 3 del secondo volume di questa *Relazione Annuale*).

Il nuovo sistema tariffario si articola su un corrispettivo unitario associato alle capacità di rigassificazione impegnate contrattualmente, e su un corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi delle navi metaniere. A questi, si affiancano altri due corrispettivi specifici associati all'energia dei gas rigassificati. Nel caso di servizio di rigassificazione su base *spot*, cioè non continuativo, il corrispettivo di impegno è scontato del 30%.

Alla fine di settembre 2005 l'Autorità ha determinato d'ufficio i li-

velli tariffari per il servizio di rigassificazione per l'anno termico 2005-2006 (Tav. 3.22 e Tav. 3.23) a seguito del rigetto della proposta tariffaria di GNL Italia, l'unico operatore della rigassificazione attualmente operante. Le tariffe approvate sono mediamente inferiori del 21% rispetto a quelle precedentemente in vigore. Infatti, sulla base delle nuove tariffe, il costo medio di rigassificazione passa dai 0,8494 c€/m³ del 2004-2005 ai 0,6711 c€/m³ del 2005-2006.

Stoccaggio

Il 31 marzo 2006 si è concluso anche il primo periodo di regolazione tariffaria dello stoccaggio. Il processo di revisione dei criteri per la formulazione delle tariffe di stoccaggio è terminato il 3 marzo 2006, quando l'Autorità ha fissato la nuova disciplina tariffaria per questo servizio (il processo di revisione e il nuovo sistema tariffario sono descritti in dettaglio nel Capitolo 3 del secondo volume di questa *Relazione Annuale*). Sono stati previsti una tariffa unica nazionale (contemperata da un sistema di perequazione per garantire agli operatori il recupero dei ricavi derivanti da costi territorialmente differenti) e un sistema di incentivi per favorire la realizzazione di nuova capacità di stoccag-

TAV. 3.22

Tariffa di rigassificazione per il servizio continuativo per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di GNL Italia

Anno termico 2005-2006

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (€/m ³ liquido)	2,814806
Corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi	Cna (€/approdo)	17.477,786218
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (€/GJ) CVLP (€/GJ)	0,036556 0,004424
Quota percentuale a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale	per m ³ consegnato	2%

TAV. 3.23

Tariffa di rigassificazione per il servizio su base spot per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di GNL Italia

Anno termico 2005-2006

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (€/m ³ liquido)	1,970364
Corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi	Cna (€/approdo)	17.477,786218
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (€/GJ) CVLP (€/GJ)	0,036556 0,004424
Quota percentuale a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale	per m ³ consegnato	2%

TAV. 3.24

Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa

CORRISPETTIVI	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio fS	0,155673 (€/GJ/anno)
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione fPI	9,503475 (€/GJ/giorno)
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione fPE	11,295975 (€/GJ/giorno)
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas CVS	0,102119 (€/GJ)
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico fD	0,156773 (€/GJ/anno)

TAV. 3.25

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

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2004	2005	VAR. %
Mercato tutelato			
Consumi inferiori a 5.000 m ³	35,32	37,01	4,8
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	30,44	32,12	5,5
Consumi superiori a 200.000 m ³	27,04	29,39	8,7
MEDIA MERCATO TUTELATO	33,65	35,35	5,0
Mercato libero			
Consumi inferiori a 5.000 m ³	32,99	31,95	-3,2
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	27,24	29,75	9,2
Consumi superiori a 200.000 m ³	18,46	22,93	24,2
MEDIA MERCATO LIBERO	18,76	22,78	21,5

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

gio, anche a supporto di una potenziale funzione di *hub* del territorio italiano per l'Europa. Il 16 marzo 2006 l'Autorità ha fissato i corrispettivi unici nazionali per l'anno termico 2006-2007 (Tav. 3.24) a seguito della verifica dei dati, inviati dai due operatori dello stoccaggio nazionali Edison Stoccaggio e Stogit, necessari alla verifica dei corrispettivi d'impresa.

Distribuzione

A seguito del contenzioso legale con il quale le imprese avevano contestato i criteri di calcolo delle tariffe di distribuzione del gas naturale stabiliti nel settembre 2004, l'Autorità ha avviato e concluso, nel corso del 2005, un procedimento per la loro modifica. Le

nuove modalità di calcolo per il riconoscimento degli investimenti effettuati dalle imprese di distribuzione di gas naturale e di altri tipi di gas sono operative da giugno 2005. Nel primo trimestre del 2006 l'Autorità ha quindi potuto esaminare le proposte tariffarie riformulate in base ai nuovi criteri e approvare o determinare (in caso di rifiuto o mancata presentazione delle proposte) le tariffe di distribuzione per l'anno termico 2004-2005.

Ciò nonostante, le procedure per l'approvazione delle tariffe di distribuzione per gli anni termici 2004-2005 e 2005-2006 risentono del contenzioso amministrativo ancora in atto. In attesa della sua risoluzione l'Autorità ha disposto l'applicazione delle tariffe da essa approvate o fissate, salvo successivo conguaglio.

Prezzi del mercato libero

Nel 2005 il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute) al netto delle imposte praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale è risultato pari a 35,35 c€/m³ per i clienti nel mercato tutelato e a 22,78 c€/m³ per quelli del mercato libero. Questo è quanto emerge dalle prime elaborazioni dei dati dell'indagine 2006 dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas.

Come si vede dalla tavola 3.25, 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. Risultati simili sono emersi peraltro nella recente indagine che l'Autorità ha svolto sul mercato della vendita finale (si veda il riquadro nel paragrafo dedicato al mercato finale al dettaglio).

Nelle classi soggette a tutela regolatoria il prezzo appare sostanzialmente allineato con le condizioni economiche fissate dall'Autorità (che nella media del 2005 erano pari a 34,49 c€/m³ al netto delle imposte); tuttavia i clienti più piccoli risultano pagare mediamente 37 c€/m³, contro i 32,12 c€/m³ dei clienti medi e i 29,39 c€/m³ dei clienti grandi; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi è dunque pari a 7,62 c€/m³. Nel mercato libero i clienti di più piccole dimensioni risultano invece pagare 8,95 c€/m³ in più dei grandi, che ottengono il gas mediamente a un prezzo di 23 c€/m³.

Il confronto con gli analoghi dati del 2004 mostra una crescita del costo del gas alquanto differenziata per classi di consumo: i piccoli clienti di entrambi i mercati, tutelato e libero, sono quelli che hanno subito gli aumenti relativamente meno rilevanti; la corsa del prezzo del greggio sembrerebbe aver pesato proporzionalmente di più sui clienti medio-grandi.

