



# Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE  
ALLA COMMISSIONE EUROPEA  
SULLO STATO DEI SERVIZI E SULLA REGOLAZIONE  
DEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

---

31 luglio 2007

**INDICE**

1	Prefazione.....	3
2	Sommario / Evoluzione nell'ultimo anno.....	4
3	Regolamentazione e performance del mercato dell'energia elettrica .....	11
3.1	Regolamentazione.....	11
3.1.1	Sguardo generale.....	11
3.1.2	Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni.....	11
3.1.3	Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione.....	13
3.1.4	Regolamentazione dell' <i>unbundling</i> .....	18
3.2	Concorrenza.....	20
3.2.1	Descrizione del mercato all'ingrosso .....	20
3.2.2	Descrizione del mercato finale .....	31
3.2.3	Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante.....	36
4	Regolamentazione e performance del mercato del gas naturale .....	39
4.1	Regolamentazione.....	39
4.1.1	Sguardo generale.....	39
4.1.2	Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni.....	39
4.1.3	Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione.....	43
4.1.4	Regolamentazione dell' <i>unbundling</i> .....	50
4.2	Concorrenza.....	53
4.2.1	Descrizione del mercato all'ingrosso .....	53
4.2.2	Descrizione del mercato finale .....	57
5	Sicurezza degli approvvigionamenti .....	63
5.1	Elettricità .....	63
5.2	Gas.....	70
6	Obblighi relativi al servizio pubblico e tutela dei consumatori .....	77

## 1 PREFAZIONE

Con la presente relazione l'Autorità per l'energia elettrica e il gas fornisce alla Commissione un rapporto sullo stato dei mercati italiani dell'energia elettrica e del gas secondo le disposizioni contenute negli articoli 3, 4, 23(1) e 23(8) della Direttiva 2003/54/CE per il settore elettrico e gli articoli 3, 5 e 25(1) della Direttiva 2003/55/CE.

La struttura del rapporto segue le indicazioni fornite dalla Direzione Generale per l'Energia e i Trasporti della Commissione Europea. Dopo una breve descrizione del ruolo istituzionale dell'Autorità e della recente evoluzione normativa sul mercato energetico sono analizzati i principali elementi di evoluzione strutturale dei due mercati, elettricità e gas, relativamente all'attività regolatoria e allo stato della concorrenza. Sono forniti anche elementi di aggiornamento relativamente alla sicurezza delle forniture e agli obblighi di servizio pubblico.

## 2 SOMMARIO / EVOLUZIONE NELL'ULTIMO ANNO

### Sviluppi normativi

Il Governo, insediatosi a seguito delle elezioni politiche nazionali del 9 e 10 aprile 2006, ha presentato a luglio, per il periodo 2007-2011, le linee principali della propria politica economica attraverso il Documento di programmazione economica e finanziaria (DPEF), che costituisce lo strumento tramite il quale Parlamento e Governo forniscono le linee strategiche di indirizzo cui dovranno ispirarsi le decisioni dell'Autorità, prevedendo uno specifico capitolo dedicato all'energia. Il DPEF, evidenziando l'insufficiente livello di concorrenza nei settori dell'elettricità e del gas naturale ha posto l'accento sulla necessità di: diversificare l'offerta e adeguare le infrastrutture; garantire la neutralità dell'accesso alle reti, anche, ove necessario, con forme di separazione proprietaria e limiti alla partecipazione azionaria nelle società proprietarie delle reti di trasmissione di energia elettrica e di trasporto e stoccaggio di gas naturale; assicurare condizioni di accesso non discriminatorio anche all'attività di misura dell'energia elettrica, in vista della completa apertura del mercato elettrico a partire dal 1° luglio 2007; definire gli obblighi di servizio pubblico nei settori liberalizzati e provvedere alla revisione della tariffa sociale; intervenire sul mix energetico al fine di ridurre la dipendenza estera, attraverso la promozione delle fonti rinnovabili in maniera efficiente e secondo logiche di filiera industriale, puntando sulle tecnologie avanzate e a basso impatto ambientale. Il DPEF ha dedicato inoltre per la prima volta, un capitolo agli adempimenti previsti dal Protocollo di Kyoto.

La legge finanziaria 2007 (27 dicembre 2006, n. 296) ha riservato una particolare attenzione alle tematiche energetiche predisponendo significativi incentivi volti alla promozione dell'efficienza energetica (installazione pannelli fotovoltaici, riqualificazione energetica degli edifici, sostituzione di elettrodomestici e motori industriali, uso di biocarburanti). La stessa ha ridefinito il termine entro il quale la società Eni Spa dovrà procedere alla dismissione delle proprie quote azionarie, eccedenti il limite del 20%, nel capitale di Snam Rete Gas Spa (entro 24 mesi dal previsto decreto di privatizzazione di Snam rete Gas) e predisposto una revisione della normativa CIP<sup>61</sup>, volta al contenimento dei costi dell'energia elettrica per i clienti finali, che dà attuazione all'art. 2 della Direttiva 2001/77/CE (limite all'erogazione di nuovi contributi alle fonti cosiddette "assimilate" e concessione degli incentivi ai soli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili già autorizzati e di cui sia stata concretamente avviata la realizzazione).

Tra le proposte di legge, ancora in discussione, i cui contenuti potrebbero riflettersi sull'attività di questa Autorità, è il disegno di legge *Delega al Governo per completare la liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale e per il rilancio del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili, in attuazione delle Direttive comunitarie 2003/54/CE, 2003/55/CE e 2004/67/CE (AS 691)*, emanato nel luglio 2006 poco dopo l'insediamento del nuovo Governo e illustrato nell'*Annual Report* dello scorso anno. Il provvedimento, destinato a incidere in maniera significativa sugli assetti del settore energetico e sull'attività dell'Autorità, è tutt'ora al vaglio del Parlamento. Da segnalare però che alcune

---

<sup>1</sup> Dal 1992 la normativa CIP6 ha introdotto un sistema di incentivazione a favore dell'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e "assimilate". L'incentivo, specifico per tecnologia di produzione, ha una durata variabile e limitata nel tempo.

delle norme in questione sono confluite nella legge finanziaria 2007 (fiscalità energetica, risparmio energetico, fonti rinnovabili), mentre gran parte di quelle relative alle competenze dell'Autorità potrebbero essere superate dal disegno di legge di riordino complessivo della disciplina delle autorità indipendenti (*Disposizioni in materia di regolazione e vigilanza sui mercati e di funzionamento delle Autorità amministrative indipendenti* (AS 1366)), presentato nella primavera 2007. Infine, l'imminenza della totale apertura dei mercati del 1° luglio 2007, ha reso necessario un intervento legislativo d'urgenza nel giugno 2007, che completa buona parte delle disposizioni delle Direttive 55 e 54 del 2003 e attribuisce all'Autorità specifici compiti (vedi Capitolo 6).

### Sviluppi nel mercato elettrico

Nel 2006 la domanda di energia elettrica è aumentata del 2,2% rispetto all'anno precedente attestandosi sui 337,8 TWh. Alla crescita della domanda elettrica, trainata dal buon andamento dell'economia italiana nel suo complesso, si associa anche il perseguimento del trend positivo dell'intensità elettrica (0,5%). L'aumento medio del 2,2% deriva da crescite nei consumi abbastanza differenziate tra i settori. Sulla base dei dati provvisori diffusi da TERNA (Rete elettrica nazionale Spa) l'incremento più significativo, pari al 3,7% si è registrato nel terziario, mentre i consumi industriali sono cresciuti del 2%. Assai meno rilevanti sono risultati, invece, gli aumenti per usi domestici e agricoli: rispetto al 2005, hanno evidenziato, rispettivamente, variazioni dello 0,5% e dello 0,7%.

La produzione nazionale netta destinata al consumo ha fatto registrare una crescita del 4,2%, attestandosi su 293,1 TWh, mentre il saldo estero è significativamente diminuito rispetto al 2005 (-9,0%), risultando pari a 44,7 TWh. A seguito di tale diminuzione, determinata sia da un calo delle importazioni (-7,8%) che da un aumento delle esportazioni (44,5%), realizzato prevalentemente nell'inverno 2005-2006 in cui si registrava l'emergenza gas (descritta nell'*Annual Report 2006*), la quota di fabbisogno coperta dal saldo estero si è ridotta dal 14,9% del 2005 al 13,2% del 2006.

Nel corso del 2006 la generazione termoelettrica lorda è cresciuta del 4,1%, risultando pari a circa 257 TWh. Di conseguenza, è lievemente aumentata anche la quota di tale produzione sulla generazione complessiva (da 81,3% nel 2005, a 81,6%), a scapito della produzione da pompaggio.

Con riferimento alle fonti della generazione termoelettrica, si evidenzia come il consumo di gas naturale destinato alla produzione di elettricità abbia subito un incremento pari al 6,1% nel corso dell'anno, nonostante si sia registrata una diminuzione del 2,1% del consumo complessivo di gas naturale, attribuibile sostanzialmente alle temperature miti verificatesi negli ultimi mesi del 2006. Ciò è imputabile all'entrata in funzione di nuovi impianti a ciclo combinato, che ha controbilanciato gli effetti dell'imposizione dell'obbligo di esercizio a olio combustibile degli impianti termoelettrici *dual fuel* previsto tra le misure di emergenza adottate dal Governo nei primi mesi dell'anno, al fine di contrastare lo svuotamento prematuro degli stoccaggi di gas. Le misure di emergenza hanno avuto come effetto un significativo rallentamento nella sostituzione del petrolio quale fonte energetica: la generazione elettrica da prodotti petroliferi è infatti diminuita dell'1,8%, mentre nell'ultimo triennio l'uso di petrolio quale fonte di generazione si è ridotto in media di poco meno del 20% all'anno. La produzione da fonti rinnovabili è cresciuta in linea con l'incremento complessivo della generazione (3,6% rispetto al 2005), pur rimanendo ancora

notevolmente inferiore al valore raggiunto nel 2004 (-7,2%) in ragione di un apporto idroelettrico naturale significativamente inferiore alla media dell'ultimo decennio (36,7 contro 41,8 TWh). Il 2006 è stato caratterizzato da un significativo incremento dell'energia eolica, pari a circa 0,9 TWh, che ha portato questa fonte a contribuire per più del 6% alla generazione complessiva da fonti rinnovabili. Superiore alla media è risultato anche l'incremento della produzione geotermica (3,8%). In termini di quote di mercato nella generazione, in linea con il trend degli ultimi anni si evidenzia un'ulteriore contrazione della quota di mercato del gruppo Enel (-4% circa) a favore soprattutto di Edison, che ha raggiunto una quota di mercato del 13% circa. Più contenute sono risultate le variazioni in aumento delle quote di mercato delle altre imprese maggiori, Eni, Endesa Italia ed Edipower. Nel corso dell'anno è entrata in funzione nuova capacità efficiente lorda per circa 4.500 MW, in gran parte costituita da impianti termoelettrici.

Per ciò che concerne l'andamento del mercato regolamentato gestito dalla società Gestore del mercato elettrico Spa (GME), si rileva che le operazioni sulla Borsa elettrica hanno raggiunto i 196,5 TWh, in riduzione del 3,2% rispetto al 2005. La riduzione della domanda in Borsa deriva in buona parte da un significativo decremento della domanda della società Acquirente Unico Spa, pari a circa 7,0 TWh, in ragione di una contrazione del mercato vincolato, per il quale l'Acquirente Unico si approvvigiona in Borsa. Per contro, la domanda attraverso i contratti bilaterali è aumentata di quasi l'11% rispetto al 2005, a seguito di un aumento della richiesta superiore a 17 TWh da parte di operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico.

Il prezzo medio di acquisto (PUN) nella Borsa elettrica italiana è stato pari a 74,75 €/MWh, in crescita di 16,17 €/MWh rispetto al 2005 (27,6%). L'aumento riflette, tra le altre componenti, l'andamento del prezzo degli input, in particolare del petrolio Brent, in crescita del 19% circa sui mercati europei, e del gas naturale, il cui prezzo medio all'importazione in Italia è aumentato del 30% circa rispetto al 2005. Nel corso del 2006 si è confermato il sussistere di un rilevante differenziale di prezzo (17-26 €/MWh) tra la Borsa italiana e le principali borse estere, particolarmente elevato nelle ore di picco.

