

lo degli standard (percentuale di casi fuori standard, sia per cause imputabili alla stessa impresa esercente sia per cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi).

L'introduzione degli indennizzi automatici, riconosciuti ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti e non per cause dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o al cliente stesso, ha fatto crescere nel tempo il numero di indennizzi effettivamente pagati ai clienti rispetto al regime delle Carte dei servizi in vigore prima dell'attuale regolazione (Tav. 2.26). L'entità dei rimborsi definita dall'Autorità è maggiore per i clienti che hanno costi di uso dell'energia e della rete più elevati. I rimborsi automatici sono corrisposti al cliente attraverso detrazione dall'importo addebitato nella prima fatturazione utile, e comunque entro 90 giorni solari dalla scadenza del tempo massimo per l'esecuzione della prestazione richiesta dal cliente. L'esercente che non rispetta questo termine deve pagare un rimborso di entità doppia o quintupla, in ragione del ritardo di pagamento.

Dai dati forniti dagli esercenti si rileva che nell'anno 2006 è aumentato il numero sia dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso sia degli indennizzi pagati ai clienti (Tav. 2.26). In particolare, esaminando le prestazioni soggette a standard specifico, si assiste a un lieve aumento del numero dei casi di mancato rispetto per alcune tipologie di prestazione (preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT, esecuzione di lavori semplici, attivazioni della fornitura, disattivazioni della fornitura). L'incidenza delle situazioni di mancato rispetto in questi casi è sempre inferiore al 3% del totale delle prestazioni (i casi di mancato rispetto per quanto riguarda le attivazioni e disattivazioni della fornitura sono inferiori all'1%).

Per le altre prestazioni (riattivazione per morosità, rettifiche di fatturazione, fascia di puntualità per gli appuntamenti personalizzati, ripristino della fornitura per guasto del gruppo di misura) si

assiste invece a un miglioramento grazie alla diminuzione dei casi di mancato rispetto (Fig. 2.32). In particolare lo standard relativo alle rettifiche di fatturazione è stato introdotto nel corso del 2004 come standard specifico soggetto a indennizzo, per ovviare alle criticità emerse dall'utilizzo del precedente standard generale di mancato rispetto dei tempi; già nel 2005 si è registrata una decisa riduzione della percentuale di casi di mancato rispetto, ulteriormente confermata nel 2006 con una diminuzione dei casi di mancato rispetto al 7,10% dei casi totali, a conferma del fatto che il passaggio da standard generale a standard specifico ha prodotto effetti positivi.

Per alcune prestazioni, al momento non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per esse sono fissati standard generali di qualità, che permettono di effettuare il monitoraggio dell'andamento della qualità commerciale. Per tutte le prestazioni soggette a standard generale, analogamente a quanto avviene per le prestazioni soggette a standard specifico, l'Autorità verifica il tempo medio effettivo di espletamento.

Per quasi tutte le prestazioni (con l'eccezione per le verifiche di tensione e la risposta ai reclami per l'attività di distribuzione, anche se con uno sfioramento minimo), il tempo medio effettivo registrato per le diverse prestazioni risulta in genere inferiore al tempo massimo definito dall'Autorità e in parecchi casi anche con tempi che sfiorano la metà dei tempi prestabiliti (Fig. 2.33). Gli obiettivi fissati dagli standard generali di qualità risultano infatti raggiunti da 10 tipologie di prestazioni su 12.

La tavola 2.27 presenta, per gli anni 2005 e 2006, dati di riepilogo riguardanti il complesso delle prestazioni soggette a indennizzo automatico (numero annuo di richieste, tempo medio effettivo e numero di indennizzi automatici corrisposti ai clienti), con riferimento alla tipologia di utenza più largamente diffusa, vale a dire i clienti finali domestici e non domestici BT.

	CARTA DEI SERVIZI					REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE				
	1997	1998	1999	2000 II SEM.	2001	2002	2003	2004 ^(A)	2005	2006
Casi di mancato rispetto standard soggetti a rimborso	6.099	4.167	8.418	7.902	25.650	61.881	67.344	57.479	64.696	73.838
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	21	54	22	4.711	12.437	52.229	79.072	53.006	62.725	73.690

(A) Dati da febbraio a dicembre 2004.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 2.26