Condizioni economiche di riferimento

L'andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi in permanente ascesa ha causato una nuova e marcata accelerazione delle tariffe del gas per le famiglie italiane nel corso del 2005. La dinamica dell'indice elementare del gas raccolto mensilmente dall'Istat nell'ambito del paniere di rilevazione dell'inflazione¹¹ è illustrata nella Tav. 3.26.

Nella prima parte del 2004, il prezzo del gas per le famiglie italiane ha invertito il *trend* di ascesa che aveva mantenuto per tutto l'anno precedente, registrando diversi cali; la riduzione si è poi interrotta a partire dal mese di ottobre 2004, dal quale si sono registrati ripetuti aumenti consecutivi che hanno condotto il tasso tendenziale oltre il 10% alla fine del 2005.

In media d'anno, il prezzo del gas ha registrato nel 2005 una va-

riazione complessiva pari al 7,6%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto dell'1,8%, la dinamica del gas ha segnato un incremento in termini reali del 5,6%.

Il confronto con gli altri principali paesi europei (Fig. 3.12) mostra che la forte ascesa del prezzo del gas in Italia dello scorso anno non è stata un fenomeno isolato. A fronte di una variazione del prezzo del petrolio Brent del 42% nel 2005 (riprodotta per memoria nel grafico), si nota come l'Italia sia il paese che è riuscito a contenere l'incremento del prezzo del gas al valore più basso (7,6%), nettamente inferiore alla media dei paesi europei (10,6%). Francia e Spagna hanno registrato variazioni di simile entità (rispettivamente pari al 7,9% e all'8,6%), mentre aumenti superiori al 10% si sono realizzati in Germania e Regno Unito.

TAV. 3.26

Indici mensili Istat dei prezzi del gas

Numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali

MESI	2004				2005			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2004-2003	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2004-2003	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2005-2004	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2005-2004
Gennaio	128,7	4,3	104,5	2,1	132,6	3,0	105,9	1,4
Febbraio	127,6	2,4	103,2	0,1	132,8	4,1	105,7	2,4
Marzo	127,3	1,8	102,9	-0,2	133,2	4,6	105,7	2,7
Aprile	127,3	-0,7	102,7	-2,8	134,7	5,8	106,7	3,9
Maggio	127,3	-0,9	102,3	-3,0	134,8	5,9	106,5	4,1
Giugno	127,1	-1,0	102,0	-3,2	134,8	6,1	106,4	4,3
Luglio	126,9	-1,3	101,8	-3,5	138,9	9,5	109,3	7,4
Agosto	126,9	-1,2	101,5	-3,4	138,9	9,5	109,1	7,5
Settembre	127,2	-1,2	101,8	-3,2	139,3	9,5	109,4	7,5
Ottobre	128,1	-0,5	102,5	-2,4	142,0	10,9	111,4	8,7
Novembre	129,1	0,2	103,2	-1,5	143,5	11,2	112,5	9,0
Dicembre	129,6	0,5	103,5	-1,3	143,6	10,8	112,5	8,6
Media annua	127,8	0,2	102,7	-1,9	137,4	7,6	108,4	5,6

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

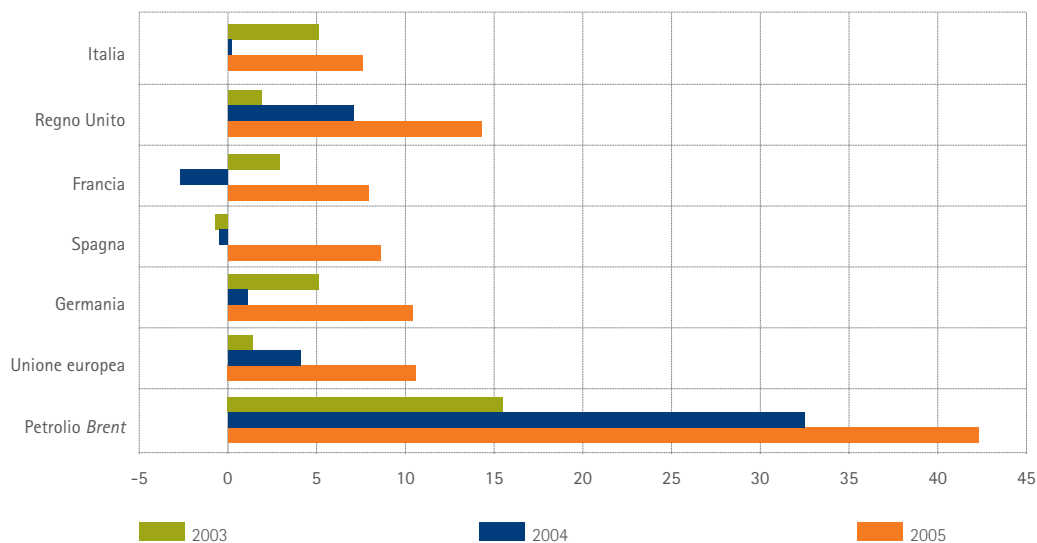
Fonte: Elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - indici nazionali.

¹¹ Più precisamente, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva il prezzo del gas (che comprende il gas impiegato per riscaldamento, per cottura cibi e produzione di acqua calda, distribuito a mezzo rete urbana o bombole) all'interno della categoria della "spesa per l'abitazione". Il peso dell'indice elementare del gas nel paniere al netto dei tabacchi è pari all'1,9%.

FIG. 3.12

Variazioni dei prezzi del gas nei principali paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente



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

Tariffa media nazionale di riferimento del gas

Gli andamenti registrati dall'Istat trovano una sostanziale conferma nella tariffa media nazionale di riferimento pubblicata dall'Autorità riguardo ai piccoli consumatori che utilizzano meno di 200.000 m³ all'anno (Fig. 3.13). Si tratta delle cosiddette condizioni economiche di riferimento, definite dalla delibera 4 dicembre 2003, n. 138, che dall'1 gennaio 2004 le società di vendita devono obbligatoriamente offrire, accanto a eventuali altre proprie condizioni, ai piccoli consumatori del commercio, dell'artigianato e alle famiglie.