Per quanto riguarda il mercato finale, si rileva che i clienti idonei (quindi potenzialmente liberi) al 31 dicembre 2006 erano circa 7,6 milioni, e hanno prelevato, nel corso dell'anno, 221,5 TWh di energia (al netto dei consumi degli utenti che beneficiano di regimi tariffari speciali); rispetto all'anno precedente il volume di energia prelevata dagli stessi clienti è diminuito di circa 1,7 TWh. I clienti, che al 31 dicembre 2006 risultavano effettivamente approvvigionarsi sul mercato libero, erano invece circa 700 mila, con un prelievo complessivo di 149,7 TWh, corrispondente a una quota del 67,7% del mercato potenziale. I consumi di energia del mercato vincolato nel 2006 si sono attestati sui 138,5 TWh, di cui 61,6 TWh sono i prelievi di energia effettuati dalle utenze domestiche.

Nel corso del 2006 è proseguito il miglioramento della continuità del servizio sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica. Infatti è significativamente diminuita la durata delle interruzioni senza preavviso per clienti in bassa tensione che è passata da 80 minuti d'interruzione all'anno per cliente nel 2005, a 64 minuti nel 2006, considerando tutte le interruzioni. Per quanto riguarda invece la qualità commerciale, dai dati forniti all'Autorità dagli esercenti si rileva che nel 2006 è aumentato sia il numero dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso sia il numero di indennizzi pagati ai clienti.

## Sviluppi nel mercato gas

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, 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 da 86,3 a 84,5 G(m<sup>3</sup>). Anche in base alle dichiarazioni degli operatori raccolte nell'Indagine svolta annualmente dall'Autorità sui settori elettrico e gas, il consumo di gas in Italia appare in riduzione rispetto allo scorso anno: sommando alle vendite, che hanno toccato 77,3 G(m<sup>3</sup>), gli autoconsumi, pari a 7 G(m<sup>3</sup>), si ottiene infatti un consumo complessivo stimabile in 84,3 G(m<sup>3</sup>). Tale consumo è stato coperto per 10,4 G(m<sup>3</sup>) con la produzione nazionale e il resto con le importazioni, che hanno raggiunto 77,4 G(m<sup>3</sup>). Parte del gas acquisito è rimasto negli stoccaggi: la variazione delle scorte mostra infatti un valore negativo, pari a -3,7 G(m<sup>3</sup>). La produzione nazionale ha registrato l'ennesimo calo (-9,1%), seguendo il trend decrescente che perdura ormai da più di un decennio. La quota di produzione nazionale sul totale dei consumi si è quindi ulteriormente ridotta al 12,5% (era al 33,6% nel 1997). La dipendenza dell'Italia dall'estero aumenta, per conseguenza, di anno in anno: nel 2006 è stato importato il 5,4% di gas in più rispetto al 2005, complessivamente l'87,5% del gas immesso in rete.

Rispetto al 2005 il bilancio degli operatori del gas non presenta sostanziali modifiche. Sul fronte dell'approvvigionamento è apprezzabile lo sforzo degli operatori minori che hanno incrementato sia la produzione sia le importazioni, anche se queste ultime più che altro mediante acquisti da Eni Spa oltre frontiera. L'eccesso di scorte accumulato in previsione di un inverno freddo è stato significativamente minore per i grossisti maggiori (se si esclude 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 molto più forte per i venditori, specializzati nel settore degli usi civili, che non per i grossisti; ha inoltre colpito pesantemente 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.

La ripartizione delle vendite tra mercato libero e mercato tutelato non è sostanzialmente cambiata rispetto agli scorsi anni: dei 77,3 G(m<sup>3</sup>) venduti (il dato esclude gli autoconsumi), il 69% circa è stato acquisito dal mercato libero, contro il 31% del mercato tutelato.

## Organizzazione e competenze dell'ente di regolazione

La necessità di rispondere alle mutate prospettive del mercato ha portato l'Autorità a completare il processo di riorganizzazione dei propri Uffici avviato nella seconda metà del 2004 e volto a una progressiva armonizzazione regolatoria nei settori gas ed elettricità, più coerente con la completa liberalizzazione dei mercati prevista per il 1° luglio 2007. Dal 1° gennaio 2007, l'obiettivo della "convergenza" della regolazione nei due settori trova coerenza organizzativa nella creazione di un'unica Direzione mercati dedicata alla regolazione tecnico-economica dei mercati dell'energia elettrica e il gas. La nuova

organizzazione così completata prevede quindi tre Direzioni di regolazione orizzontali ai settori dell'energia elettrica e il gas (Mercati, Tariffe, Consumatori e Qualità) e quattro Direzioni di servizio/supporto (Studi e ricerche, Amministrazione e Personale, Legale, Vigilanza e Controllo). La nuova struttura del Segretariato Generale che, nella nuova riorganizzazione oltre alla programmazione, alla pianificazione e al controllo strategico, comprende le relazioni istituzionali - nazionali e internazionali - e la comunicazione, è orientata a dare maggiore impulso alle attività di *advising* e alla trasparenza dell'interlocuzione con tutti gli *stakeholder* del settore sulle questioni energetiche.

Non vi sono state variazioni nelle competenze dell'Autorità nel corso del 2006. Al riguardo, va tuttavia ricordato che il DDL per il riordino del settore energetico (AS. 691), in discussione in Parlamento, è orientato a restituire all'Autorità la pienezza dei suoi poteri originari (in particolare in materia di importazioni di energia elettrica e potestà tariffaria), a confermarne altri non esplicitamente previsti nella sua legge istitutiva (estensione competenze su tutte le fasi della filiera e non solo quelle in condizioni di monopolio naturale), a prevedere il potenziamento della funzione di controllo del Parlamento sulle attività messe in atto dalla stessa Autorità, nonché a ridefinire la composizione dell'organo collegiale.

### Principali attività comuni a entrambi i settori

Fra le attività di regolazione comuni a entrambi i settori particolare attenzione, in vista della piena liberalizzazione del luglio 2007, hanno ricevuto nel corso del 2006 quelle relative alla tutela del consumatore (trasparenza dei documenti di fatturazione, codici di condotta commerciale e strumenti di confrontabilità dei prezzi) che si affiancano alla gestione ordinaria di gestione di reclami, istanze e segnalazioni provenienti sia dalla clientela individuale, sia dalle associazioni dei consumatori.

Il 2006 è stato il secondo anno di piena attuazione del meccanismo di promozione dell'efficienza energetica basato su un sistema di obblighi individuali di risparmio energetico posti in capo agli operatori e del mercato per lo scambio di certificati avviato nel 2004. Oltre alla revisione della regolazione per una migliore attuazione del meccanismo, l'Autorità si è dotata in corso d'anno di un'importante collaborazione con l'ENEA<sup>2</sup> per la valutazione, la verifica e la certificazione dei progetti. Nell'ottobre 2006 è stato pubblicato il primo *Rapporto annuale sul funzionamento del meccanismo dei certificati bianchi* che, sulla base dei risultati dei primi 17 mesi di funzionamento, illustra un sistema che dopo tre anni di lavoro di costruzione dimostra nel complesso di funzionare.

Nel 2006 sono proseguite le attività di sperimentazione triennale delle Analisi di impatto della regolazione<sup>3</sup> avviate nel 2005 (vedi Relazione scorso anno) con l'adozione in corso d'anno di quattro provvedimenti sottoposti ad AIR relativi a: le tariffe di stoccaggio, la disciplina del dispacciamento dell'energia elettrica, le fasce orarie per l'erogazione di energia elettrica e gli standard di comunicazione fra distributori e venditori di gas naturale.

---

<sup>2</sup> Si tratta dell'Ente per le Nuove Tecnologie e l'Ambiente, un ente pubblico che promuove e svolge attività di ricerca di base e applicata e di innovazione tecnologica nel campo dell'energia.

<sup>3</sup> Obbligatorio in Italia per le autorità amministrative indipendenti ai sensi dell'art. 12 della legge 29 luglio 2003, n. 229.

Il monitoraggio e la vigilanza sull'effettiva implementazione della regolazione, volta anche al miglioramento della stessa, è destinata ad assumere un'importanza crescente fra le attività del regolatore. Grazie alla definizione di accordi di collaborazione con la Guardia di Finanza, l'ENEA e altre istituzioni di supporto tecnico, nel 2006 gli Uffici dell'Autorità hanno svolto oltre 100 verifiche ispettive e controlli sugli operatori e gli impianti di cui oltre la metà dedicate alla qualità tecnica e commerciale e la sicurezza del servizio.

### Principali attività nel settore elettrico

Le attività di *regolamentazione tariffaria* si sono concentrate su: la revisione del meccanismo di tutela per le utenze disagiate implicitamente inglobato nella tariffa applicata alla clientela finale; la modifica dei criteri di aggiornamento della componente "Costo evitato del combustibile" dei prezzi di ritiro incentivati per le energie rinnovabili e assimilate (provvedimento CIP 6); la rideterminazione degli oneri tariffari connessi con lo smantellamento delle centrali nucleari dimesse e con gli *stranded costs*; l'avvio dei lavori per la determinazione delle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura per il terzo periodo regolatorio (2008 - 2011).

Fra le misure per la *promozione della concorrenza* adottate nel 2006 da segnalare: la revisione delle regole di assegnazione della capacità di interconnessione portata avanti nell'ambito del programma di integrazione dei mercati regionali europei promosso da ERGEG; la proposta di misure per la promozione della concorrenza e la trasparenza nella vendita di energia in vista dell'apertura del mercato domestico al 1° luglio 2007; la semplificazione delle fasce orarie per i servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica orientata a criteri di maggiore omogeneità di prezzo. Infine nel gennaio 2007 l'Autorità ha modificato la normativa in materia di *unbundling* adottando il criterio di separazione funzionale delle attività essenziali per la liberalizzazione previsto dalla normativa europea.

Per quanto attiene alla *regolamentazione tecnico-economica*, i principali provvedimenti adottati nel 2006 riguardano; la revisione della disciplina del dispacciamento, del *load profiling* e della remunerazione delle interrompibilità. Particolare attenzione è stata data, nella regolazione della misura, all'attuazione dell'obbligo progressivo fra il 2008 e il 2011 di dotare tutti i consumatori di contatori elettronici telegestiti.

La regolamentazione della *qualità dei servizi* nel corso dell'anno ha riguardato varie attività: l'attuazione delle norme fissate per il periodo regolatorio 2004-2007 dal *Testo integrato* della qualità dei servizi elettrici; l'introduzione di nuove disposizioni relative alla rilevazione dei clienti alimentati in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico; l'introduzione di semplificazioni relative agli adempimenti dei clienti e altre utenze alimentati in media tensione; le proposte di regolazione sui temi relativi alle *interruzioni estese e prolungate* e alla *qualità dei servizi telefonici commerciali*, temi che confluiranno nella nuova regolazione per il terzo periodo regolatorio il cui studio è stato avviato nel settembre 2006.

### Principali attività nel settore del gas

Nel corso del 2006 l'attività svolta in tema di *regolamentazione tariffaria* ha riguardato principalmente il completamento della disciplina della tariffa di trasporto (corrispettivi di

misura per i punti di riconsegna, tariffe e conferimenti di capacità nei punti di entrata dei gasdotti di interconnessione e incentivi all'interrrompibilità), le modifiche e integrazioni alla disciplina della tariffa di distribuzione resesi necessarie a valle del prolungato contenzioso amministrativo e la determinazione delle tariffe di stoccaggio per il periodo di regolazione 2006-2010.

Nell'ambito delle attività finalizzate alla *promozione della concorrenza*, l'Autorità ha adottato una serie di provvedimenti tesi sia a garantire l'adeguatezza dell'offerta di gas, sia a evitare il ripetersi di un'emergenza gas analoga a quella verificatasi nell'anno termico 2005-2006. Oltre a prevedere un regime di bilanciamento transitorio per agevolare il reintegro degli stoccaggi, ha adottato misure finalizzate a favorire l'interrrompibilità dei consumi e il rilascio della capacità inutilizzata. Sul fronte della vendita, invece, è da rilevare la modifica alle condizioni economiche di fornitura del gas naturale e della componente costo della materia prima resesi necessarie per tenere in considerazione sia i forti e persistenti incrementi dei prezzi dei combustibili, sia la definizione delle nuove tariffe di stoccaggio e l'aggiornamento della componente relativa al trasporto. Infine nel gennaio 2007 l'Autorità ha modificato la normativa in materia di *unbundling* adottando il criterio di separazione funzionale delle attività essenziali per la liberalizzazione previsto dalla normativa europea.

Per quanto riguarda la *regolazione delle infrastrutture*, sono stati adottati numerosi provvedimenti di natura tecnica finalizzati a regolare l'accesso alle *essential facility* del settore. Tra questi si segnalano l'approvazione del Codice di rete-tipo della distribuzione e del Codice di stoccaggio, l'approvazione delle modifiche ai Codici di trasporto di Snam Rete Gas e della Società Gasdotti Italia, la predisposizione dei criteri per l'assegnazione della capacità di trasporto presso i punti di entrata dei terminali di rigassificazione, per i quali è stata rilasciata un'esenzione dagli obblighi di accesso di terzi. In tema di regolazione delle infrastrutture è da segnalare, inoltre, la previsione di profili di prelievo standard per le diverse categorie di uso del gas. Infine nel luglio 2007 è stata finalizzata l'introduzione dei conferimenti infrannuali con decorrenza 1° ottobre 2007, nel rispetto del Regolamento CE n. 1775/2005.