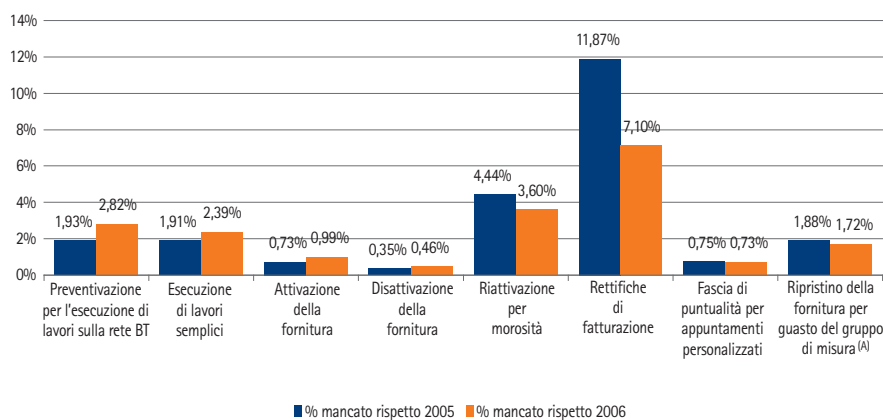
Numero di rimborsi pagati per il mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali dal 1° luglio 2000

FIG. 2.32

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale per utenti in bassa tensione

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



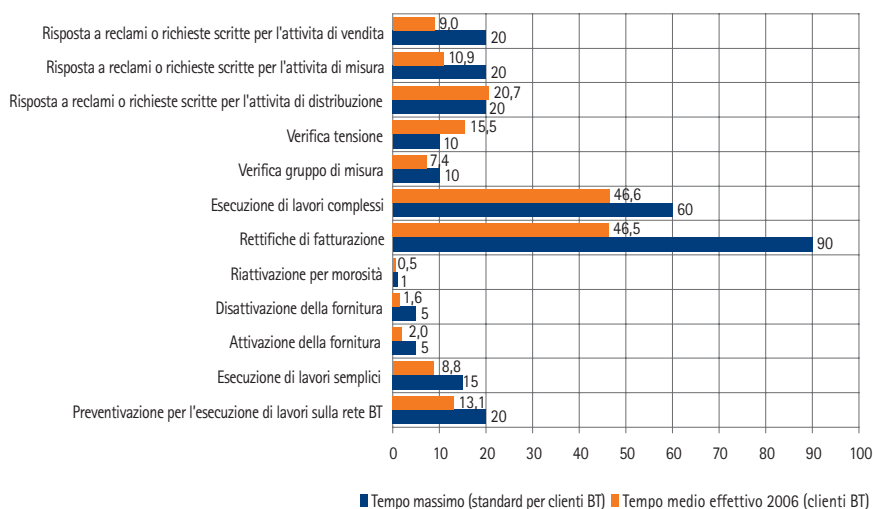
(A) Standard vigente dal 2005.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 2.33

Confronto tempo effettivo medio e standard (in giorni) definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti in bassa tensione

Anno 2006; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 2.27

PRESTAZIONE	STANDARD	ANNO 2005			ANNO 2006		
		NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per esecuzione lavori sulla rete BT	20 gg lavorativi	389.241	11,95	7.313	326.343	13,13	8.431
Esecuzione di lavori semplici	15 gg lavorativi	438.380	8,61	8.632	417.929	8,79	9.688
Attivazione della fornitura	5 gg lavorativi	1.760.852	1,59	12.985	1.697.137	1,97	16.644
Disattivazione della fornitura	5 gg lavorativi	835.294	1,78	2.827	823.173	1,58	3.134
Riattivazione per morosità	1 gg feriale	644.240	0,84	28.130	862.967	0,51	32.361
Rettifica di fatturazione	90 gg solari	13.136	52,51	1.638	11.433	46,46	515
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 ore 4 ore	136.770	1,73	1.592	130.137	1,71	2.499
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	3 ore	72.358	-	493	52.541	-	259

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Qualità dei servizi telefonici

Con il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* (delibera 30 gennaio 2004, n. 4) l'Autorità ha avviato il monitoraggio sulla qualità dei servizi telefonici.

Dal secondo semestre del 2004, sono stati raccolti i dati riguardanti il tempo medio di attesa e di rinuncia delle chiamate telefoniche, e il livello di servizio.

Il monitoraggio riguarda fino a ora le imprese elettriche che svolgono l'attività di distribuzione o vendita con più di 100.000 clienti finali.

Per quanto riguarda il livello del servizio (rappresentato dal rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine sul numero di chiamate che giungono ai *call center* e chiedono di parlare