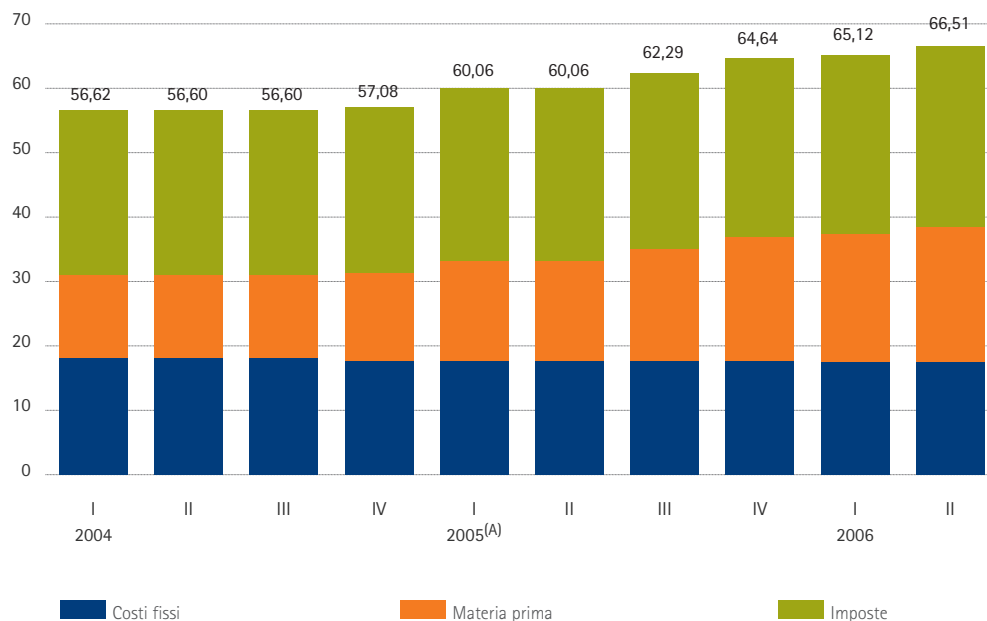
Nei primi tre trimestri del 2004 l'impatto dei rincari petroliferi è stato calmierato dal meccanismo di indicizzazione grazie al quale il valore della componente materia prima (la componente QE) ha mantenuto un andamento stabile o in lieve discesa. La sensibile risalita di questa componente nell'ultimo trimestre dell'anno è stata parzialmente controbilanciata sul valore della tariffa totale dalla contemporanea riduzione che si è avuta nella componente a copertura dei costi di distribuzione sulle reti locali e cittadine (inclusa nella voce dei costi fissi). Risale ad allora, infatti, il provvedimento dell'Autorità che ha definito i criteri per la formulazione delle tariffe di distribuzione del gas per il secondo periodo regolatorio, 1 ottobre 2004 – 30 settembre 2008. Per effetto dei provvedimenti, la componente della distribuzione è scesa, nella tariffa di riferimento media nazionale, da 8,04 a 7,53 c€/m³, riducendo la propria incidenza sulla tariffa finale del gas al 13,2%. Il 2005 si è poi aperto

con un nuovo e sensibile incremento tariffario dovuto al costo del petrolio e all'aumento delle imposte che gravano sul gas.

Al fine di attenuare le spinte delle quotazioni petrolifere sulla tariffa complessiva, l'Autorità era intervenuta mettendo a punto, alla fine del 2004, un nuovo meccanismo di indicizzazione della componente materia prima, definito dalla delibera 29 dicembre 2004, n. 248. Esso aveva permesso di contenere la risalita della componente QE nel primo trimestre dell'anno a 14,63 c€/m³ e, di conseguenza, anche la crescita della tariffa complessiva a 59,09 c€/m³. A seguito della sospensione della delibera n. 248/04 da parte del TAR, nel secondo trimestre 2005 il valore della componente materia prima è stato ricalcolato (con valore retroattivo al primo trimestre 2005) secondo il vecchio metodo di aggiornamento (previsto dalla delibera 29 novembre 2002, n. 195), ed è quindi salito a 15,44 c€/m³. La tariffa complessiva è passata, di conseguenza, a 60,06 c€/m³, valore rimasto invariato nel secondo trimestre dell'anno. A partire dal terzo trimestre del 2005, il perdurare della corsa delle quotazioni petrolifere internazionali ha condotto la tariffa a registrare ripetuti e consistenti aumenti a seguito dei quali ha raggiunto nel secondo trimestre 2006 il valore di 66,51 c€/m³. È opportuno sottolineare che tali rialzi sarebbero stati ancor più consistenti se l'Autorità non avesse applicato, come ha fatto a partire dal primo trimestre 2006, il meccanismo di indicizzazione della componente QE definito dalla delibera n. 248/04, il cui contenzioso legale si è parzialmente risolto a par-

FIG. 3.13

Composizione della tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale negli ultimi due anni
c€/m³



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.

tire dalla fine dello scorso anno.

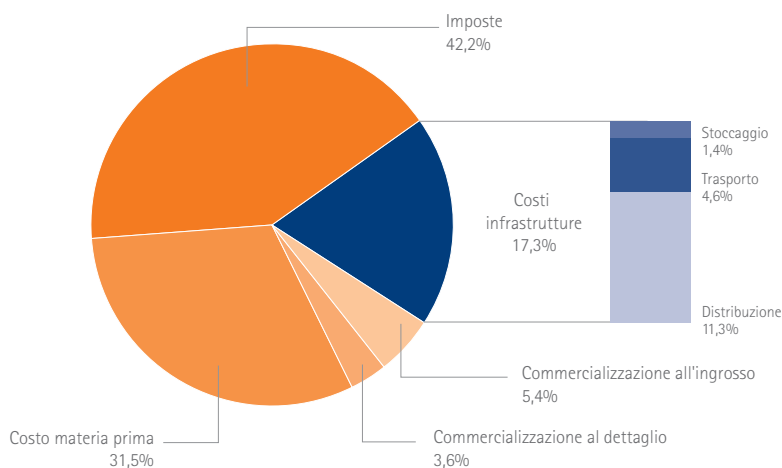
All'1 aprile 2006 la tariffa media nazionale di riferimento (Fig. 3.14) risulta composta per il 58% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 42% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (imposta di consumo, addizionale regionale e IVA). Il costo della materia prima incide sul valore complessivo della tariffa per oltre un terzo (31,5%), i costi di commercializzazione per

il 9% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 17%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione; la componente Cd incide infatti per l'11,3% sulla tariffa complessiva, mentre quella a copertura dei costi di trasporto raggiunge quasi il 5% e la componente per lo stoccaggio è pari all'1,4%.

FIG. 3.14

Composizione percentuale della tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale al 1° aprile 2006

Tariffa di riferimento per consumi inferiori a 200.000 m³ annui; c€/m³



La tavola 3.27 mostra i valori delle accise e delle aliquote IVA in vigore per l'anno 2006, invariati rispetto al 2005, determinati per l'anno in corso nell'ambito della legge finanziaria per il 2006 (art. 1, comma 115, legge 23 dicembre 2005, n. 266). Nella tavola compare 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.