La regolazione della *qualità del servizio gas* è stata rivolta principalmente al monitoraggio dell'attuazione della disciplina della sicurezza, della continuità e della qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas che ha portato in alcuni casi a interventi di aggiustamento. In materia di regolazione della sicurezza a valle dei contatori del gas sono state introdotte alcune semplificazioni e maggiori garanzie informative per i consumatori nelle norme che regolano gli obblighi di accertamento e predisposta una maggiore informativa sull'assicurazione minima nazionale a favore dei clienti finali del gas. Nel 2006 sono state anche definite nuove proposte per la regolazione standard di qualità, sicurezza e continuità anche per il trasporto del gas naturale.

### 3 REGOLAMENTAZIONE E PERFORMANCE DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

#### 3.1 Regolamentazione

##### 3.1.1 Sguardo generale

A partire dal 1° luglio 2004, tutti i clienti non domestici sono divenuti idonei e quindi liberi di scegliere la controparte contrattuale e di negoziare le condizioni di fornitura. Rispetto all'anno precedente, il 2006 è stato caratterizzato da una crescita del mercato libero in termini sia di numerosità dei clienti (di circa 365.000) sia di volumi di energia prelevata (di circa 13 TWh); come effetto, risultano essere molto diminuiti i prelievi pro capite, passati da circa 0,41 GWh nel 2005 a 0,22 GWh nel 2006. Nonostante l'aumento del numero di clienti che sono usciti dal mercato vincolato, la percentuale di clienti che si approvvigiona sul mercato libero (9,2%) risulta essere ancora contenuta rispetto alla totalità dei clienti del mercato potenziale. In termini di volumi, tale percentuale sale al 67,6%, indicando che sono soprattutto i grandi consumatori a essersi effettivamente approvvigionati sul mercato libero.

**Tavola 3.1 Apertura del mercato elettrico**

	<b>Clienti idonei al 31/12/2005</b>	<b>Clienti idonei al 31/12/2006</b>	<b>Clienti che si sono approvvigionati sul mercato libero al 31/12/2005</b>	<b>Clienti che si sono approvvigionati sul mercato libero al 31/12/2006</b>
<b>N. clienti (punti di prelievo)</b>	7.747.182	7.590.279	329.864	695.279
<b>Prelievi (TWh)</b>	223,2	221,5	136,6	149,7

Nota: non sono inclusi i dati relativi agli utenti che beneficiano di regimi tariffari speciali, che hanno prelievi pari a circa 4,8 TWh.

Fonte: elaborazione AEEG su dati dei distributori.

Nel corso del 2006, per effetto della regolazione della continuità del servizio sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica, è significativamente diminuita la durata delle interruzioni senza preavviso per cliente in bassa tensione. La durata complessiva delle interruzioni è infatti passata da 80 minuti all'anno per cliente nel 2005 a 64 minuti all'anno per cliente nel 2006 (considerando tutte le interruzioni). Maggiori dettagli relativi alla qualità del servizio nel settore elettrico verranno forniti nel paragrafo 3.1.3, nella sezione dedicata alla continuità del servizio elettrico e alla qualità commerciale.

##### 3.1.2 Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni

Le modalità di allocazione della capacità di interconnessione per il 2006 sono state descritte nel dettaglio nella Relazione Annuale dello scorso anno. In tema di gestione delle

congestioni, in particolare, il decreto del Ministero delle attività produttive 13 dicembre 2005 ha stabilito che l'utilizzo della capacità di trasporto fosse determinato mediante un metodo di assegnazione implicita, sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, relative all'esecuzione di scambi transfrontalieri da parte di operatori esteri e nazionali, equiparando, in sostanza, le importazioni alle zone in cui è suddiviso il mercato elettrico italiano.

La delibera n. 269/05 dell'Autorità ha raccomandato, contestualmente all'applicazione del metodo di asta implicita, di accompagnare tale meccanismo di mercato con l'introduzione di coperture finanziarie da distribuire ai clienti finali. Queste, relative al differenziale tra prezzo estero e prezzo interno della zona di importazione, sono volte a garantire i consumatori italiani dal rischio di volatilità dei costi di congestione sulle reti di interconnessione. I diritti per l'utilizzo della capacità di interconnessione nella disponibilità del gestore di rete italiano (TERNA) sono stati assegnati nel mercato del giorno prima (MGP), attraverso un meccanismo di mercato, coerentemente con le disposizioni del Regolamento comunitario n. 1228/2003. L'Autorità ha stabilito inoltre che l'assegnazione di strumenti di copertura del rischio associato ai differenziali di prezzo tra le zone del mercato elettrico e le adiacenti zone estere su ciascuna frontiera (CCCI, per la copertura del rischio in importazione, e CCCE, per la copertura del rischio di esportazione) dovesse avvenire mediante procedure concorsuali. Per l'anno 2006 si è fatto ricorso a un'asta esplicita, mentre nel 2005 tali coperture erano state distribuite con criterio pro quota e a titolo gratuito.

Per quanto riguarda il 2007, l'Autorità, con la delibera n. 288/06, ha definito le regole per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica da applicare nel corso dell'anno, nel rispetto dei criteri previsti dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 15 dicembre 2006.

La nuova disciplina per la gestione degli scambi transfrontalieri, stabilita dalla delibera n. 288/06, prevede l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione sulle frontiere francese, greca e austriaca. La capacità d'interconnessione riferita alla frontiera svizzera e slovena è stata invece assegnata, per la quota spettante, dai rispettivi gestori di rete nazionali.

Per l'assegnazione di capacità disponibile sono utilizzate aste esplicite, organizzate su base annuale, mensile e giornaliera, le cui procedure di svolgimento sono state elaborate dai gestori di rete. Le aste assegnano agli operatori di mercato dei titoli denominati DTC (Diritti per l'utilizzo della capacità di trasporto), che consentono di importare o esportare energia per una quantità pari all'ammontare di DTC acquisiti. I DTC possono essere liberamente trasferiti tra gli utenti del dispacciamento.

La quota dei proventi derivati dall'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, spettante al gestore di rete italiano, è ripartita tra gli utenti di dispacciamento in prelievo, analogamente a quanto avvenuto negli anni precedenti. La delibera prevede che il 30% dei proventi sia assegnato all'Acquirente Unico, mentre la quota restante è suddivisa fra i clienti del mercato libero in proporzione alla potenza media impegnata nel 2005 da ciascun utente. La quota attribuita all'Acquirente Unico potrà essere ridotta nel corso del 2007 nel caso in cui si verifichi una diminuzione dell'incidenza del mercato vincolato.

La delibera dell'Autorità riconosce, infine, delle riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica sulla frontiera svizzera, dove non è prevista l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione. In particolare, è attribuita una riserva di 600 MW per l'esecuzione dei contratti pluriennali di importazione nella titolarità della società Enel Spa e destinati alla copertura del fabbisogno del mercato vincolato.

La tavola 3.2 riassume i risultati delle assegnazioni annuali della capacità di interconnessione in importazione verso l'Italia per singola frontiera per l'anno 2007.

**Tavola 3.2 Destinazione della capacità d'importazione per il 2007**

Frontiera	Prodotto	Capacità disponibile	Capacità assegnata	Prezzo	Prezzo
		MW	MW	€/MWh	€/MW
Francia - Italia	Baseload	1.000	1.000	15,12	132.451
	Baseload inverno	-	-	-	-
	Baseload escluso agosto	600	600	16,16	129.539
Svizzera - Italia	Baseload	365	365	11,00	96.360
	Baseload inverno	305	305	6,25	31.800
	Baseload escluso agosto	520	520	10,58	84.809
Austria - Italia	Baseload	182	182	15,21	133.240
	Baseload inverno	-	-	-	-
	Baseload escluso agosto	-	-	-	-
Slovenia - Italia	Baseload	50	50	7,87	68.941
	Baseload inverno	-	-	-	-
	Baseload escluso agosto	100	100	8,02	64.288

Fonte: TERNA.

### 3.1.3 Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione

Nel novembre 2005, con la nascita di TERNA è divenuta operativa la riunificazione di proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale. TERNA è una società per azioni quotata in Borsa; attualmente l'azionista di maggioranza relativa è la Cassa depositi e prestiti, che detiene il 29,99% del pacchetto azionario.

La società è proprietaria di oltre il 97% della rete di trasmissione nazionale, disponendo di circa 39.000 km di linee, 357 stazioni di trasformazione e smistamento e 3 centri di teleconduzione.

La quota di infrastrutture detenuta da TERNA è significativamente aumentata nel corso del 2006, a seguito dell'acquisizione, attraverso la società interamente controllata R.T.L. - Rete Trasmissione Locale Spa (R.T.L. Spa), dell'intero capitale sociale di Edison Rete Spa e del 99,99% del capitale di Aem Trasmissione Spa, nell'ottobre del 2006; nel novembre del 2006 l'Autorità garante per la concorrenza e il mercato ha approvato l'operazione. Tale acquisizione si inquadra nella strategia di unificazione da parte di TERNA della rete di trasmissione nazionale, in ottemperanza alle disposizioni di cui alla legge 27 ottobre 2003, n. 290, in materia di riassetto del settore energetico, nonché al successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri dell'11 maggio 2004.

Alla data di sottoscrizione dei contratti, Edison Rete possedeva circa 2.800 km di linee elettriche di trasmissione ad alta tensione e 29 sottostazioni elettriche dislocate nel Nord Italia, mentre Aem Trasmissione era proprietaria di circa 1.100 km di linee elettriche di trasmissione ad alta tensione e di 12 sottostazioni elettriche, anch'esse dislocate nel Nord Italia.

Nel gennaio del 2007 TERNA ha diffuso il Piano di sviluppo 2007-2016 della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale, soggetto all'approvazione del Ministero dello Sviluppo Economico. Il nuovo Piano prevede circa 75 nuovi interventi, destinati in prevalenza a opere prioritarie in Italia e all'incremento della capacità di interconnessione con l'estero.

Gli interventi, in particolare, dovrebbero garantire un incremento degli elettrodotti di circa 4.600 km e la costruzione di 72 nuove stazioni elettriche, consentendo un aumento dei margini di riserva per un valore compreso tra il 5% e il 15% della domanda di punta 2006, una riduzione delle congestioni di rete per un valore pari a oltre 8.000 MW in più di capacità di generazione utilizzabile e un aumento della capacità di interconnessione con l'estero per un valore compreso tra 3.000 MW e 6.000 MW. Ulteriori opportunità sono legate alle interconnessioni in cavo sottomarino con alcuni Paesi dell'area dei Balcani, per consentire di aumentare ulteriormente la capacità di import migliorando la sicurezza e l'efficienza degli approvvigionamenti di energia.

In tema di reti di distribuzione, il decreto n. 79/99, prevedendo il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ambito comunale e attribuendo alle società partecipate dagli enti locali la facoltà di chiedere all'ex monopolista Enel la cessione dei rami d'azienda operanti l'attività di distribuzione nel territorio comunale, ha dato il via a un processo di graduale razionalizzazione dell'attività, destinato a proseguire negli anni a venire.

Complessivamente dal 2000 al 2005 il processo di riorganizzazione ha comportato il trasferimento di porzioni di rete da Enel a 31 società partecipate da enti locali per un totale di 295 comuni e 1.901.484 clienti. Di rilievo è risultata la cessione nel corso del 2006 delle reti di distribuzione di 18 comuni da parte di Enel a Hera Spa, per un totale di circa 82.000 clienti.

Il processo di riorganizzazione ha determinato una riduzione nel numero di soggetti operativi in questo segmento della filiera elettrica: nel 2006 i gestori delle reti di distribuzione sono risultati 169, contro i circa 200 del 2000. Sulla base dei dati comunicati dagli esercenti all'Autorità, il 29% circa dei rispondenti è organizzato come società per azioni e il 17% come società cooperativa. In un ulteriore 17% del campione, il distributore si identifica con un ente pubblico.

In base all'indagine svolta dall'Autorità nel medesimo anno, è emerso che delle 137 imprese rispondenti al questionario proposto, 125 servono meno di 100.000 utenti (calcolati in termini di punti di prelievo).