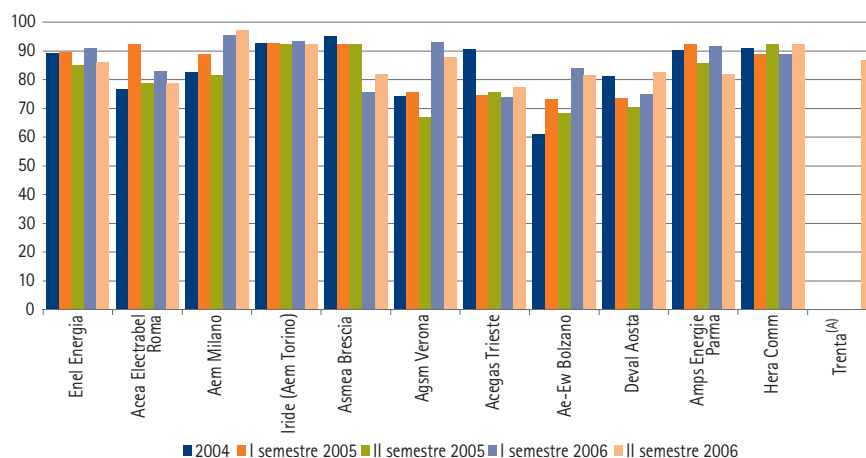
con un operatore), i valori semestrali sono caratterizzati da una forte disomogeneità delle *performance* aziendali. Quelle delle singole imprese soggette al monitoraggio talvolta sono incostanti e nel secondo semestre 2006 i valori registrati dal livello di servizio solo in 3 casi su 12 superano il 90%.

Anche i tempi medi di attesa dei clienti che hanno richiesto di parlare con un operatore di una delle imprese soggette al monitoraggio mostrano forti disomogeneità tra le *performance* aziendali. In 4 casi su 12 si registrano tempi medi di attesa per parlare con un operatore (comprensivi dei tempi necessari per l'attraversamento dell'albero fonico) superiori ai 3 minuti.

FIG. 2.34

Livello qualitativo dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica con più di 100.000 clienti finali

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



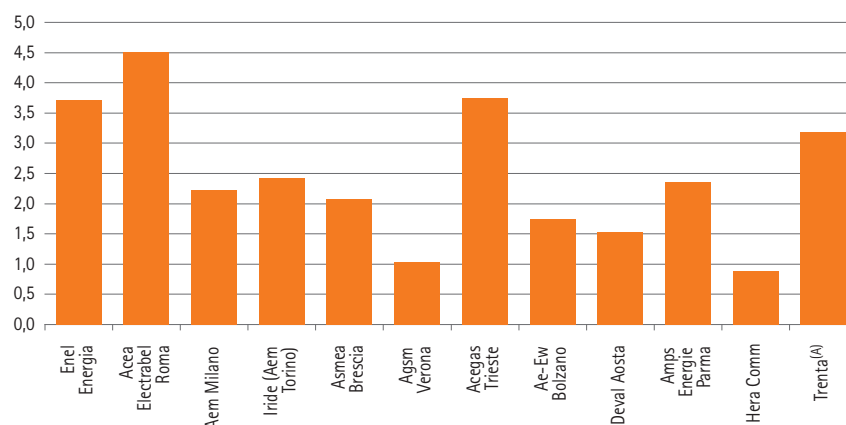
(A) Soggetta al monitoraggio dal secondo semestre 2006.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 2.35

Tempo medio di attesa per i clienti dei venditori di energia elettrica con più di 100.000 clienti finali

Minuti; valori medi per il primo semestre 2006



(A) Soggetta al monitoraggio dal secondo semestre 2006.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Nell'ambito delle rilevazioni periodiche sulla soddisfazione dei clienti domestici (prevalentemente famiglie) per l'uso dell'energia elettrica e del gas, l'Istat anche nell'anno 2006 ha posto, per conto dell'Autorità, all'interno dell'indagine multiscopo sulle famiglie "Aspetti della vita quotidiana" alcuni quesiti specifici volti a rilevare la soddisfazione e l'efficacia dei servizi nel settore dell'energia elettrica e del gas. Fin dal 1998 è stato inserito nell'indagine nazionale, che raggiunge in media 22.000 famiglie e 60.000 individui, un modulo *ad hoc* sulla soddisfazione delle famiglie per i servizi di fornitura di energia elettrica e gas.

L'ampio campione di famiglie permette di ottenere risultati rappresentativi a livello regionale, in modo da permettere un monitoraggio costante degli effetti della regolazione della qualità, mirata tra l'altro alla riduzione dei divari regionali di qualità. Dal 2004 l'indagine viene svolta nel mese di febbraio mentre fino al 2003 la rilevazione si svolgeva nel corso del mese di novembre; a causa di ciò non sono disponibili i risultati della rilevazione per l'anno 2004. Intorno a un nucleo stabile di quesiti se ne avvicendano periodicamente alcuni volti a rilevare altri aspetti quali il comportamento degli utenti rispetto alla lettura delle bollette, la conoscenza del ruolo dell'Autorità, il grado di apertura del mercato della fornitura di gas.

L'andamento del livello generale di soddisfazione dell'utenza risulta nel tempo relativamente costante e attestato su un buon livel-

lo, anche se si evidenziano situazioni diverse sotto il profilo geografico.