TAV. 3.27

Imposte sul gas
c€/m³ per le accise
e aliquote percentuali per l'IVA,
in vigore nel 2005

TARIFFA USO IMPOSTE	T1 COTTURA E ACQUA CALDA	T2 RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		T3 RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	T4 USI INDUSTRIALI
		<250 m ³ /a	>250 m ³ /a		
Imposta di consumo					
Normale	4,48491	7,88526	17,33074	17,33074	1,24980
Località ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,86516	3,86516	12,42182	12,42182	1,24980
Addizionale regionale^(B)					
Piemonte	2,2425	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249
Veneto	0,5165	0,5165	1,2911	1,2911	0,6249
Liguria ^(C)	2,2425	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249
Emilia Romagna	2,2425	3,09874	3,09874	3,09874	0,6249
Toscana	2,0000	2,0000	2,6000	2,6000	0,6000
Umbria	0,5200	0,5200	0,5200	0,5200	0,5200
Marche	1,5500	1,5500	1,5500	1,5500	0,6249
Lazio	2,2425 ^(D)	3,09874 ^(D)	3,1000	3,1000	0,6200
Abruzzo	1,9326	1,9326	2,582 ^(E)	2,582 ^(E)	0,6249
Molise ^(F)	1,5000	1,5000	1,5000	1,5000	1,5000
Campania	1,93258	1,93258	3,1000	3,1000	0,6249
Puglia	1,93258	1,93258	2,5800	2,5800	0,6249
Basilicata	1,93258	1,93258	2,5800	2,5800	0,6249
Calabria	1,93258	1,93258	2,58228	2,58228	0,6249
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, legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27).

C) Per le tariffe T1, T2 e T3 aliquota invariata e ridotta a 1,55 per i comuni appartenenti alla fascia climatica "E" e a 1,03 per quelli nella fascia "F".

D) Aliquota ridotta a 1,93258 nelle località che ricadono nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno.

E) Aliquota pari a 1,033 nelle località che ricadono nella fasce climatiche "E" e "F".

F) Aliquota pari a 2,8 nelle località che ricadono nella fascia climatica "C"; pari a 2,1 nella fascia climatica "D" e pari a 0,8 nella fascia climatica "F".

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

Nel 2005 sono proseguite le attività di rilevazione dei dati sulla qualità del servizio erogato ai clienti finali per valutare l'attuazione da parte degli esercenti di quanto previsto dal Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas (approvato con la delibera 29 settembre 2004, n. 168).

In particolare, sulla base dei dati comunicati dagli esercenti e confrontando i dati relativi al biennio 2004-2005, si può affermare che:

- l'ispezione programmata delle reti ha interessato una percentuale significativamente maggiore dei livelli minimi stabiliti dall'Autorità, con un leggero aumento nel 2005 della percentuale di rete ispezionata in bassa pressione e una lieve diminuzione di quella ispezionata in media/alta pressione, attestandosi entrambe intorno al 40% (Fig. 3.15);

- si conferma il *trend* di miglioramento della tempestività riguardante il pronto intervento, a fronte di un ulteriore aumento rispetto all'anno 2004 del numero di chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione (Fig. 3.16).

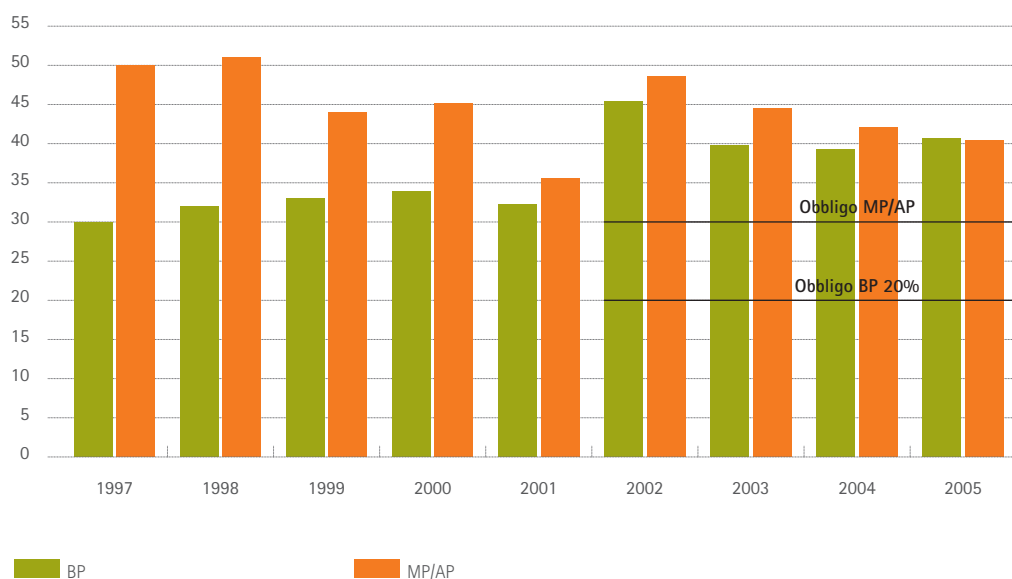
La tavola 3.29 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento per l'anno 2005 relative ai grandi esercenti.

Le tavole 3.30 e 3.31 forniscono il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete e di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2005 relative ai grandi distributori.

La tavola 3.32 fornisce il riepilogo generale delle attività di protezione catodica relativa ai grandi esercenti per l'anno 2005.