### **Tariffe di trasmissione e distribuzione**

Nelle precedenti relazioni è stata illustrata nel dettaglio la metodologia seguita dall'Autorità per la fissazione delle tariffe di trasporto e distribuzione. In particolare, secondo quanto previsto dal Testo integrato per il secondo periodo regolatorio (2004-

2007), l'Autorità è tenuta ad aggiornare annualmente i parametri delle tariffe di trasmissione e di distribuzione; i corrispettivi a copertura del servizio di misura, invece, non sono sottoposti a meccanismi automatici di aggiornamento annuale.

L'aggiornamento annuale delle tariffe di trasmissione e di distribuzione per l'anno 2006 ha previsto:

- l'applicazione del meccanismo del *price cap* (vedi anche Tav. 6.1) alla quota parte delle tariffe di trasmissione e distribuzione a copertura dei costi operativi e degli ammortamenti;
- la revisione del valore del capitale investito riconosciuto ai fini tariffari a livello nazionale, per tener conto degli investimenti netti portati a termine nel corso del 2004.

L'aggiornamento annuale non ha comportato sostanziali variazioni né delle componenti a copertura dei costi di trasmissione né di quelle a copertura dei costi di distribuzione; alcuni incrementi marginali sono stati determinati dall'effetto cumulato degli arrotondamenti dei corrispettivi nel corso di aggiornamenti precedenti.

Nell'ambito del provvedimento di aggiornamento annuale delle tariffe di trasmissione e distribuzione, l'Autorità ha anche rivisto le componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio e dei costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse. In particolare, i costi riconosciuti per recuperi della qualità del servizio sono stati incrementati di circa l'80%, passando da 50 milioni di euro nel 2005 a circa 90 milioni di euro nel 2006. Con riferimento, invece, ai costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse (componenti della tariffa di distribuzione), è stata prevista l'invarianza della necessità di gettito rispetto al 2005, fissata pari a 50 milioni di euro.

### Tavola 3.3 Regolazione dei gestori di rete

	Numero di società regolate	Stima della tariffa di trasporto (Euro/MWh) al 1° luglio 2006		
		Ig	Ib	Dc
Trasmissione	9	3,60	3,49	69,40 <sup>(A)</sup>
Distribuzione	169	40,2	5,83	

(A) Il valore include anche il recupero dei costi di commercializzazione della vendita.

Fonte: AEEG.

### Continuità del servizio elettrico - qualità commerciale

Nel corso del 2006 si è registrato un ulteriore miglioramento della continuità del servizio sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica. Per effetto della regolazione della continuità del servizio, introdotta dall'Autorità a partire dall'anno 2000 e ridefinita per il periodo di regolazione 2004-2007, è significativamente diminuita, nell'anno appena trascorso, la durata delle interruzioni senza preavviso, mentre è rimasto stazionario il numero delle interruzioni per cliente rispetto al 2005.

**Tavola 3.4 Indicatori di continuità del servizio elettrico**

Indicatori	2000	2001	2002	2003 <sup>(A)</sup>	2004	2005	2006
Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione (minuti persi per cliente)	187	149	115	104	91	80	64
Numero di interruzioni lunghe all'anno per cliente in bassa tensione	3,6	3,1	2,8	2,7	2,5	2,4	2,4

(A) Esclusi distacchi programmati e black-out

Fonte: AEEG.

La durata complessiva delle interruzioni è passata da 80 minuti all'anno per cliente nel 2005 a 64 minuti all'anno per cliente nel 2006 (considerando tutte le interruzioni); il miglioramento rispetto al 1999 è del 67% (tav. 3.4). Il 2006 si è caratterizzato non solo per un miglioramento della durata complessiva delle interruzioni a livello nazionale ma anche per una progressiva convergenza dei valori di continuità del servizio fra le regioni del Nord e del centro Sud. Dal 2005 è stato avviato un nuovo meccanismo di regolazione delle interruzioni attribuibili a cause esterne, in precedenza escluse dalla regolazione, che ha comportato una maggiore assunzione di responsabilità da parte degli esercenti. Il meccanismo si basa su un'adozione volontaria che implica per gli esercenti una riduzione degli obblighi di registrazione delle interruzioni.

Il numero di interruzioni lunghe (durata superiore a 3 minuti) per cliente è risultato pari a 2,4 interruzioni (considerando anche in questo caso tutte le interruzioni); il miglioramento complessivo rispetto al 1999 è del 37%.

Anche per quanto riguarda il numero di interruzioni brevi per cliente (durata inferiore ai 3 minuti ma superiore a un secondo), si è verificato un discreto miglioramento, essendosi ridotto da 5,9 interruzioni brevi registrate per cliente nel 2005 a 4,8 nel 2006; il miglioramento dal 2002 (primo anno in cui sono disponibili i dati sulle interruzioni brevi) è risultato del 29% circa. Considerando globalmente il numero di interruzioni lunghe e brevi per cliente in bassa tensione nel 2006, si è registrata una ulteriore riduzione rispetto agli anni precedenti a 7,18 all'anno per cliente.

Dal 2006, oltre alla regolazione della durata delle interruzioni, è in vigore la regolazione individuale del numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributrice per i clienti alimentati in media tensione, differenziati per gradi di concentrazione. È previsto che i clienti, qualora subiscano un numero d'interruzioni superiore agli standard, possano ricevere indennizzi automatici commisurati alla loro dimensione e al disagio subito, a condizione che abbiano adeguato i propri impianti ai requisiti stabiliti dall'Autorità. Nel periodo di regolazione corrente, l'applicazione della disciplina individuale del numero massimo di interruzioni è limitata ai clienti in media tensione e alle interruzioni disponibili. Nel prossimo periodo regolatorio (2008-2011) sarà possibile estendere questo tipo di regolazione anche ai clienti in bassa tensione, dal momento che sono stati introdotti nuovi obblighi di registrazione del numero e dell'elenco dei clienti di bassa tensione effettivamente coinvolti. L'obbligo d'identificazione dei clienti in bassa tensione risulta essere di fondamentale importanza

soprattutto ai fini dell'erogazione degli indennizzi in modo automatico (senza che il cliente debba presentare una richiesta all'impresa distributrice), in caso di superamento degli standard specifici di qualità.

Per quanto riguarda la qualità del servizio di trasmissione, nel corso del 2006 è stata data attuazione alle norme introdotte su questa materia nel 2004, definendo obblighi sia di registrazione delle disalimentazioni riguardanti gli utenti della rete di trasmissione nazionale, sia di trasparenza su diversi aspetti della qualità del servizio di trasmissione.

Con riferimento alla disciplina degli standard di qualità commerciale, in vigore dal 1° luglio del 2000, nel corso del 2006 l'Autorità ha avviato un gruppo di lavoro con esercenti e consumatori per studiare soluzioni alternative di regolazione della qualità dei servizi telefonici in regime di liberalizzazione della vendita e, contestualmente, è stata avviata un'indagine demoscopica pilota sulla soddisfazione e sulle aspettative dei clienti che si rivolgono ai *call center* delle imprese di vendita.

Si rileva infine che, in vista della completa liberalizzazione del settore della vendita prevista per il luglio 2007, l'Autorità, con delibera n. 105/06, ha adottato il Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica ai clienti idonei finali, entrato in vigore il 1° gennaio 2007 con l'obiettivo di prescrivere, a carico dei soggetti venditori, specifici obblighi di comportamento, in particolare in tema di informazione sia nella fase di contatto con i possibili clienti che nella fase di stipulazione del contratto di fornitura con gli stessi.

### Bilanciamento

Nel sistema elettrico italiano è operativo dall'aprile del 2004 un apposito mercato, denominato mercato del servizio di dispacciamento (MSD), finalizzato a garantire l'equilibrio "fisico" tra energia offerta e domandata, facendo fronte agli sbilanciamenti tra flussi programmati e flussi reali; in tale mercato TERNA si approvvigiona delle risorse necessarie per la risoluzione delle congestioni, per il bilanciamento e per garantire un'adeguata riserva al sistema.

Le regole di funzionamento del MSD, indicate nella delibera n. 168/03 dell'AEEG e nel Testo integrato della disciplina del mercato, prevedono che gli utenti del dispacciamento di unità abilitate debbano presentare per ciascuna unità in ciascuna ora un'offerta di vendita e una di acquisto. Tali offerte sono eventualmente utilizzate da TERNA sia nel MSD *ex ante*, per la soluzione delle congestioni residue e la costituzione dei margini di riserva necessari, sia nel MSD *ex-post*, a fini di bilanciamento del sistema, e sono remunerate al proprio prezzo di offerta (*pay as bid*). I costi sostenuti da TERNA sul MSD, definiti come valore delle offerte di vendita accettate al netto del valore delle offerte di acquisto accettate, vengono riconosciuti a TERNA dagli utenti del dispacciamento in prelievo, insieme ad altri costi attraverso un ricarico sull'energia (*uplift*).

La rapida crescita dell'*uplift* nel corso del 2006 ha spinto l'Autorità a modificare le regole di remunerazione delle offerte accettate su MSD con la delibera n. 165/06, avente effetto dal 1° agosto. Rispetto alle regole precedenti le nuove regole prevedono, tra l'altro, che le offerte accettate non vengano valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta ma che venga remunerato solo il saldo netto delle quantità vendute e acquistate, valorizzandolo al prezzo di vendita qualora tale saldo sia positivo e al prezzo di acquisto nel caso contrario.

Tale regola comporta per definizione una riduzione dei costi di approvvigionamento in quanto, essendo il prezzo di acquisto sempre inferiore al prezzo di vendita specificato dagli utenti del dispacciamento, è possibile risparmiare sul saldo delle quantità la differenza tra i due prezzi.

Nel 2006 la disciplina relativa alla gestione della riserva di potenza, indispensabile per mantenere stabile la frequenza e la tensione sulla rete entro livelli predefiniti, non ha subito sostanziali cambiamenti. Di norma la banda di regolazione primaria deve potere essere pienamente utilizzata entro 30 secondi; la banda di regolazione secondaria deve potere essere pienamente utilizzata in un lasso di tempo che va da pochi secondi a un massimo di 15 minuti; il margine di riserva terziaria ha, infine, tempi di attivazione che possono variare da 15 minuti a un'ora.

Con riferimento alla regolazione degli sbilanciamenti, anche per il 2006 è stato previsto un sistema semplificato per la loro valorizzazione, tale da ridurre il costo per gli operatori in prelievo rispetto a quanto previsto per il meccanismo a regime in cui essi potranno partecipare al mercato del servizio di dispacciamento. L'adozione di tale regime è volto a concedere, ai soggetti responsabili della domanda i cui programmi di prelievo non risultano rilevanti ai fini della previsione da parte del Gestore della rete del fabbisogno di risorse per il dispacciamento, il tempo necessario per migliorare l'accuratezza delle proprie previsioni. Il sistema è stato descritto nel dettaglio nel rapporto dello scorso anno. Le uniche variazioni, introdotte dal 1° agosto 2006, sono relative alla ridefinizione del perimetro rispetto al quale calcolare lo sbilanciamento zonale aggregato, con la sostituzione della precedente configurazione (zonale) con le macrozone di cui alla delibera n. 50/05, in quanto tale configurazione consente più correttamente di identificare i costi delle risorse attivate nel MSD.

### 3.1.4 Regolamentazione dell'*unbundling*

Nell'anno 2006, la maggior parte delle società di distribuzione dell'energia elettrica ha continuato a operare anche nel segmento della vendita al mercato vincolato.

Il decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79/99, di attuazione della direttiva 96/92/CE, ha stabilito l'obbligo per i soggetti proprietari di impianti di distribuzione che alimentino più di 300.000 clienti finali di costituire una o più società per azioni, alle quali trasferire esclusivamente i beni e i rapporti, le attività e le passività relativi alla distribuzione di energia elettrica e alla vendita ai clienti vincolati.

Successivamente, la legge 23 agosto 2004, n. 239, ha riformulato la suddetta previsione disponendo che "i soggetti titolari di concessioni di distribuzione *possono* costituire una o più società per azioni, di cui mantengono il controllo e a cui trasferiscono i beni e i rapporti in essere, le attività e le passività relativi alla distribuzione di energia elettrica e alla vendita ai clienti vincolati. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvede a emanare i criteri per le opportune modalità di separazione gestionale e amministrativa delle attività esercitate dalle predette società". Relativamente al 2006, quindi, non è stato fissato alcun obbligo di separazione legale tra operatori nella distribuzione e nella fornitura di energia elettrica.