Tra i fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione dei clienti nel settore dell'energia elettrica, la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica agli utenti) è il fattore che ha il maggior peso. La soddisfazione globale è leggermente penalizzata dai giudizi negativi sulle dimensioni strettamente commerciali del servizio (frequenza lettura, comprensibilità della bolletta, informazioni sul servizio) che rappresentano però fattori percepiti dai clienti come meno importanti rispetto alla continuità.

L'imminente liberalizzazione, che inevitabilmente è orientata a portare un maggior sviluppo della competizione tra gli operatori, comporta che l'Autorità sia chiamata in misura maggiore rispetto al passato, anche in relazione agli aspetti legati al livello qualitativo del servizio commerciale reso al cliente, a creare un ambiente competitivo favorevole all'utilizzo delle leve a disposizione degli operatori.

Le recenti proposte dell'Autorità hanno infatti lo scopo sia di tenere costantemente monitorate le *performance* aziendali sia, allo stesso tempo, di stimolare il miglioramento costante dei servizi, soprattutto per gli aspetti legati al rapporto con la clientela (come, per esempio, i meccanismi per la valutazione della qualità dei servizi telefonici, le pubblicazioni comparative ecc.).

TAV. 2.28

Soddisfazione complessiva

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

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006
Nord-Ovest	94,6	94,5	94,1	94,5	94,9	93,2	90,4	91,8
Nord-Est	93,1	94,1	92,0	94,3	92,9	91,5	88,0	88,8
Centro	89,4	91,3	89,6	91,1	90,9	89,4	87,1	87,5
Sud	86,4	88,1	88,7	89,2	89,5	89,9	87,8	87,9
Isole	83,7	83,9	84,5	84,5	85,6	84,2	80,4	82,7
ITALIA	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7	88,6

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2006.

TAV. 2.29

**Soddisfazione per la
continuità del servizio
elettrico**

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

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006
Nord-Ovest	95,4	95,4	95,1	94,5	95,6	94,1	93,5	94,3
Nord-Est	94,2	94,8	93,9	95,8	95,0	93,1	93,1	93,5
Centro	89,5	90,6	89,0	91,9	91,7	89,9	89,4	90,5
Sud	85,9	87,5	88,3	88,5	89,2	89,6	90,0	89,7
Isole	85,0	83,1	85,8	85,9	88,4	86,4	83,5	86,6
ITALIA	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2006.

TAV. 2.30

**Soddisfazione globale
per i diversi aspetti del
servizio elettrico**

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

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006
Continuità	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6
Sbalzi di tensione	86,3	87,2	87,1	87,8	86,2	86,1	85,4	86,0
Frequenza lettura	72,8	74,1	73,5	72,5	72,5	70,7	71,5	79,1
Comprensibilità bollette	75,0	76,1	74,3	76,3	72,9	72,8	70,3	70,7
Informazioni sul servizio	73,2	74,1	73,4	73,5	71,6	69,5	67,4	69,0
Soddisfazione globale	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7	88,6

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2006.

3.

Struttura, prezzi e qualità nel settore del gas

PAGINA BIANCA

Domanda e offerta di gas naturale nel 2006

Il 2006 è stato un anno contrastato per i consumi di gas naturale: iniziato sotto le tensioni provocate dall'emergenza gas durante i mesi invernali, ha poi visto crearsi preoccupazioni di segno opposto nelle stagioni autunnale e invernale, risultate molto più calde rispetto alla media degli anni precedenti. Complessivamente, secondo i dati pre-consuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico, il consumo di gas in Italia si è ridotto fra il 2005 e il 2006 da 86,3 a 84,5 G(m³). Il bilancio del settore nell'anno precedente, tradizionalmente commentato in queste pagine, presenta i dati che emergono dalle prime elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori raccolte con l'indagine annuale dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sull'evoluzione dei mercati regolati. Anche in base alle dichiarazioni degli operatori (Tav. 3.1) il consumo di gas in Italia appare in riduzione rispetto allo scorso anno: sommando alle vendite, che hanno toccato 77,3 G(m³), gli autoconsumi, pari a 7 G(m³), si ottiene infatti un consumo complessivo stimabile in 84,3 G(m³). Tale consumo è stato coperto per 10,4 G(m³) con la produzione nazionale e il resto con le importazioni, che hanno raggiunto 77,6 G(m³). Parte del gas acquisito è rimasto negli stoccaggi: la variazione delle scorte mostra infatti un valore negativo, pari a -3,7 G(m³). Rispetto al 2005 il bilancio degli operatori del gas non presenta sostanziali modifiche, se non in alcuni suoi elementi. D'altra parte, le irregolarità climatiche che hanno caratterizzato il 2006 e il

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

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

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

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale nel 2006G(m³)