FIG. 3.15

Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2005

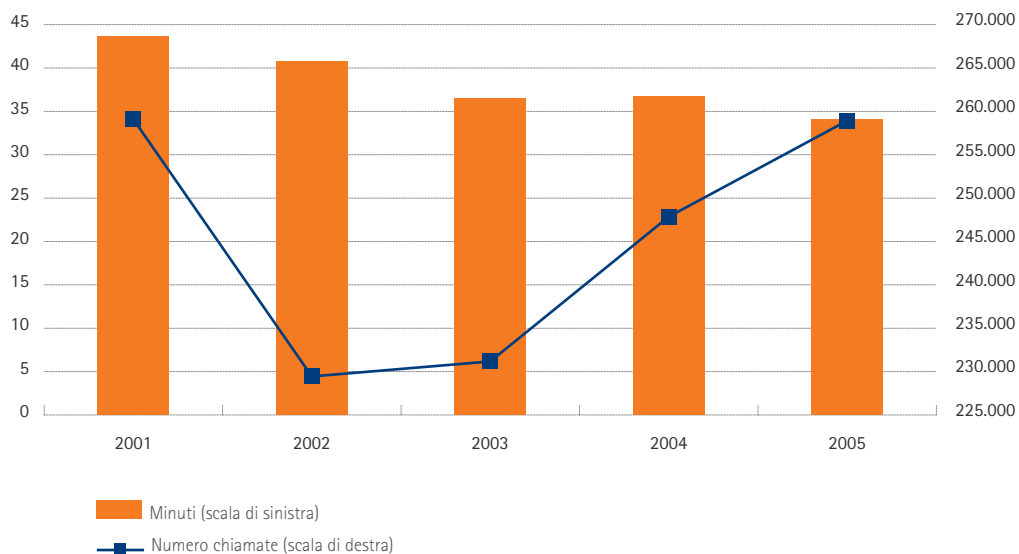


Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

FIG. 3.16

Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione

Anni 2001-2005; tempo medio effettivo (in minuti) e numero di chiamate



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

TAV. 3.28

Dispersioni suddivise per tipologia

Anno 2005

LOCALIZZAZIONE	NUMERO DISPERSIONI LOCALIZZATE A SEGUITO DI ISPEZIONI PROGRAMMATE					NUMERO DISPERSIONI LOCALIZZATE A SEGUITO DI SEGNALAZIONI DI TERZI					TOTALE
	A1	A2	B	C	TOTALE	A1	A2	B	C	TOTALE	
Su rete	1.254	1.120	1.345	1.581	5.300	4.186	1.422	957	735	7.300	12.600
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	180	253	526	613	1.572	3.791	2.434	1.852	1.734	9.811	11.383
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	689	126	164	2.391	3.370	13.113	6.655	6.530	16.064	42.362	45.732
Su gruppo di misura	126	82	109	349	666	25.665	10.125	5.965	18.952	60.707	61.373
TOTALE	2.249	1.581	2.144	4.934	10.908	46.755	20.636	15.304	37.485	120.180	131.088

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

TAV. 3.29

**Pronto intervento
dei grandi esercenti
nel 2005**

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	4.600.000	68.462	14,9	6.185	1,34	74.647
Enel Rete Gas	1.955.189	29.909	15,3	1.590	0,81	31.499
Hera	956.305	14.910	15,6	392	0,41	15.302
Aem Distribuzione Gas e Calore	851.270	16.357	19,2	528	0,62	16.885
Napoletana Gas	684.303	14.634	21,4	187	0,27	14.821
Italcogim Reti	573.366	8.083	14,1	262	0,46	8.345
Azienda Energia e Servizi	461.446	6.100	13,2	1.054	2,28	7.154
Enia	365.392	6.038	16,5	249	0,68	6.287
Fiorentina Gas	326.251	5.895	18,1	493	1,51	6.388
Azienda Mediterranea Gas e Acqua	325.587	4.912	15,1	15	0,05	4.927
Ascopiave	300.970	2.291	7,6	340	1,13	2.631
Toscana Gas	258.724	3.142	12,1	186	0,72	3.328
AcegasAps	255.937	1.757	6,9	397	1,55	2.154
Asm Brescia	239.066	1.513	6,3	510	2,13	2.023
Siciliana Gas	217.316	4.121	19,0	447	2,06	4.568
Arcalgas Progetti	215.137	1.924	8,9	-	0,00	1.924
Consiag Reti	164.148	1.446	8,8	141	0,86	1.587
Thüga Padana	155.286	1.331	8,6	152	0,98	1.483
SGR Reti	151.768	1.215	8,0	382	2,52	1.597
Thüga Mediterranea	136.332	1.504	11,0	88	0,65	1.592
Amg Energia	130.264	4.811	36,9	782	6,00	5.593
Agsm Rete Gas	129.145	2.409	18,7	638	4,94	3.047
Edison DG	128.777	1.977	15,4	136	1,06	2.113
Trentino Servizi	114.527	220	1,9	88	0,77	308
G.E.I. Gestione Energetica impianti	110.648	983	8,9	81	0,73	1.064
Azienda Municipale del Gas Bari	109.760	1.658	15,1	-	0,00	1.658
Erogasmet	105.108	2.490	23,7	8	0,08	2.498
Acam Gas	104.550	1.787	17,1	723	6,92	2.510
Thüga Laghi	103.312	1.470	14,2	174	1,68	1.644
TOTALE	14.229.884	213.349	15,0	16.228	1,1	229.577

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

TAV. 3.30

Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2005

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE DELLA RETE IN km ^(A)	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA IN km	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE DELLA RETE IN km ^(A)	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA IN km	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana per il Gas	24.029	7.744	32,2	17.058	6.498	38,1
Enel Rete Gas	17.308	8.197	47,4	10.932	5.143	47,0
Hera	4.394	1.402	31,9	7.870	2.442	31,0
Aem Distribuzione Gas e Calore	2.459	1.703	69,3	493	483	98,0
Napoletana Gas	3.258	1.166	35,8	1.427	488	34,2
Italcogim Reti	4.331	1.939	44,8	2.921	1.440	49,3
Azienda Energia e Servizi	1.131	507	44,8	180	85	47,2
Enia	2.692	1.497	55,6	2.548	1.554	61,0
Fiorentina Gas	1.204	564	46,9	1.420	667	47,0
Azienda Mediterranea Gas e Acqua	1.232	399	32,3	416	122	29,4
Ascopiave	4.253	1.531	36,0	2.025	779	38,5
Toscana Gas	2.221	1.583	71,3	1.086	820	75,5
AcegasAps	1.666	1.229	73,7	407	341	84,0
Asm Brescia	1.739	1.381	79,4	268	161	59,8
Siciliana Gas	1.596	350	21,9	938	297	31,7
Arcalgas Progetti	1.799	303	16,8	1.974	450	22,8
Consiag Reti	899	230	25,6	467	237	50,6
Thüga Padana	1.567	367	23,5	1.147	322	28,1
SGR Reti	1.215	359	29,6	1.327	427	32,2
Thüga Mediterranea	1.878	589	31,4	1.704	534	31,3
Amg Energia	482	482	100,0	182	187	102,7
Agsm Rete Gas	820	638	77,9	286	229	80,0
Edison DG	1.254	872	69,5	965	524	54,3
Trentino Servizi	1.026	376	36,6	400	201	50,1
G.E.I. Gestione Energetica impianti	1.370	469	34,2	543	169	31,2
Azienda Municipale del Gas Bari	382	381	99,8	104	101	97,1
Erogasmet	874	272	31,1	333	121	36,2
Acam Gas	1.115	460	41,3	317	287	90,5
Thüga Laghi	1.125	358	31,9	543	173	31,9
TOTALE	89.317	37.349	41,8	60.282	25.281	41,9

A) L'estensione della rete è comprensiva di quella degli impianti dei comuni in avviamento e degli impianti che al 31 dicembre 1999 fornivano meno di 1.000 clienti finali.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