Nel 2005 l'Autorità ha avviato il processo di revisione della disciplina in materia di separazione contabile e amministrativa nei settori dell'energia elettrica e del gas. Tale processo si è concretizzato nel gennaio 2007 con l'emanazione di un'apposita delibera, le cui nuove disposizioni sostituiscono quelle precedentemente previste nel dicembre 2001. In particolare, tali disposizioni fissano i presupposti affinché siano garantite:

- la neutralità della gestione delle infrastrutture in concessione e, più in generale, delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un libero mercato energetico;
- la gestione non discriminatoria delle informazioni commercialmente sensibili e rilevanti per il corretto sviluppo della concorrenza;
- l'assenza di sussidi incrociati tra attività, in particolare tra quelle soggette a regolamentazione tariffaria e quelle svolte in mercati non soggetti a regolamentazione tariffaria, ovvero, in via di liberalizzazione;
- la presenza di un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale delle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, con particolare attenzione alla struttura dei costi, coerente con le finalità di regolazione stabilite dalla legge n. 481/95 in materia di promozione della concorrenza e dell'efficienza e di definizione di un sistema tariffario certo e trasparente.

Il provvedimento adottato dall'Autorità è coerente con l'impostazione della Direttiva europea per il settore elettrico 2003/54/CE, di una separazione amministrativa interpretata in termini di *separazione funzionale*, volta a incidere sulla *corporate governance* delle imprese (quell'insieme di processi, politiche, abitudini, norme e istituzioni che influenzano le modalità in cui una società è amministrata e controllata), con l'obiettivo di garantire l'indipendenza e la terzietà nella gestione delle sole attività essenziali per la liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica, con particolare riferimento agli interessi degli esercenti che operano contemporaneamente in attività liberalizzate.

Rispetto alla precedente disciplina dell'*unbundling*, la delibera n. 11/07 ha fortemente ridotto l'onere amministrativo in capo agli esercenti che non sono titolari di infrastrutture essenziali per la liberalizzazione dei due settori (diverse cioè da quelle necessarie per esercitare le attività di trasmissione/trasporto, dispacciamento, distribuzione e misura e, nel settore del gas, anche per le attività di stoccaggio e rigassificazione) escludendoli dal campo di applicazione della separazione amministrativa e prevedendo la possibilità di realizzare la separazione contabile delle attività anche sulla base delle informazioni di tipo gestionale contenute nella contabilità analitica.

Per quanto riguarda, invece, gli esercenti che operano nelle attività infrastrutturali essenziali per la liberalizzazione dei due settori e che appartengono a imprese verticalmente integrate, sono stati meglio delineati i requisiti minimi per l'applicazione della separazione amministrativa secondo la modalità della separazione funzionale. In particolare, le imprese di distribuzione di energia elettrica sono soggette agli obblighi di separazione funzionale quando l'attività viene svolta in condizioni di separazione giuridica e, in ogni caso, quando il servizio è fornito ad almeno 100.000 punti di prelievo. Sono invece sottoposti agli obblighi di separazione funzionale tutti gli operatori attivi nella distribuzione del gas naturale, indipendentemente dal numero di punti di riconsegna.

In ragione della novità dell'intervento e dell'ampiezza dei suoi effetti, l'Autorità ha previsto tempi lunghi (circa un anno) per la completa attuazione degli obblighi di

separazione funzionale, in particolare per quelli che richiedono revisioni organizzative all'interno dell'impresa, come nel caso della creazione di un "gestore indipendente" a cui affidare le attività da separare e della definizione di "programmi degli adempimenti", secondo le linee guida dell'Autorità, tesi a rendere i processi interni delle imprese coerenti con le finalità della separazione funzionale.

L'Autorità, mediante la delibera n. 11/07 ha anche definito le norme di contabilità separata per attività che gli esercenti del settore elettrico e del settore del gas naturale devono osservare nel redigere i conti annuali separati riservati all'Autorità stessa. Si è inoltre stabilito che i conti annuali separati siano sottoposti a revisione contabile, effettuata dallo stesso soggetto cui, ai sensi di legge, è demandato il controllo contabile sulla società. I conti annuali separati, la nota di commento e il bilancio d'esercizio, accompagnati dalla relazione del revisore relativa ai conti annuali separati, sono trasmessi dall'esercente all'Autorità entro 90 giorni dall'approvazione del bilancio di esercizio.

In base alle disposizioni emanate nel gennaio del 2007, sono soggette agli obblighi relativi all'*unbundling* contabile tutte le imprese che operano nella distribuzione e nella trasmissione di energia elettrica e gas.

Per dettagli relativi al numero e alle modalità organizzative delle società di rete nel mercato dell'energia elettrica si può fare riferimento al paragrafo 3.1.3 relativo alla regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione.

## 3.2 Concorrenza

### 3.2.1 Descrizione del mercato all'ingrosso

Nel 2006 la domanda di energia elettrica, pari a 337,8 TWh, è aumentata del 2,2% rispetto all'anno precedente. Il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato il suo massimo nel mese di giugno, quando ha raggiunto 55.619 MW.

La produzione nazionale netta ha fatto registrare un aumento del 3,8%, mentre il saldo estero è significativamente diminuito rispetto all'anno precedente (-9,0%).

#### Tavola 3.5 Bilancio aggregato dell'energia elettrica in Italia nel 2006

GWh

	2006	2005	Variazione
Produzione lorda	315.016	303.672	3,7%
<i>Servizi ausiliari</i>	13.290	13.064	1,7%
Produzione netta	301.726	290.608	3,8%
<i>Energia destinata ai pompaggi</i>	8.648	9.319	-7,2%
Produzione netta destinata al consumo	293.078	281.289	4,2%
Saldo estero	44.718	49.154	-9,0%
Fabbisogno	337.796	330.443	2,2%

Fonte: TERNA, dati provvisori.

La produzione termoelettrica lorda è cresciuta del 4,1%, risultando pari a circa 257 TWh. Come conseguenza, è di poco aumentata la quota di tale produzione sulla generazione complessiva (da 81,3% nel 2005 a 81,6% nel 2006), a scapito della produzione da pompaggio (scesa da 2,3% a 2,0%).

La produzione da gas naturale nel 2006 è aumentata del 6,1%, parallelamente a una leggera contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-1,8%).

La produzione da fonti rinnovabili è cresciuta in linea con l'incremento complessivo della produzione (3,6%). Accanto a un leggero incremento della produzione idroelettrica da apporti naturali, che è tuttavia rimasta su valori molto inferiori rispetto a quelli registrati fino al 2004, va evidenziato un forte aumento della produzione eolica, il cui contributo sul totale della produzione da fonti rinnovabili ha superato il 6%. Superiore alla media è risultato anche l'incremento della produzione geotermica (3,8%).

Il saldo estero per il 2006 è ammontato a 44.718 GWh, quale differenza tra le importazioni, pari a 46.323 GWh (-7,8%), e le esportazioni, pari a 1.605 GWh (44,7%). Rispetto al 2005 il saldo estero è diminuito del 9,0%, attestandosi su valori in linea con quelli del 2004; esso ha garantito nel 2006 la copertura del 13,2%, in netta diminuzione rispetto al 14,9% dell'anno precedente.

In termini di energia generata, in linea con il *trend* degli ultimi anni, si evidenzia un'ulteriore contrazione della quota di mercato del gruppo Enel (pari a circa 4 punti percentuali), la cui quota di mercato si attesta nel 2006 al 34,8%. Tale riduzione è andata soprattutto a favore di Edison, che ha raggiunto una quota di mercato del 13% circa. Più contenute sono risultate le variazioni in aumento delle quote di mercato delle altre imprese maggiori, Eni, Endesa Italia ed Edipower.

A livello complessivo, il calcolo dell'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato, con riferimento alla generazione lorda; l'indice relativo al 2006 assume un valore pari a 1.650, mentre nel 2005 era di poco inferiore a 1.900.

### Tavola 3.6 Sviluppo del mercato all'ingrosso

	Domanda totale <sup>(A)</sup> (TWh)	Domanda di punta (GW)	Capacità netta installata (GW)	N. di società con una quota > 5% nella generazione (energia)	Quota % delle tre maggiori società nella generazione (energia)
2001	304,8	52,0	76,2	4	70,7
2002	310,7	52,6	76,6	3	66,7
2003	320,7	53,4	78,2	4	65,9
2004	325,4	53,6	81,5	5	64,4
2005	330,4	55,0	85,5	5	59,4
2006	337,8	55,6	89,8	5	57,1

(A) Al netto dell'energia destinata ai pompaggi e al lordo delle perdite di rete.

Fonte: elaborazione AEEG su dati TERNA e dei produttori.

Per quanto riguarda la capacità installata lorda, si è registrata nel 2006 una crescita di quasi 4.500 MW, con un incremento pari al 5,1% rispetto all'anno precedente. La nuova

capacità è costituita soprattutto da impianti termoelettrici (circa 4.200 MW) e solo per una percentuale molto ridotta (7,0% circa) da impianti a fonti rinnovabili. Edison ha visto aumentare la propria capacità di più di 800 MW grazie all'avvio della centrale di Torviscosa, mentre la capacità di EniPower è aumentata di circa 350 MW a seguito dell'entrata in operatività della centrale di Brindisi.

La massima capacità netta di generazione al 31 dicembre 2006, considerando gli impianti con potenza superiore a 10 MW<sup>4</sup>, risulta pari a 75.321 MW. Gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono cinque, Enel Produzione (48,3%), gruppo Edison (9,6%), Edipower (8,4%), Endesa Italia (8,1%) e gruppo Eni (6,4%). Sulla base di questi dati, la percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori risulta pari al 66,3%.

L'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) relativo alla massima capacità netta, considerando gli impianti con potenza superiore a 10 MW, evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato; l'indice relativo al 31 dicembre 2006 assume un valore pari a 2.623, mentre nei primi mesi dello stesso anno, come comunicato nel precedente *Annual Report*, era pari a 2.759.

### Tavola 3.7 Ripartizione della capacità di generazione per tipologia di utilizzo degli impianti

Tipo di impianto	MW	Quota %
Baseload	36.280	48,2%
Mid-merit	27.604	36,6%
Peak	6.202	8,2%
Autoproduttori	5.235	7,0%
TOTALE	75.321	100,0%

Fonte: elaborazione AEEG su dati TERNA (Registro delle Unità di Produzione).

In base alla tipologia di utilizzo degli impianti, il parco italiano è costituito per poco meno della metà della potenza massima netta disponibile da impianti *baseload*, in larga maggioranza termici, per poco meno del 37% da impianti di *mid-merit* e per l'8,3% da impianti di punta, di cui due terzi circa sono impianti di pompaggio; il 7,0% della capacità, infine, è costituita da impianti di autoproduzione.

### La struttura del mercato elettrico

Relativamente alle modalità di funzionamento del mercato elettrico, nel corso del 2006 non sono state introdotte novità di rilievo rispetto a quanto riportato nei precedenti rapporti, fatta eccezione per alcune misure volte al contenimento dei costi di dispacciamento già descritte nel paragrafo 3.1.3 nella sezione dedicata al bilanciamento.

Il mercato regolamentato gestito dalla società Gestore del mercato elettrico Spa (GME) si suddivide in due sottomercati: il mercato del giorno prima (MGP), che ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica, cui segue il mercato di aggiustamento (MA), che consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi

<sup>4</sup> Al netto delle indisponibilità di lungo periodo.

definiti nel MGP, attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita. Successivamente a questi vi è il mercato del servizio di dispacciamento (MSD), in cui TERNA si approvvigiona delle risorse necessarie all'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento e alla garanzia di sicurezza del sistema elettrico. La disciplina del dispacciamento a regime prevede la partecipazione attiva della domanda in tutti questi mercati, ma le disposizioni transitorie per l'anno 2006 prevedono, come per l'anno precedente, che essa partecipi solamente al MGP.

La partecipazione della domanda al solo MGP ha reso necessario attivare meccanismi transitori per compensare la ridotta flessibilità di negoziazione che essa si troverebbe a fronteggiare nell'impossibilità di partecipare al MA e al MSD. Questi meccanismi sono rappresentati da:

- lo sbilanciamento a programma, che consente ai soggetti titolari di contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte di presentare programmi di immissione e prelievo non bilanciati sul MGP;
- la Piattaforma di aggiustamento bilaterale per la domanda (PAB), nella quale si possono effettuare scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica.

Oltre agli interventi sopra descritti e alla previsione di un sistema semplificato per la valorizzazione degli sbilanciamenti, è stato previsto, nella disciplina del mercato elettrico, che TERNA possa presentare offerte integrative sul MGP per far sì che il livello di domanda risultante da tale mercato non si discosti di più del 5% in valore assoluto dalle proprie previsioni; dall'agosto 2006 tale percentuale è stata fissata al 2%.