	Eni	GROSSISTI			VENDITORI				TOTALE
		> 10 Gm³	1 – 10 Gm³	0,1 – 1 Gm³	< 0,1 Gm³	> 1 Gm³	0,1 – 1 Gm³	< 0,1 Gm³	
Produzione nazionale netta	8,8	0,7	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	10,4
Importazioni nette ^(A)	50,8	16,8	7,4	2,5	0,1	0,0	0,0	0,0	77,6
– di cui vendite "innovative"	–	1,7	3,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3
Variazioni scorte	–2,8	–0,5	–0,2	–0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	–3,7
stoccaggi al 31 dicembre 2005	1,5	1,3	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2
stoccaggi al 31 dicembre 2006	4,3	1,7	1,0	0,8	0,1	0,0	0,0	0,0	7,9
Acquisti da operatori nazionali	1,4	8,3	7,4	8,0	0,9	8,8	11,3	4,5	50,6
da Eni	–	6,4	2,1	2,6	0,2	2,2	5,6	1,7	20,8
– di cui <i>gas release</i>	–	0,2	0,3	1,3	0,2	0,0	0,0	0,0	2,0
da Enel	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	4,7	0,4	0,2	5,9
da Edison	0,2	0,6	1,4	0,5	0,1	0,0	1,4	0,4	4,5
da altri	1,1	1,1	3,8	4,9	0,6	1,8	3,9	2,2	19,4
– di cui acquisti alla frontiera ^(B)	–	0,6	0,5	1,9	0,3	0,0	0,1	0,0	3,5
– di cui acquisti al PSV	0,0	0,5	1,2	1,9	0,3	0,0	0,0	0,2	3,9
Cessioni ad altri operatori	20,7	10,9	8,6	9,0	0,7	0,0	0,0	0,0	50,1
– di cui vendite al PSV	0,4	0,2	1,0	2,1	0,2	0,0	0,0	0,0	3,9
Trasferimenti netti	–0,3	0,1	0,5	0,2	0,0	–0,4	0,1	0,1	0,3
Consumi e perdite ^(C)	0,4	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	1,0
Autoconsumi	0,1	5,3	1,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0
Vendite finali	36,5	9,0	5,1	2,4	0,3	8,3	11,3	4,5	77,3
– generazione elettrica	15,9	9,0	1,6	0,1	0,0	0,2	0,2	0,1	27,2
– domestico, commercio e industria	20,6	0,0	3,5	2,2	0,3	8,0	11,1	4,4	50,1
Mercato tutelato	5,9	0,0	1,0	0,7	0,1	5,3	7,9	3,2	24,2
– meno di 5.000 m³	3,9	0,0	0,7	0,5	0,1	3,7	5,8	2,1	16,8
– tra 5.000 e 200.000 m³	2,0	0,0	0,3	0,2	0,0	1,5	1,8	1,0	6,8
– più di 200.000 m³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0,5
Mercato libero	30,7	9,0	4,0	1,6	0,2	2,9	3,4	1,3	53,1
– meno di 5.000 m³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,5
– tra 5.000 e 200.000 m³	0,3	0,0	0,1	0,2	0,0	0,6	0,8	0,4	2,3
– più di 200.000 m³	30,4	9,0	3,9	1,5	0,1	2,1	2,6	0,8	50,3

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Include *gas release*.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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

clienti di grandi dimensioni (cioè con consumi superiori a 200.000 m³/anno). Di qui la spiegazione del fatto che le vendite ai clienti con consumi inferiori a 200.000 m³/anno hanno evidenziato un forte aumento, quasi il 40%, a fronte di un calo del 14% per i clienti con consumi superiori a 200.000 m³/anno.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

La produzione nazionale ha registrato l'ennesimo calo seguendo l'andamento decrescente che perdura ormai da più di un decennio. Come prospettato dal Ministero dello sviluppo economico (si vedano le *Relazioni Annuali* degli scorsi anni), nel 2006 la produzione si è attestata a 10.979 M(m³), diminuendo di 9,1 punti percentuali rispetto al 2005. La quota della produzione nazionale sul totale dei consumi si è quindi ulteriormente ridotta al 12,5%, dal 14% dello scorso anno (era al 33,6% nel 1997).

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

Alla consueta indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità hanno risposto 8 società che nel 2006 hanno prodotto complessivamente 10.420 M(m³) di gas naturale. Rispetto al dato di produzione pre-consuntivo diffuso dal Ministero dello sviluppo economico, la copertura dell'indagine è quindi del 95%.

Il segmento della produzione di gas naturale in Italia è dominato dal gruppo Eni che possiede la quota di produzione nazionale maggioritaria¹ e di gran lunga superiore ai suoi concorrenti, pari all'84,4%. Al secondo e al terzo posto, infatti, vi sono il gruppo Edison con il 6,8% e il gruppo Shell con il 6,6%. Il gruppo Gas Plus segue a una certa distanza con una quota del 2,2% (Tav. 3.2).