TAV. 3.31

**Individuazione di dispersioni
nelle reti dei grandi esercenti
nel 2005**

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE IN km	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA IN km	NUMERO DISPERSIONI			
				DA RETE ISPEZIONATA	PER km RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER km DA SEGNALAZIONE DI TERZI
Società Italiana per il Gas	9,19	41.087	14.242	955	0,07	26.580	0,65
Enel Rete Gas	14,75	28.239	13.339	395	0,03	12.280	0,43
Hera	12,80	12.264	3.845	296	0,08	7.674	0,63
Aem Distribuzione Gas e Calore	3,49	2.951	2.185	2021	0,92	10.612	3,60
Napoletana Gas	6,96	4.685	1.654	273	0,17	8.436	1,80
Italcogim Reti	13,37	7.252	3.379	25	0,01	3.073	0,42
Azienda Energia e Servizi	2,87	1.311	592	23	0,04	3.433	2,62
Enia	14,69	5.240	3.051	217	0,07	2.968	0,57
Fiorentina Gas	8,19	2.624	1.231	55	0,04	2.783	1,06
Azienda Mediterranea Gas e Acqua	5,10	1.648	521	841	1,61	3.875	2,35
Ascopiave	21,34	6.277	2.311	43	0,02	654	0,10
Toscana Gas	13,21	3.307	2.403	85	0,04	1.101	0,33
AcegasAps	8,18	2.073	1.570	195	0,12	753	0,36
Asm Brescia	8,52	2.007	1.541	102	0,07	662	0,33
Siciliana Gas	12,00	2.534	647	0	-	2.653	1,05
Arcalgas Progetti	18,83	3.773	753	192	0,25	1.223	0,32
Consiag Reti	8,51	1.366	467	3	0,01	417	0,31
Thüga Padana	16,58	2.714	690	1180	1,71	682	0,25
SGR Reti	17,25	2.542	786	14	0,02	660	0,26
Thüga Mediterranea	18,57	3.581	1.123	26	0,02	703	0,20
Amg Energia	5,21	663	668	7	0,01	3.648	5,50
Agsm Rete Gas	8,38	1.106	867	78	0,09	624	0,56
Edison DG	17,87	2.219	1.395	66	0,05	581	0,26
Trentino Servizi	12,86	1.427	577	7	0,01	119	0,08
G.E.I. Gestione Energetica impianti	17,80	1.913	638	20	0,03	960	0,50
Azienda Municipale del Gas Bari	4,50	486	482	108	0,22	891	1,83
Erogasmet	11,80	1.207	393	81	0,21	1.541	1,28
Acam Gas	13,80	1.432	747	171	0,23	1.197	0,84
Thüga Laghi	16,23	1.668	531	555	1,04	517	0,31
TOTALE	10,69	149.598	62.630	8.034	0,13	101.300	0,68

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

TAV. 3.32

**Protezione catodica delle
reti dei grandi esercenti
nel 2005**

ESERCENTE	ESTENSIONE RETE IN km	ESTENSIONE RETE ACCIAIO IN km	ESTENSIONE RETE ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA IN km	ESTENSIONE RETE ACCIAIO NON PROTETTA IN km	% RETE ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA
Società Italiana per il Gas	41.087	33.172,0	32.912,6	259,4	99,2
Enel Rete Gas	28.239	26.679,4	26.042,4	637,0	97,6
Hera	12.264	10.409,0	10.380,4	28,6	99,7
Aem Distribuzione Gas e Calore	2.951	1.069,2	669,0	400,2	62,6
Napoletana Gas	4.685	3.655,7	3.515,9	139,8	96,2
Italcogim Reti	7.252	6.631,6	6.631,6	-	100,0
Azienda Energia e Servizi	1.311	508,8	508,8	-	100,0
Enia	5.240	5.003,1	4.665,9	337,2	93,3
Fiorentina Gas	2.624	1.724,1	1.630,2	93,9	94,6
Azienda Mediterranea Gas e Acqua	1.648	498,6	50,0	448,6	10,0
Ascopiave	6.277	6.202,1	6.202,1	-	100,0
Toscana Gas	3.307	3.225,1	2.108,2	1.117,0	65,4
AcegasAps	2.073	672,4	468,1	204,3	69,6
Asm Brescia	2.007	996,7	430,7	566,1	43,2
Siciliana Gas	2.534	2.013,4	2.013,4	-	100,0
Arcalgas Progetti	3.773	2.750,3	2.730,5	19,8	99,3
Consiag Reti	1.366	1.275,5	1.269,2	6,3	99,5
Thüga Padana	2.714	2.707,4	2.609,6	97,8	96,4
SGR Reti	2.542	2.528,0	2.528,0	-	100,0
Thüga Mediterranea	3.581	3.103,1	3.019,4	83,7	97,3
Amg Energia	663	188,7	188,7	-	100,0
Agsm Rete Gas	1.106	805,0	770,4	34,6	95,7
Edison DG	2.219	1.457,9	1.457,9	-	100,0
Trentino Servizi	1.427	1.389,6	1.389,6	-	100,0
G.E.I. Gestione Energetica impianti	1.913	1.877,8	1.877,8	-	100,0
Azienda Municipale del Gas Bari	486	472,7	258,5	214,2	54,7
Erogasmet	1.207	1.206,6	1.206,6	-	100,0
Acam Gas	1.432	1.319,4	818,7	500,7	62,0
Thüga Laghi	1.668	1.649,1	1.649,1	-	100,0
TOTALE	149.598	125.192,8	120.003,7	5.189,1	95,9

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

Servizio di distribuzione del gas naturale

Il Testo integrato della qualità dei servizi gas ha confermato con alcune modifiche e semplificazioni gli standard stabiliti dall'Autorità e il meccanismo di indennizzo automatico. Quest'ultimo ha portato nel tempo a un aumento del numero di indennizzi pagati ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard; anche nel 2005 è stato confermato il *trend* di crescita positiva già registrato nell'anno 2004 rispetto al precedente regime della Carta dei servizi (Tav. 3.33). Le prestazioni soggette a standard specifici hanno

generato 1.769.382 richieste e sono state di gran lunga più numerose di quelle soggette a standard generali. La categoria più numerosa riguarda l'attivazione della fornitura che copre da sola quasi il 39% 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.