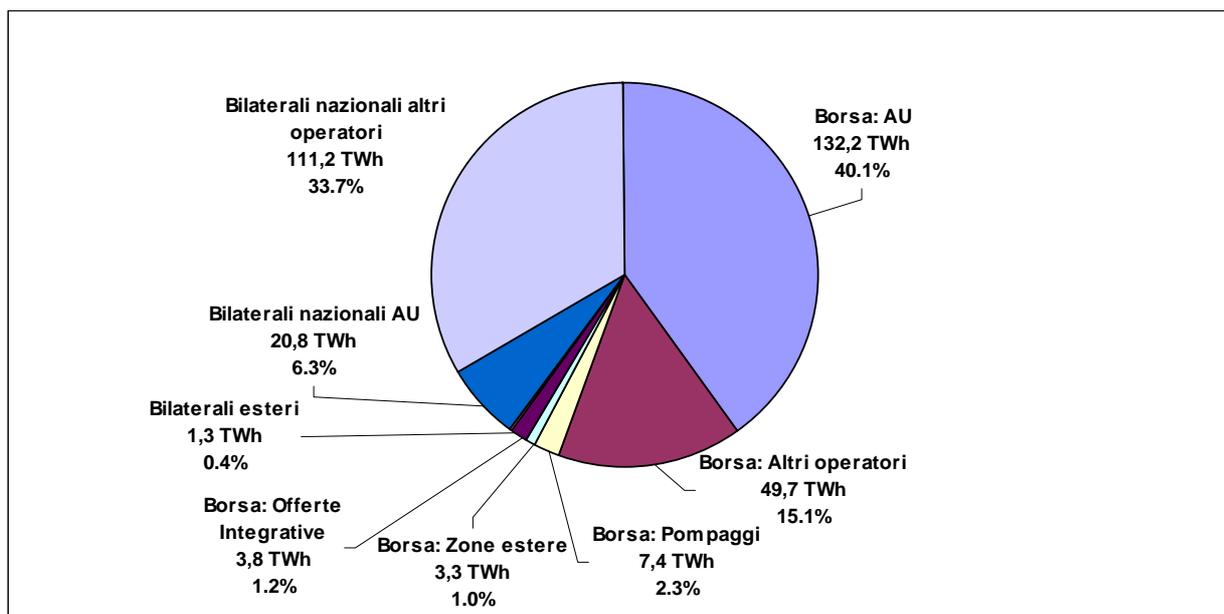
### Il Mercato del Giorno Prima

La domanda di energia elettrica nel MGP nel 2006, al lordo degli scambi tramite contratti bilaterali, è stata di 329,8 TWh, con una crescita del 2,0% rispetto al 2005. La domanda nazionale è aumentata dell'1,8%, con incrementi più sostenuti nelle zone Sicilia (4,9%) e Sardegna (3,3%), mentre gli acquisti sulle zone estere hanno registrato un incremento del 18,3%.

Le operazioni sulla Borsa elettrica hanno raggiunto i 196,5 TWh, in riduzione del 3,2% rispetto al 2005; di conseguenza la liquidità media del mercato è scesa dal 62,8% al 59,6%.

La riduzione della domanda in Borsa deriva in buona parte da una significativa riduzione della domanda dell'Acquirente Unico (AU), pari a circa 7,0 TWh, in ragione di una contrazione del mercato vincolato, per il quale l'AU si approvvigiona in larghissima misura in Borsa. Questa tendenza è stata solo parzialmente contrastata da un aumento della domanda da parte degli altri operatori, pari a circa 2,0 TWh.

La domanda tramite contratti bilaterali è aumentata di quasi l'11% rispetto al 2005, a seguito di un aumento della richiesta superiore a 17 TWh da parte di operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico.

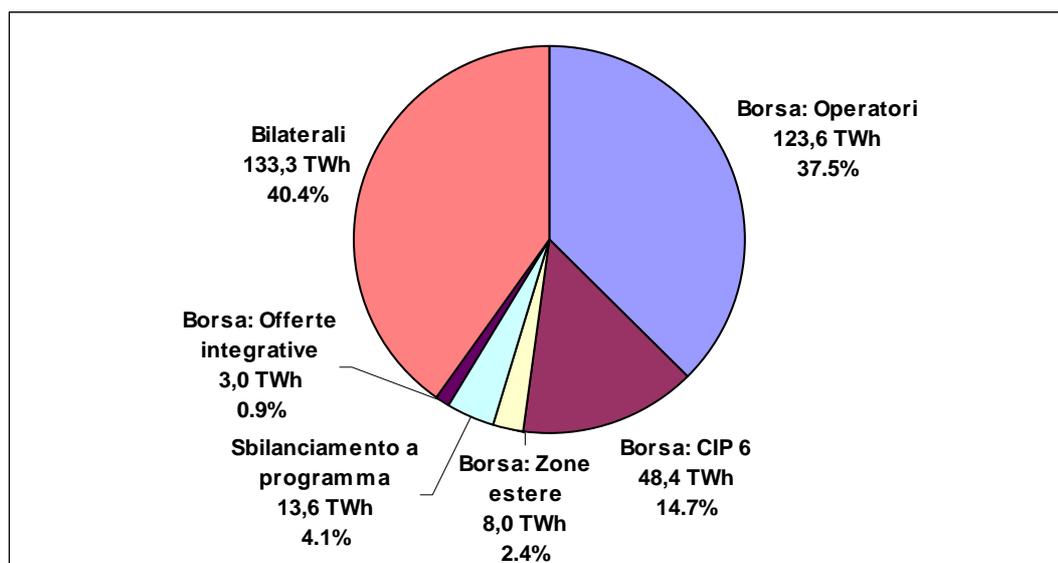
**Figura 3.1 Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2006**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Per quanto riguarda le offerte in Borsa, nel corso del 2006 si è evidenziata una tendenza alla crescita del peso delle zone estere, il cui contributo al soddisfacimento della domanda è aumentato di circa 7,0 TWh; in parallelo è diminuita l'offerta da parte di operatori nazionali (-7,7%) e dei soggetti titolari di impianti CIP6 (-6,8%), per un totale di circa 14 TWh.

L'energia CIP6, prodotta da impianti da fonti rinnovabili e/o assimilate sottoposti a incentivazione dal Provvedimento n. 6 del Comitato Interministeriale Prezzi adottato nel 1992, viene acquistata dal Gestore dei Servizi Elettrici Spa (GSE) ai sensi del decreto legislativo n. 79/99 e da questi rivenduta al mercato libero e al mercato vincolato. A partire dal 1° gennaio 2005, l'energia CIP6 viene offerta direttamente sulla Borsa elettrica e gli operatori assegnatari di quote di tale energia sono tenuti a stipulare un contratto per differenza con il GSE, che li impegna ad approvvigionarsi sul mercato elettrico per le quantità loro assegnate. Sulla base di tale contratto, nel 2006 gli operatori assegnatari hanno ricevuto o versato, per le rispettive quote di capacità assegnata, la differenza tra il prezzo medio di mercato (PUN) e il prezzo di assegnazione, fissato a 55,5 €/MWh per tutte le ore dell'anno.

Gli sbilanciamenti a programma sono stati pari a 13,6 TWh, in aumento del 6,2% rispetto all'anno precedente. Le offerte integrative dal lato dell'offerta sono risultate pari a 3,0 TWh, in diminuzione di circa 400 GWh rispetto al 2005, mentre le offerte integrative dal lato della domanda sono risultate pari a 3,8 TWh in diminuzione di circa 1,5 TWh rispetto al 2005.

**Figura 3.2 Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2006**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Il prezzo medio di acquisto (PUN) nella Borsa elettrica italiana è stato pari a 74,75 €/MWh, in crescita di 16,17 €/MWh rispetto al 2005 (27,6%).

L'aumento riflette, tra le altre componenti, l'andamento del prezzo degli input, in particolare del petrolio Brent, in crescita del 19,0% sui mercati europei, e del gas naturale, il cui prezzo medio all'importazione in Italia (fonte World Gas Intelligence) è aumentato del 30,0% rispetto al 2005.

Accanto a queste variabili di natura congiunturale, persistono criticità di natura strutturale, legate al livello di effettivo sviluppo della concorrenza dal lato dell'offerta.

L'indice di concentrazione HHI a livello zonale, calcolato in relazione alle vendite di energia e alle offerte di vendita, mette in evidenza questo fenomeno, in particolare con riferimento alle macrozone diverse da quella Nord, dove l'indice risulta in tutti i mesi dell'anno quasi sempre superiore a 3.000.

L'indice di operatore marginale evidenzia la presenza di un unico operatore per macrozona in grado di fissare il prezzo di Borsa per un'ampia percentuale dei volumi scambiati; in particolare, la quota dei volumi complessivamente scambiati su cui tale operatore fissa il prezzo supera costantemente l'80% a livello nazionale in tutti i mesi dell'anno.

### **Il Mercato di Aggiustamento e la Piattaforma di Aggiustamento dei Bilaterali**

Per quanto riguarda il MA, mercato finalizzato alla modifica dei programmi definiti in esito al MGP, il prezzo in media aritmetica è risultato pari a circa 69,59 €/MWh, inferiore di quasi il 7% rispetto al PUN. In media i volumi sono risultati pari al 3,0% della domanda complessiva sul MGP.

Nel 2006 nella Piattaforma di aggiustamento bilaterale, che consente la registrazione di scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica, sono stati complessivamente scambiati

8,4 TWh, con una diminuzione di quasi il 9% rispetto all'anno precedente. Gli scambi hanno rappresentato il 2,6% dei volumi del MGP.

### Il Mercato del Servizio di Dispacciamento

Il Mercato del servizio di dispacciamento (MSD) è il mercato sul quale il TSO si approvvigiona dell'energia utile ai fini della risoluzione delle congestioni intrazonali, della creazione della riserva di energia e del bilanciamento in tempo reale. Le modifiche introdotte nel 2006 nella regolamentazione dell'attività di approvvigionamento da parte di TERNA delle risorse utili per la fornitura dei servizi ancillari sono state descritte nel paragrafo 3.1.3.

Al fine di calcolare il grado di concentrazione del mercato del servizio di dispacciamento, sono stati individuati quattro segmenti, distinguendo tra MSD *ex ante* e MSD *ex post* e per ognuno di questi prendendo in considerazione le offerte a salire e le offerte a scendere.

Il mercato si svolge infatti in due sessioni, la prima subito a valle del mercato di aggiustamento, nella quale il TSO acquista e vende energia per generare margini di riserva e risolvere le eventuali congestioni residue (MSD *ex ante*), mentre la seconda si svolge per tutta la durata del giorno successivo ed è utilizzata da TERNA per acquistare e vendere energia per il bilanciamento del sistema in tempo reale (MSD *ex post*).

Sul MSD devono essere presentate offerte sia di vendita, da intendersi come offerte di disponibilità all'aumento dell'immissione (offerte a salire), che di acquisto, da intendersi come offerte di disponibilità alla riduzione dell'immissione (offerte a scendere). Attualmente non partecipano al mercato gli utenti del dispacciamento in prelievo.

Nel 2006 gli acquisti *ex ante* a salire sono risultati pari a 12,2 TWh, in aumento del 5,0% rispetto all'anno precedente. Le quantità vendute *ex ante* a scendere sono invece risultate pari a 14,3 TWh, in aumento di circa 1,2 TWh rispetto al 2005. In relazione alle quantità complessivamente scambiate sul MGP, tali volumi hanno rappresentato rispettivamente il 3,7% e il 4,3%.

Sul MSD *ex post* a salire TERNA ha acquistato 11,0 TWh di energia, con un aumento dell'11,9% rispetto al 2005, mentre sul MSD *ex post* a scendere TERNA ha venduto 8,0 TWh di energia, in linea con l'anno precedente.

Nella tavola 3.8 si riportano le quote di mercato e l'indice HHI per ognuno dei quattro segmenti nei quali è suddiviso il MSD, per l'anno 2006. Si evidenzia che i dati disponibili per il calcolo delle quote di mercato non riguardano la totalità delle contrattazioni nei singoli segmenti; in particolare, i dati utilizzati hanno garantito la copertura dell'85% circa dei volumi scambiati nel MSD *ex post*.