Importazioni

La dipendenza dell'Italia dalle importazioni aumenta sensibilmente di anno di anno. Nel 2006 è stato importato il 5,4% di gas in più rispetto al 2005, complessivamente l'87,5% del gas immesso in rete (Fig. 3.2).

Le principali fonti di approvvigionamento via gasdotto, entrambe extracomunitarie, sono la Russia e l'Algeria. La figura 3.3 illustra

la ripartizione dei volumi di gas di importazione in base alla nazione di provenienza (fisica e non contrattuale).

Anche nel 2006 il primato di volumi di gas importati spetta all'Algeria, da cui proviene il 35,6% del gas totale importato. Da questo paese il gas arriva principalmente via gasdotto, al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo (25.005 dei 27.516 G(m³) giunti dall'Algeria sono entrati per questa via), e in misura minore via nave, rigassificato presso l'impianto di Panigaglia. Seguono le importazioni dalla Russia (29,1%) che arrivano in Italia via gasdotto attraverso i punti di entrata della rete nazionale di Tarvisio e Gorizia.

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

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

Hanno risposto all'indagine annuale dell'Autorità, 21 soggetti importatori² (Tav. 3.3) che nel 2006 risultano aver complessivamente importato in Italia 77,6 G(m³). Il dato complessivo che emerge dalle prime elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori è lievemente superiore al valore totale delle importazioni (pre-consuntivo) diffuso dal Ministero dello sviluppo economico, che è pari a 77,4 M(m³), probabilmente a causa di errori statistici.

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

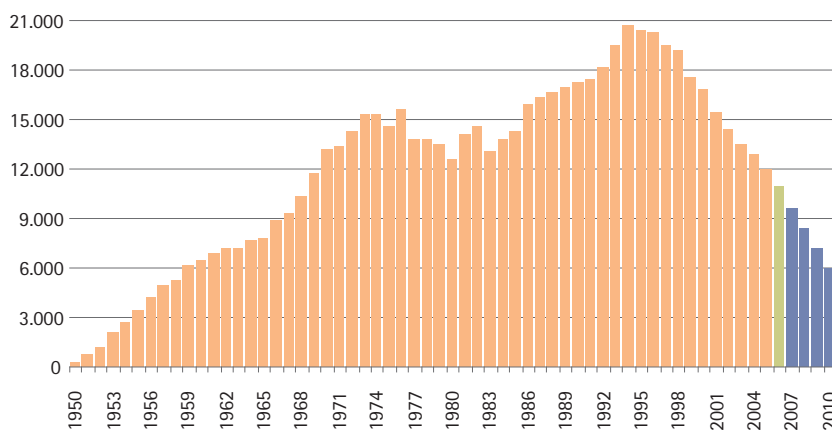
¹ La quota del gruppo Eni scende all'80,1% se calcolata sul valore di produzione nazionale di 10.979 M(m³) diffuso dal Ministero dello sviluppo economico, mentre le altre quote restano sostanzialmente invariate.

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

FIG. 3.1

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

M(m³); valori storici dal 1950
al 2005; preconsuntivo 2006 e
previsioni dal 2007 al 2010



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.2

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

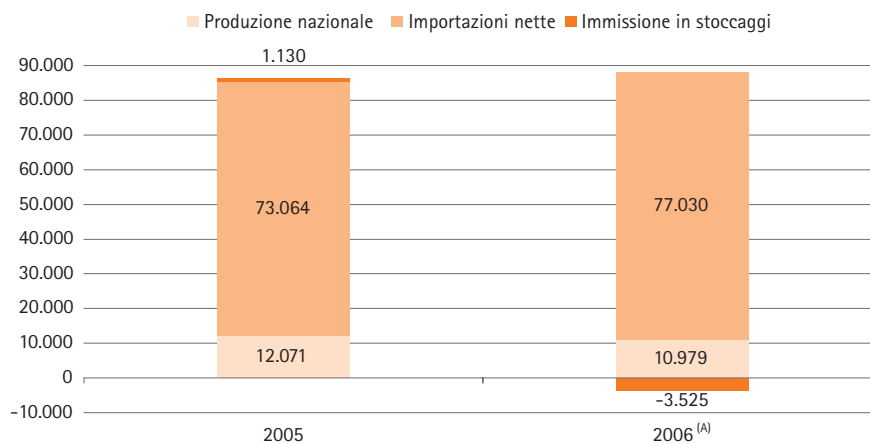
SOCIETÀ	M(m ³)	QUOTA %
Gruppo Eni	8.791	84,4
Gruppo Edison	713	6,8
Gruppo Royal Dutch Shell	684	6,6
Gruppo Gas Plus	227	2,2
Altri	5	0,0
TOTALE	10.420	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.2

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

M(m³)