Il confronto tra gli anni 2004 e 2005 relativamente alla percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (Fig. 3.17) conferma l'inversione di tendenza rispetto agli

TAV. 3.33

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

Anni 1997-2005; esercenti con più di 5.000 clienti finali

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

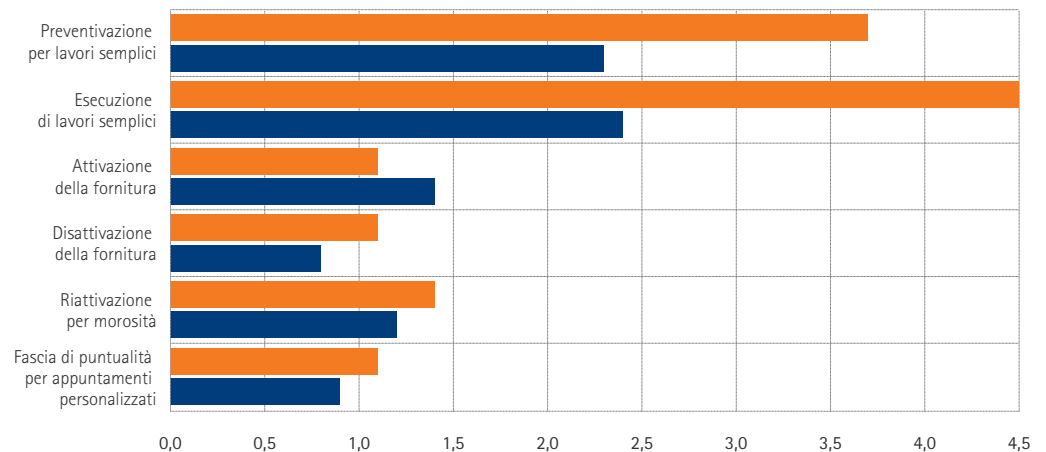
Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEAG.

FIG. 3.17

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale

Anni 2004-2005; esercenti con più di 5.000 clienti finali

■ % media di mancato rispetto 2004
■ % media di mancato rispetto 2005

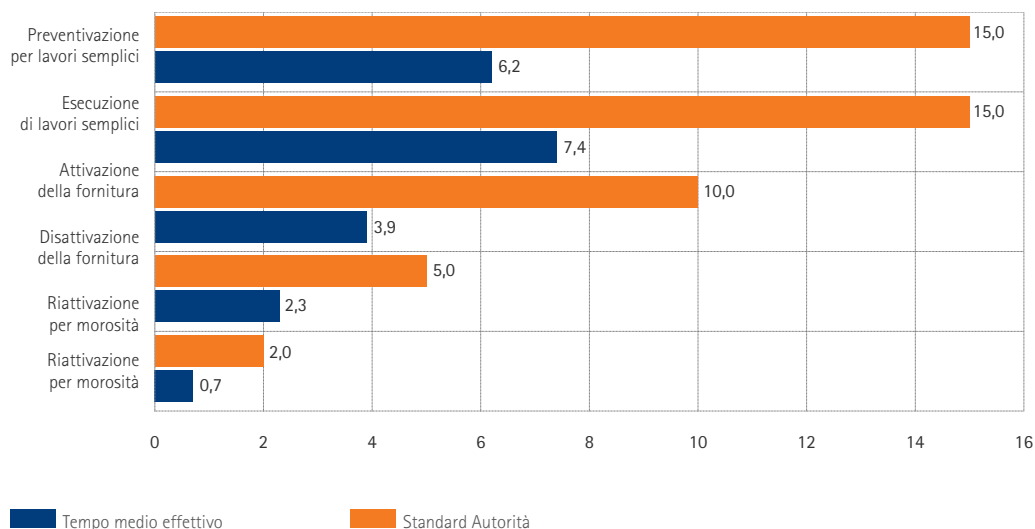


Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEAG.

FIG. 3.18

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

Anno 2005; esercenti con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

anni antecedenti al 2004. Tale tendenza si era già evidenziata lo scorso anno in ragione dei tempi necessari all'adeguamento dei sistemi informativi che ha interessato alcuni grandi esercenti. Un leggero miglioramento si registra invece per la prestazione di attivazione della fornitura.

Per tutte le prestazioni soggette a standard specifico o generale, l'Autorità ha verificato il tempo medio effettivo di realizzazione sulla base dei dati comunicati dagli esercenti. I tempi medi effettivi per

le prestazioni soggette a standard specifici risultano pari alla metà degli standard definiti dall'Autorità; per i preventivi e l'esecuzione di lavori il fenomeno è ancora più accentuato (Fig. 3.18).

La tavola 3.34 presenta, per gli anni 2004 e 2005, i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico, con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa, costituita dai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6.

TAV. 3.34

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

Anni 2004-2005

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2004			ANNO 2005		
		NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	257.883	5,6 giorni lavorativi	4.372	269.872	6,2 giorni lavorativi	9.313
Esecuzione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	204.411	6,8 giorni lavorativi	4.172	214.529	7,4 giorni lavorativi	8.027
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	674.768	2,4 giorni lavorativi	6.930	682.610	3,9 giorni lavorativi	6.539
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	311.683	2,4 giorni lavorativi	1.651	332.543	2,3 giorni lavorativi	2.850
Riattivazione per morosità	2 giorni feriali	39.279	0,8 giorni feriali	252	44.552	0,7 giorni feriali	534
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	3 ore	225.135		1.315	181.753		2.259
TOTALE		1.713.159		18.692	1.725.859		29.522

Servizio di vendita del gas naturale

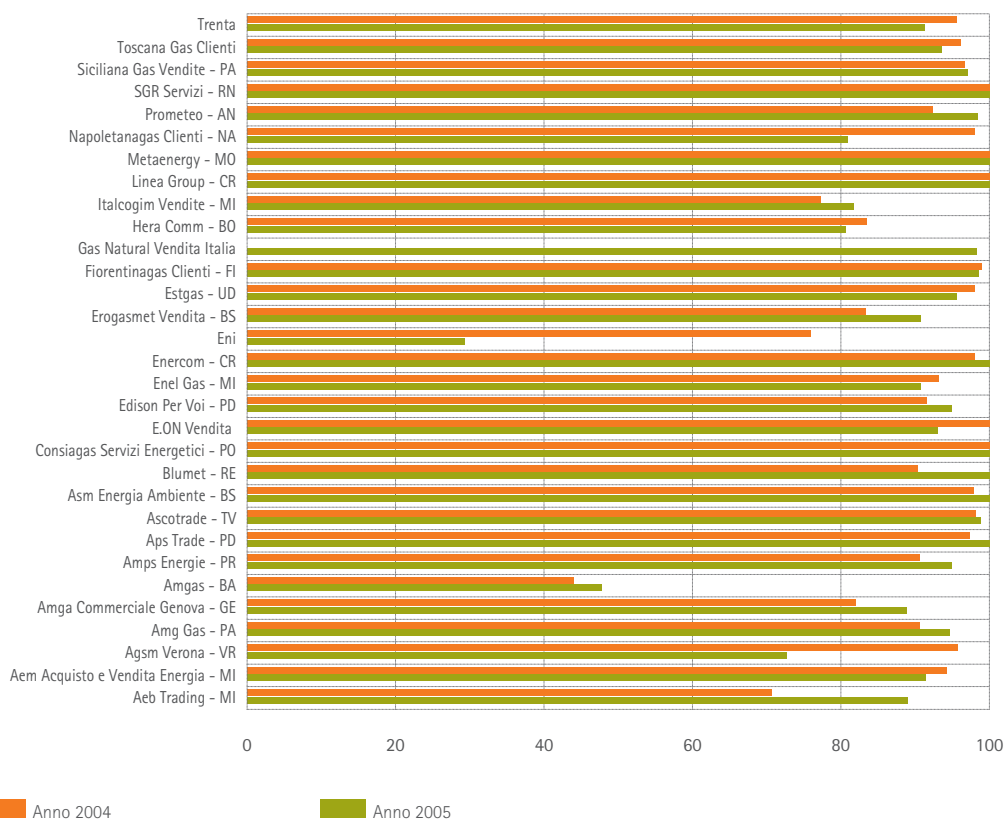
La figura 3.19 presenta, per gli anni 2004 e 2005, la gestione dei reclami pervenuti ai venditori con più di 100.000 clienti finali, relativamente alla tipologia di utenza più diffusa, vale a dire ai

clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6. Si evidenzia che le aziende di vendita hanno tutte adottato, in entrambi gli anni riportati, lo standard stabilito dall'Autorità che prevede almeno il 90% di risposte a reclami scritti o richieste di informazioni scritte in 20 giorni lavorativi.

FIG. 3.19

Risposta a reclami dei clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

Anno 2005; percentuale effettiva di rispetto



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Il resoconto dell'istruttoria conoscitiva sull'attuazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40, approvato e pubblicato con la delibera 27 febbraio 2006, n. 42, ha evidenziato che l'attuazione del regolamento emanato dall'Autorità ha prodotto effetti significativi. Nonostante la quasi totalità dei distributori abbia dato piena attuazione alla delibera n. 40/04 per l'attivazione degli impianti di utenza nuovi solo a far data dall'1 luglio 2005, oltre 77.000 impianti di utenza a gas nuovi sono stati accertati con esito positivo, a fronte di poco più di 7.000 con esito negativo,

comportando quindi per un elevato numero di impianti di utenza la verifica della completezza e della conformità della documentazione di corredo prevista dalla legislazione vigente in tema di sicurezza (Tavv. 3.35 e 3.36).

Per quanto concerne, nello specifico, i tempi di concretizzazione della delibera n. 40/04, l'esame dei dati comunicati evidenzia come a livello nazionale la maggior parte dei distributori le abbia dato attuazione, con l'utilizzo degli allegati A, B, C e D per l'attivazione degli impianti di utenza nuovi, a far data dall'1 luglio 2005. La tavola 3.37 evidenzia la ripartizione dei distributori in funzione della data di avvio della messa in opera della delibera n. 40/04.

TAV. 3.35

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori
Anno termico 2004-2005

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≥ 34,8 kW	71.515	6.616	5.605
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	3.528	462	547
> 116 kW	2.266	107	61
TOTALE	77.309	7.185	6.213

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

TAV. 3.36

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

DISTRIBUTORI	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grandi	46.704	4.097	3.434
Medi	26.650	2.535	1.990
Piccoli	3.955	553	789
TOTALE	77.309	7.185	6.213

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

TAV. 3.37

Ripartizione dei distributori in funzione della data di avvio dell'attuazione della delibera n. 40/04

DATA DI AVVIO	DISTRIBUTORI	CLIENTI FINALI AL 31 DICEMBRE 2004
Entro il 30 giugno 2005	31	2.412.036
Dall'1 luglio 2005	146	14.529.365
TOTALE	177	16.941.401

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

Assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

In ottemperanza del comma 3.3 della delibera 12 dicembre 2003, n. 152, il Comitato italiano gas (CIG) ha trasmesso all'Autorità, entro il 31 dicembre 2005 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 2004 al 30 settembre 2005. Il numero totale di denunce di sinistro è stato pari a 56, di cui 8 per intossicazione da monossido di carbonio e 48 per altri eventi accidentali.

Dalla rilevazione statistica degli incidenti da gas combustibile, elaborata dal CIG in ottemperanza alla delibera n. 168/04, per l'anno termico 2004-2005, risultano 185 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 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 riguardo ai 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 veniva realizzata nel corso del mese di novembre.

Il livello generale di soddisfazione dell'utenza è rimasto sostanzialmente invariato nel corso degli anni. In quest'ultimo anno si è assistito a una leggera diminuzione, seppure di qualche punto percentuale, del grado di soddisfazione rispetto all'anno precedente relativamente ai diversi aspetti del servizio gas oggetto dell'indagine. In tal senso, al fine di favorire una maggiore efficienza nell'esecuzione delle prestazioni, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'individuazione di uno standard unico obbligatorio nazionale di comunicazione tra i distributori e i venditori di gas naturale sia per l'effettuazione delle prestazioni previste dalla delibera dell'Autorità n. 168/04, sia per la sostituzione del venditore nella fornitura di gas al cliente finale. Inoltre, l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione sulla qualità dei servizi telefonici commerciali erogati dagli esercenti sia del settore gas sia del settore elettrico.

TAV. 3.38

Soddisfazione complessiva per il servizio gas

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

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2005.

TAV. 3.39

Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio gas

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

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005
Frequenza lettura	86,1	86,9	85,7	82,9	82,4	81,0	78,5
Comprensibilità bolletta	80,2	81,5	79,6	80,4	78,4	77,0	74,4
Informazioni sul servizio	79,4	81,1	79,5	79,0	77,3	75,8	72,9
Subentro o nuovo allacciamento	68,2	68,7	73,8	73,3	74,0	70,5	69,8
Soddisfazione globale	94,5	95,2	94,5	94,9	94,6	94,3	93,4

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2005.

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Strategie, Studi
e Documentazione
Piazza Cavour, 5 - 20121 Milano
Tel 02655651
e-mail: info@autorita.energia.it

Officina S.n.c. di G. Citton e A. Piscone

Progetto grafico

studio FM milano S.r.l.



Pubblicazione della

Presidenza del Consiglio dei Ministri
Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria
Via Po, 14 - 00198 Roma - Tel 0685981

Direttore: Mauro Masi

Stampa e diffusione

Istituto Poligrafico
e Zecca dello Stato S.p.A.
Stabilimento Salario
Roma, 2005