**Tavola 3.8 Quote di mercato e indice HHI nei quattro segmenti del MSD**

	MSD <i>ex ante</i>		MSD <i>ex post</i>		MSD
	offerte a salire	offerte a scendere	offerte a salire	offerte a scendere	
Enel Produzione	64,3%	42,4%	72,3%	72,0%	60,0%
Endesa Italia	11,2%	17,5%	9,1%	10,0%	12,7%
Edipower	13,0%	13,9%	7,4%	8,0%	11,3%

Edison Trading	0,9%	12,1%	2,4%	3,2%	5,4%
Tirreno Power	7,9%	3,3%	4,0%	3,5%	4,8%
ASM Brescia	0,3%	3,3%	1,9%	1,1%	1,8%
AEM Trading	0,8%	3,3%	1,4%	0,9%	1,8%
Aceaelectrabel Trading	0,2%	1,0%	0,7%	0,5%	0,6%
Azienda Energetica - Etschwerke	0,3%	1,4%	0,1%	0,0%	0,6%
S.I.E.T.	0,3%	0,8%	0,4%	0,4%	0,5%
Ottana Energia	0,3%	0,1%	0,2%	0,3%	0,2%
Idroenergia	0,3%	0,2%	0,0%	0,0%	0,2%
AGSM Verona	0,0%	0,4%	0,0%	0,0%	0,1%
Trafigura Electricity Italia	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,1%
Altri	0,1%	0,2%	0,0%	0,1%	0,1%
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Indice HHI</b>	<b>4.492</b>	<b>2.480</b>	<b>5.395</b>	<b>5.379</b>	<b>3.941</b>
<i>Copertura dei dati</i>	<i>99,7%</i>	<i>99,7%</i>	<i>84,9%</i>	<i>84,9%</i>	<i>93,5%</i>

Fonte: elaborazione di AEEG su dati GME e TERNA.

### Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel corso del 2006 si è registrata, rispetto all'anno precedente, una diminuzione dell'energia ceduta in Borsa, pari a circa 6,5 TWh, parallelamente a un significativo aumento della quota di energia scambiata sulla base di contratti bilaterali nel MGP, superiore a 13 TWh.

Nel complesso, l'energia approvvigionata tramite contratti bilaterali sul MGP è risultata pari a 133,3 TWh. Non sono disponibili informazioni di dettaglio sulla durata di tali contratti, sebbene la maggior parte di essi sia stipulata su base annuale.

### Tavola 3.9 Mercato dell'energia elettrica

TWh

	Consumi totali				Contrattazioni su MGP				Altre contrattazioni
		<i>di cui pompaggi</i>	<i>di cui autoconsumi</i>	<i>di cui perdite</i>		<i>di cui in Borsa</i>	<i>di cui bilaterali</i>	<i>di cui forward</i>	
2002	321,4	10,6	22,2	19,8	-	-	-	-	-
2003	331,2	10,5	21,1	20,9	-	-	-	-	-
2004	335,7	10,3	21,1	20,9	231,6	67,3	164,3	-	104,1
2005	339,8	9,3	21,3	20,6	323,2	203,0	120,2	-	16,6
2006	346,4	8,6	21,9	21,4	329,8	196,5	133,3	-	16,6

Fonte: Elaborazione AEEG su dati TERNA e GME.

L'aumento dell'energia scambiata tramite contratti bilaterali è riconducibile a un incremento dei volumi negoziati da operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico;

quest'ultimo, al contrario, ha significativamente ridotto il volume di energia approvvigionata tramite contratti bilaterali, in ragione di una contrazione dell'energia da esso complessivamente fornita ai clienti del mercato vincolato.

### Tavola 3.10 Contratti bilaterali sul MGP nel 2006

TWh

	2005	2006
Contratti bilaterali	120,2	133,3
Nazionali	119,1	132,0
di cui Acquirente Unico	25,2	20,8
di cui altri operatori	93,9	111,2
Esteri	1,1	1,3

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

### Il grado di integrazione del mercato elettrico italiano nel contesto europeo

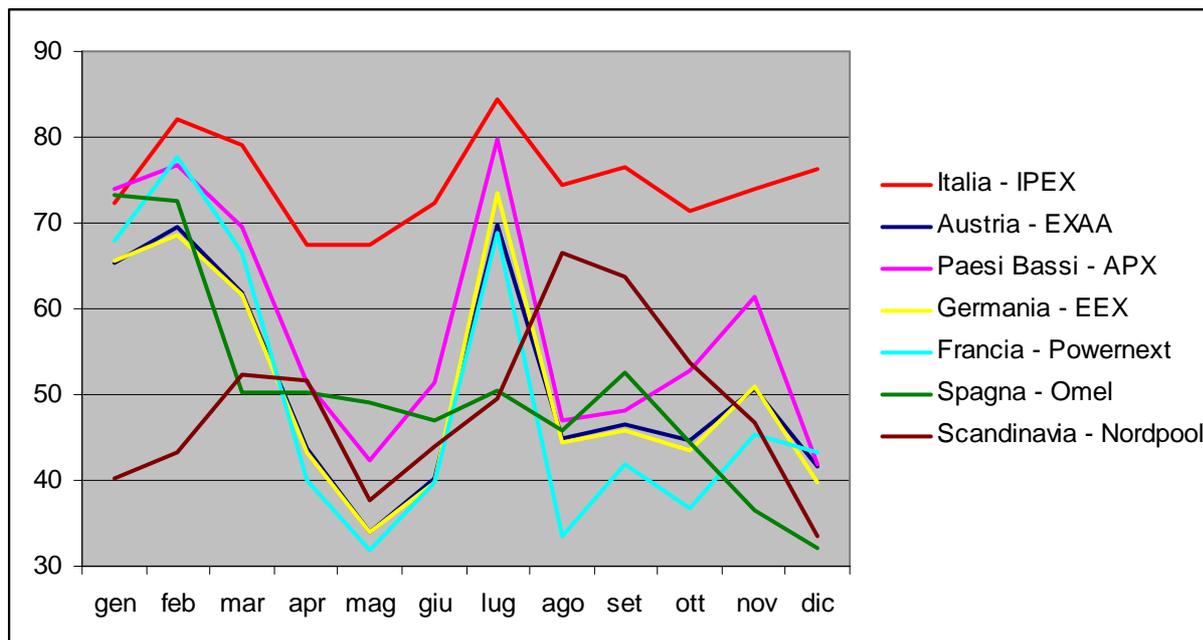
In tema di integrazione tra il mercato italiano e i mercati dei paesi limitrofi, nel corso del 2006 si è confermato il sussistere di un rilevante differenziale di prezzo tra la Borsa elettrica italiana e le principali borse elettriche estere.

Su base media annuale il prezzo medio italiano, pari a 74,75 €/MWh è risultato superiore a quello delle altre borse europee di 17-26 €/MWh. Inoltre, la Borsa italiana è quella che, dopo Nordpool, ha registrato il maggiore incremento dei prezzi rispetto al 2005 (27,6%).

La differenziazione rispetto alle altre borse è risultata particolarmente rilevante nelle ore di picco, dove il prezzo italiano è risultato superiore a quello medio delle altre borse europee nell'ordine di 40 €/MWh. Nelle ore di *off-peak* dei giorni feriali tale differenziazione si riduce a poco più di 10 €/MWh.

L'analisi della correlazione dei prezzi giornalieri della Borsa italiana con i prezzi delle altre borse europee evidenzia un limitato livello di integrazione dei mercati; il più alto livello di correlazione si registra tra la Borsa italiana e quella austriaca, mentre leggermente inferiore appare la correlazione con la Borsa francese, tedesca e olandese.

Il differenziale di prezzi tra l'Italia e i paesi limitrofi ha portato a un utilizzo sostanzialmente unilaterale delle linee di interconnessione con l'estero, con una direzione prevalente del flusso in importazione che ha raggiunto il 97% delle ore sulla frontiera Nord-Ovest e il 100% delle ore sulla frontiera Nord-Est. Più consistente è invece risultato il fenomeno delle esportazioni verso la Grecia registrate sulla frontiera meridionale, che hanno riguardato il 26% circa delle ore. In termini percentuali, le ore in cui si è avuta una completa saturazione fisica dei transiti con l'estero sono comunque risultate del tutto marginali.

**Figura 3.3 Andamento dei prezzi dell'energia elettrica nelle principali borse europee nel 2006**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle borse elettriche europee.

**Tavola 3.11 Indici di correlazione dei prezzi medi giornalieri dei *day ahead markets* europei nel 2006**

	AUT	ESP	FIN	FRA	GER	ITA	NL	NOR	SWE
AUT	1								
ESP	0,50	1							
FIN	0,21	0,12	1						
FRA	0,91	0,53	0,08	1					
GER	0,87	0,42	0,17	0,80	1				
ITA	0,74	0,30	0,25	0,66	0,60	1			
NL	0,83	0,39	0,11	0,81	0,74	0,59	1		
NOR	0,07	-0,07	0,89	-0,09	0,06	0,13	-0,01	1	
SWE	0,15	0,01	0,95	0,00	0,13	0,22	0,06	0,97	1

Fonte: Elaborazione CEER su dati delle borse elettriche europee.

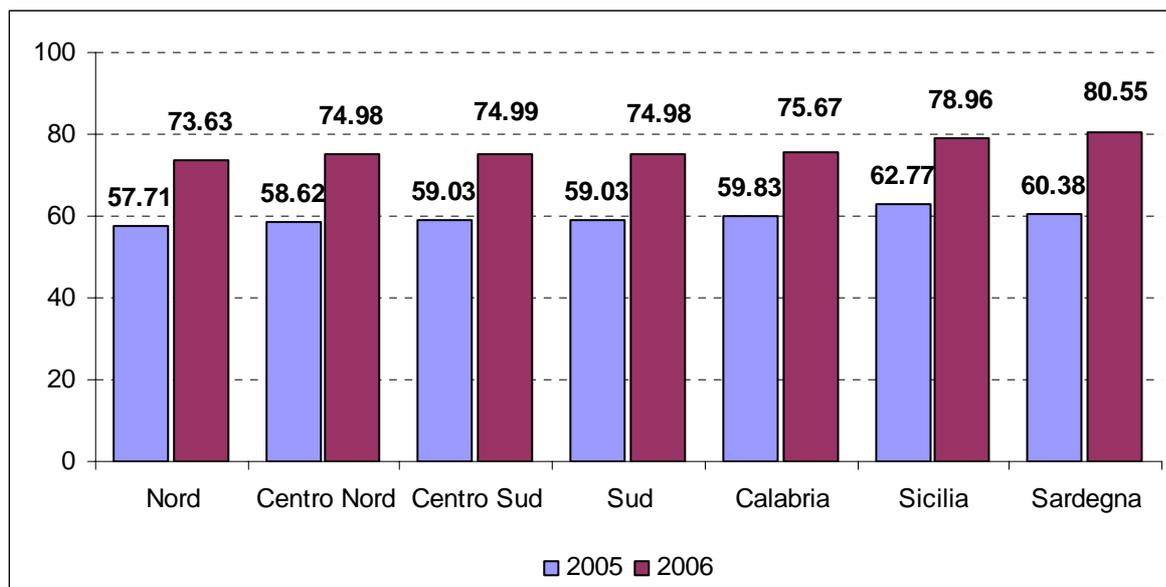
Con riferimento al livello di frammentazione zonale interno, nel 2006 il numero medio di zone in cui si è articolato il mercato elettrico italiano è stato pari a 3,87, superiore sia al valore del 2005 (51%), sia a quello del 2004. Questo aumento è stato determinato soprattutto dalla più frequente separazione delle zone periferiche, vale a dire le zone virtuali estere e le isole.

Le quattro configurazioni zonali più frequenti hanno visto l'intero sistema unito, a meno di sporadiche separazioni della Sicilia o di alcune zone virtuali estere. Il sistema, in particolare, ha costituito un'unica zona di mercato per il 4% delle ore, in forte diminuzione rispetto al 17% del 2005, rappresentando la seconda configurazione per frequenza.

Accanto a una tendenza all'aumento della frammentazione del mercato, nel corso del 2006 si è registrato un incremento della forbice tra i prezzi, delineando sostanzialmente quattro gruppi di zone corrispondenti alle quattro macrozone - Nord, Sud, Sicilia e Sardegna. La differenziazione di prezzo, calcolata come scarto tra il prezzo zonale massimo e il prezzo zonale minimo in media annuale, è stata pari a 6,92 €/MWh, in ripresa rispetto ai 5,06 €/MWh nel 2005, ma ancora sensibilmente inferiore agli 11,04 €/MWh nel 2004.

**Figura 3.4 Prezzi medi di vendita zonali sul MGP**

€/MWh



Fonte: GME.

Per il terzo anno consecutivo il prezzo più basso si è registrato nella zona Nord, dove è risultato pari a 73,63 €/MWh, in crescita di quasi 16 €/MWh rispetto al 2005 (27,6%) e unico prezzo mediamente inferiore al PUN. Un incremento analogo hanno fatto registrare i prezzi nelle altre zone, mentre in Sardegna si sono avuti sia il prezzo medio più alto, pari a 80,55 €/MWh, sia gli incrementi più rilevanti, prossimi a 20 €/MWh (33,4%).