(A) Per il 2006 dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

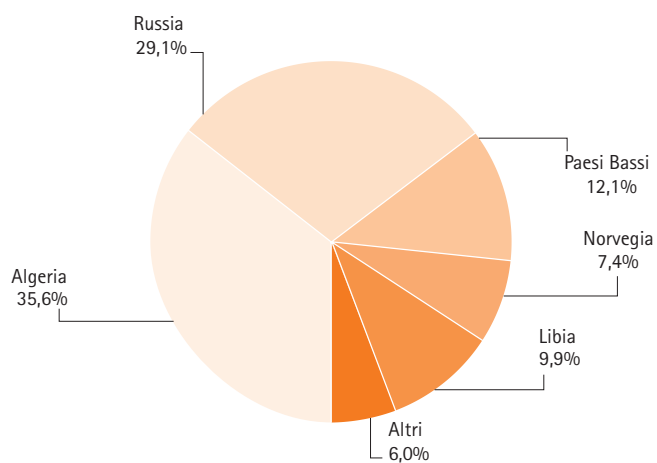


FIG. 3.3

Importazioni di gas nel 2006 secondo la provenienza

Valori percentuali

Fonte: Elaborazione su dati Ministero dello sviluppo economico.

	M(m³)	QUOTA %
Eni – Divisione Gas & Power	50.773	65,4
Enel Trade	9.537	12,3
Edison	7.281	9,4
Plurigas	3.199	4,1
Gaz De France sede secondaria	2.051	2,6
Sorgenia	1.759	2,3
Dalmine Energie	667	0,9
E.On Ruhrgas AG	513	0,7
ENOI	410	0,5
Gas Natural Vendita Italia	324	0,4
AceaElectrabel Trading	307	0,4
Hera Trading	196	0,3
EGL Italia	180	0,2
Italtrading	104	0,1
Elektrizitats-Gesellschaft Laufenburg AG	98	0,1
Begas Energy International	66	0,1
Elettrogas	44	0,1
Worldenergy	37	0,0
Blugas	27	0,0
Energetic Source	22	0,0
Electra Italia	17	0,0
Totale	77.615	100,0
Totale importazioni (Fonte: MSE)	77.399	–

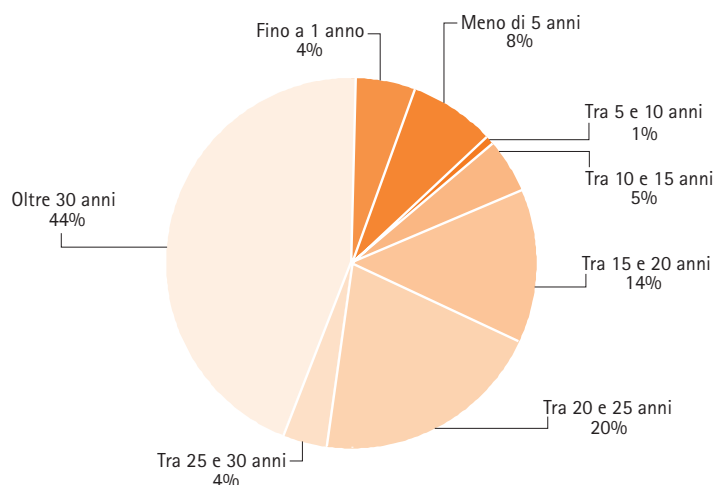
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.3

Importazioni lorde di gas in Italia nel 2006

FIG. 3.4

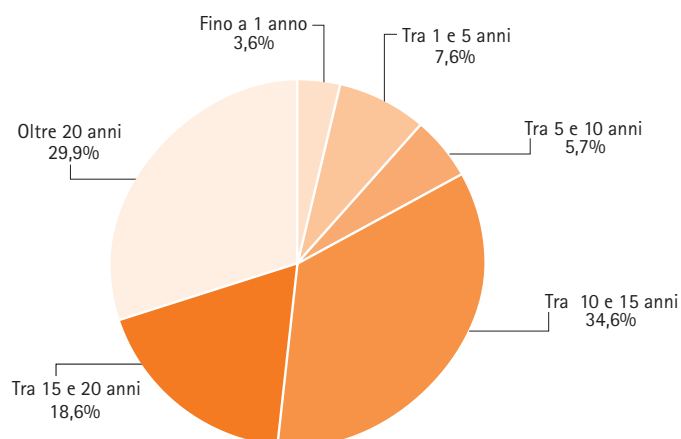
**Struttura dei contratti
(annuali e pluriennali)
attivi nel 2006, secondo
la durata intera**



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.5

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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

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

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

Autorizzazioni all'importazione

Com'è noto, in base a quanto disposto dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, l'attività di importazione in Italia è libera per quanto riguarda l'importazione di gas prodotto nei paesi dell'Unione europea (in questo caso l'importatore deve darne comunicazione al Ministero dello sviluppo economico), mentre è soggetta ad autorizzazione ministeriale per quanto riguarda le importazioni extracomunitarie³.

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

Nel 2006 sono pervenute al Ministero dello sviluppo economico 30 comunicazioni di importazioni intracomunitarie e 13 nei primi tre mesi del 2007. In totale sono 215 le comunicazioni relative a gas naturale prodotto in paesi appartenenti all'Unione europea ricevute dal ministero dal 2001 a oggi.

Sviluppo delle infrastrutture di importazione

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

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

sione tra Italia e Grecia che prevede la realizzazione del tratto sottomarino (gasdotto Poseidon), di interconnessione tra la costa italiana nell'area di Otranto in Puglia, e la costa greca (Stavrolimenas), nonché di un tratto *onshore* che attraversa la Grecia (gasdotto Zeus) sino a interconnettersi con la rete turca. Dalla Turchia, il sistema dovrebbe poi collegarsi alle aree di produzione del Mar Caspio. Il gasdotto IGI, di capacità nominale di 8-10 G(m³)/anno è stato riconosciuto come *Project of european interest* dall'Unione europea, in quanto completerà insieme all'interconnessione Grecia-Turchia (ITG) il terzo asse prioritario di sviluppo del sistema energetico transeuropeo.

Il 31 gennaio 2007 è stato firmato un Protocollo d'intesa tra il Governo italiano e quello greco che, d'accordo con le Autorità di regolazione nazionali, ha riconosciuto alla società Edison e al principale operatore greco Depa la possibilità di utilizzare, per una durata di 25 anni, l'intera capacità del metanodotto, pari a 8 G(m³), con l'obbligo però di rispettare una serie di misure aggiuntive finalizzate a massimizzare l'effetto pro-competitivo derivante dalla realizzazione dell'interconnessione. Tra tali misure vi sono l'obbligo di rendere disponibile per l'accesso a terzi la capacità marginale del progetto (fissata pari a 800 M(m³)/anno) e l'impegno a rilasciare quote di gas importato presso il PSV italiano, al fine di incrementarne gli scambi e di contribuire al suo sviluppo e alla liquidità del sistema. È stabilito inoltre un limite massimo alla titolarità della capacità di trasporto oggetto di esenzione (80%) da parte di un singolo soggetto. Le forniture all'IGI verranno assicurate da accordi con i paesi produttori dell'area del Mar Caspio e con quelli interessati dal transito del gasdotto, con i quali le aziende hanno già avviato i negoziati.

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

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

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).

TAV. 3.4

**Potenziamento dei
gasdotti esistenti**

PROGETTO	CAPACITÀ NOMINALE POTENZIA- MENTO (Gm³/anno)	LUNGHEZZA (km)	ANNO COMPLETA- MENTO STUDIO FATTIBILITÀ	AVVIO ITER ASSEGNAZIONE CAPACITÀ DI TRASPORTO	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	NOTE
Potenziamento gasdotto TTPC Algeria-Italia via Tunisia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto nel tratto tunisino	3,2	372	2002	2003 (sospeso), ripreso nel 2005 e concluso. Capacità aggiuntiva interamente allocata a 4 <i>shipper</i> (Edison, CIG, Bidas, World Energy)	1 aprile 2008	Prima <i>tranche</i> di ampliamento da realizzare entro aprile 2008 a seguito della chiusura dell'istruttoria AGCM A358. GE Oil & Gas ha ottenuto da Eni il contratto per la realizzazione del potenziamento
Ulteriore potenziamento gasdotto TTPC Algeria-Italia via Tunisia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto lungo il tratto tunisino	3,3	372	2002	Giugno 2006; Enel ha concluso un contratto di fornitura per 1 Gm³, condizione necessaria per ottenere l'assegnazione di capacità	1 ottobre 2008	Seconda <i>tranche</i> di ampliamento da realizzare entro ottobre 2008 a seguito della chiusura dell'istruttoria AGCM A358. GE Oil & Gas ha ottenuto da Eni il contratto per la realizzazione del potenziamento
Potenziamento gasdotto TAG ^(A) di importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio): aumento della capacità di trasporto nel tratto austriaco	3,3	380	2002	Iniziato nel 2005, concluso nel gennaio 2006. Capacità assegnata a 146 operatori per circa 20 Mm³/anno ciascuno	1 ottobre 2008	Prima <i>tranche</i> di ampliamento da realizzare entro ottobre 2008
Ulteriore potenziamento TAG ^(A) di importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio): potenziamento in Austria	3,2	380	2002	In esito a verifiche in corso con Autorità di regolazione italiana e austriaca e con Commissione europea	n.d.	
Potenziamento Gasdotto Libia-Italia (Gela)	2,0	516	n.d.	n.d.	n.d.	Possibile potenziamento mediante aumento centrali di spinta in Libia

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

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.