La differenza di prezzo tra le varie zone è risultata sostanzialmente costante nei diversi gruppi di ore, col Nord che ha registrato prezzi più bassi in tutti i gruppi di ore e sempre inferiori al PUN di circa 1 €/MWh, le altre zone continentali mediamente allineate al PUN o superiori di circa 1 €/MWh, e la Sardegna zona nella quale si sono delineati prezzi superiori di circa 7 €/MWh rispetto a quelli del Nord. La Sicilia, infine, nelle ore fuori picco presenta prezzi sensibilmente inferiori a quelli della Sardegna, mentre nelle ore di picco e in quelle festive mostra prezzi allineati.

### Le operazioni di concentrazione nel settore dell'energia elettrica nel 2006

Relativamente alle operazioni di concentrazione nel settore energetico, nel corso del 2006 sono state effettuate tre operazioni di rilievo, nessuna delle quali ha presentato profili di rischio in tema di tutela concorrenziale.

Nell'ottobre del 2006 è stato costituito il gruppo IRIDE, tramite una fusione per incorporazione di AMGA Spa in AEM Torino Spa. IRIDE è così divenuta la più importante *utility* del Nord Ovest, essendo presente nella filiera energetica integrata (generazione idroelettrica e cogenerazione, trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, importazione, distribuzione e vendita di gas), nel settore idrico e nel settore dei servizi. Nel 2006, le due società che hanno dato origine alla fusione hanno prodotto energia per 3,4 TWh (1,3% della generazione nazionale) e hanno venduto sul mercato circa 13,7 TWh di energia elettrica, di cui 2,0 TWh a clienti vincolati. Il gruppo dispone inoltre di una quota di produzione di Edipower, tramite un contratto di *tolling* (2,5 TWh nel 2006).

Sempre nell'ottobre del 2006 E.On ha acquistato una partecipazione del 75% nell'italiana Dalmine Energie. L'impresa industriale lussemburghese Tenaris SA, in precedenza proprietaria unica di Dalmine Energie, ha mantenuto una partecipazione del 25%. Dalmine Energie è una *multiutility* che opera nel settore dell'energia elettrica e del gas, che nel 2006 ha fornito circa 3 TWh di energia elettrica e 11 TWh di gas a circa 1.800 utenti del settore industriale e commerciale. Con tale acquisizione E.On ha rafforzato la propria posizione di mercato in Italia, attraverso un incremento delle sue vendite di gas ed energia elettrica in Italia; E.On Italia, prima dell'acquisizione, forniva mediamente 1,8 TWh d'elettricità a circa 1.100 utenti del settore industriale e commerciale, mentre nel mercato italiano del gas naturale E.On Ruhrgas e la sua affiliata Thüga Italia rifornivano circa 800.000 utenze domestiche, commerciali e industriali, con un apporto di circa 18 TWh di gas all'anno. È attualmente in fase di costruzione a Livorno Ferraris una centrale di generazione elettrica a ciclo combinato con una potenza di 800 MW, il cui ingresso in esercizio è previsto da E.On per l'inizio del 2008.

Il 14 Dicembre 2006, infine, è stato raggiunto l'accordo tra i due azionisti della società Serene Spa - Edison Spa e BG Italia Spa - sulla cessione a BG Italia delle azioni detenute da Edison, pari al 66,32% del capitale della società. BG Italia era già in possesso del rimanente 33,68% delle quote. Serene è specializzata nella produzione di energia elettrica incentivata CIP6 che viene ceduta al Gestore dei Servizi Elettrici, operatore pubblico a cui è stato affidato un ruolo centrale nella promozione, nell'incentivazione e nello sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. L'accordo è stato perfezionato il 14 Febbraio 2007 dopo il parere favorevole dell'Autorità Antitrust Europea.

### 3.2.2 Descrizione del mercato finale

Il mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali si ripartisce in due segmenti, relativi alla vendita ai clienti che appartengono al mercato vincolato (che include tutti i clienti domestici e i clienti idonei non domestici che hanno scelto di continuare ad acquistare energia elettrica a tariffe regolate) e alla vendita ai clienti che appartengono al mercato libero (che include i clienti non domestici che hanno scelto di cambiare fornitore). Dal 1° luglio 2007 tutti gli utenti sono liberi e quindi in grado di scegliere la propria controparte contrattuale e di contrattare le condizioni di fornitura, fatto salvo il diritto di restare ancora nel mercato vincolato.

Nel corso del 2006 i consumi del mercato vincolato, sulla base dei dati di pre-consuntivo forniti all'Autorità dai distributori, sono diminuiti di oltre il 9% rispetto all'anno

precedente, attestandosi su 138,5 TWh di energia<sup>5</sup> di cui 61,6 TWh corrispondono ai prelievi delle utenze domestiche e 76,9 TWh ai prelievi delle utenze non domestiche. I clienti non domestici - escluse le utenze soggette a regimi tariffari speciali e l'illuminazione pubblica - che al 31 dicembre 2006 si approvvigionavano sul mercato vincolato sono risultati prevalentemente di piccole dimensioni, con prelievi medi pari a 9.986 kWh; più del 60% dei relativi consumi sono riconducibili a utenti in bassa tensione, il cui prelievo medio si attesta sui 7.400 kWh.

Con riferimento al mercato vincolato, permane una situazione di elevata concentrazione a beneficio soprattutto di Enel Distribuzione, che detiene una quota di mercato estremamente elevata, pari nel 2006 all'86,3%, in aumento rispetto all'85,5% dell'anno precedente. Le tre principali imprese di distribuzione, Enel Distribuzione, Acea Distribuzione (4,3% del mercato) e Aem Elettricità (3,0%), coprono nel complesso il 93,6% del mercato vincolato; tale quota è stabile rispetto a quanto registrato nel 2005.

Al 31 dicembre 2006, i clienti idonei - e quindi potenzialmente liberi - erano circa 7,6 milioni e hanno prelevato, nel corso dell'anno, 221,5 TWh di energia (al netto dei consumi degli utenti che beneficiano di regimi tariffari speciali); rispetto all'anno precedente il volume di energia prelevata dagli stessi clienti è diminuito di circa 1,7 TWh. Il prelievo medio per cliente presenta un lieve incremento rispetto all'anno precedente attestandosi su 29.187 kWh/anno.

I clienti che al 31 dicembre 2006 risultavano approvvigionarsi effettivamente sul mercato libero erano invece circa 700.000, con un prelievo complessivo di 149,7 TWh<sup>6</sup>, corrispondente a una quota del 67,7% del mercato potenziale.

Il mercato della vendita ai clienti del mercato libero presenta un grado di concentrazione inferiore rispetto a quello della vendita al mercato vincolato; solo con riferimento alla classe di consumo inferiore a 50 MWh su base annuale la quota di mercato dei primi tre operatori supera il 50%.

### Tavola 3.12 Concentrazione nella vendita al mercato libero per classe di consumo

Classe di consumo annuale	Quota di mercato primi tre operatori
< 50 MWh	55,0%
50 - 5.000 MWh	34,5%
> 5.000 MWh	48,7%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Considerando le vendite al mercato libero nel loro complesso, i gruppi con una quota di mercato maggiore o uguale al 5% sono risultati 4: il gruppo Edison (15,8%), il gruppo Enel (14,8%), il gruppo Eni (7,8%) e il gruppo Sorigenia (5,5%).

Le imprese non nazionali (considerando i soggetti che sono partecipati da almeno un socio estero, qualunque quota esso abbia), hanno complessivamente venduto 24,9 TWh, che

<sup>5</sup> Sulla base delle stime preliminari di fonte TERNA, nel 2006 i consumi di energia elettrica dei clienti vincolati si attesterebbero sui 142,0 TWh.

<sup>6</sup> Sulla base delle stime preliminari di fonte TERNA, nel 2006 i consumi di energia elettrica dei clienti liberi si attesterebbero sui 152,5 TWh al lordo dei consumi degli utenti che beneficiano di regimi tariffari speciali; sulla base dei dati comunicati all'Autorità dagli esercenti questi ultimi sarebbero pari a circa 4,8 TWh.

rappresenta il 16% circa dell'intero mercato libero. Il primo gruppo in termini di vendite è il gruppo Sorgenia (8,5 TWh di energia venduta); la società austriaca Verbund detiene il 38% circa delle azioni della capogruppo, Sorgenia. Il secondo operatore per energia venduta è Ergon Energia (5,4 TWh di energia venduta), società partecipata al 50% dal gruppo spagnolo Endesa. Il terzo operatore è, infine, la società Dynameeting (2,8 TWh di energia venduta), posseduta al 100% dal gruppo svizzero Ratia Energie.

Come emerso dai dati raccolti dall'Autorità nel corso del 2007 presso i grossisti/venditori, delle 264 imprese rispondenti al questionario, 213 sono i grossisti che si dichiarano indipendenti dal punto di vista societario da qualsiasi altro soggetto che opera nella produzione e nella distribuzione. Dall'indagine risulta, inoltre, che i grossisti collegati a un distributore sono 6, quelli collegati a un produttore sono 25, mentre 20 hanno legami societari sia con un'impresa di distribuzione, sia con un'impresa produttrice.

### **Il comportamento di fronte alla liberalizzazione**

Nell'ambito dell'indagine annuale sul settore elettrico condotta nella primavera del 2007, l'Autorità ha rilevato presso gli operatori di rete alcuni dati relativi allo *switching*. Dall'indagine emerge che gli utenti che nel corso del 2006 sono passati dal mercato vincolato al mercato libero, superiori a 450.000 in termini di punti di prelievo, costituiscono il 64% circa degli utenti nel mercato libero al 31 dicembre dello stesso anno; di questi clienti ex vincolati, il 52% circa è passato al mercato libero scegliendo come fornitore un operatore collegato al precedente distributore nel mercato vincolato. Il passaggio dal mercato libero al mercato vincolato ha riguardato invece poco più di 16.000 punti di prelievo.

Nel corso del 2006, inoltre, l'Indis - organismo tecnico dell'Unione italiana delle Camere di Commercio - e la Camera di Commercio di Milano hanno promosso la realizzazione di un'analisi del costo del servizio di fornitura di energia elettrica sostenuto dalle diverse categorie produttive nella provincia di Milano. In assenza di indagini di simile natura a rilevanza nazionale per il 2006, si è ritenuto opportuno illustrare i risultati di questo studio che, se pur limitato al solo ambito territoriale della provincia di Milano, consente di capire se i clienti finali non domestici percepiscono il processo di liberalizzazione come una reale opportunità di risparmio.

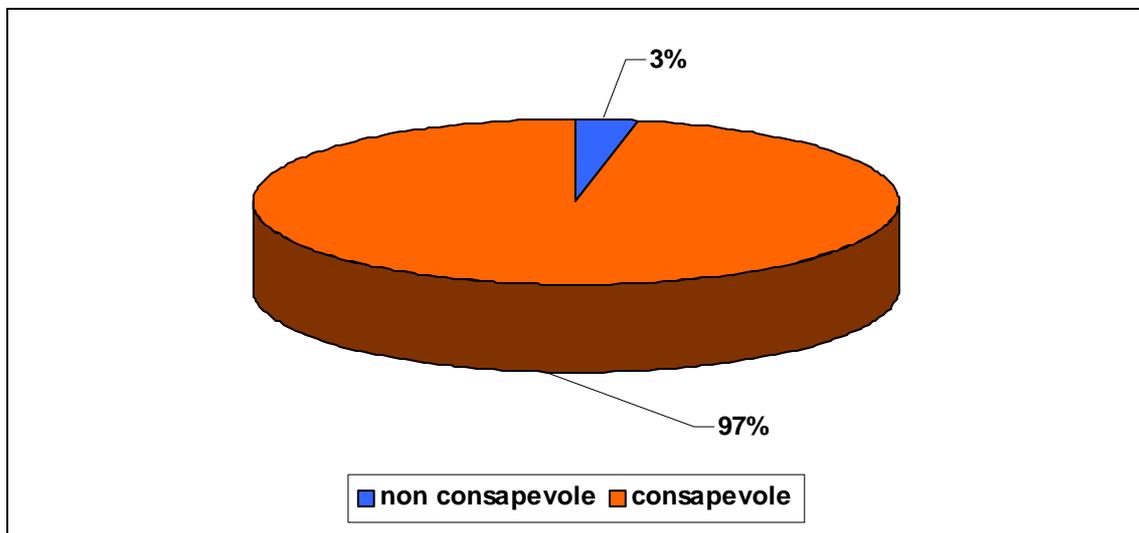
L'indagine, rivolta a un campione di 644 siti produttivi, ha il duplice fine di analizzare i diversi profili di consumo degli utenti non domestici e di quantificare i risparmi ottenibili sul costo della fornitura di energia elettrica mediante il passaggio dal mercato vincolato al mercato libero.

Le dichiarazioni dei rispondenti all'indagine evidenziano la presenza di una realtà polarizzata rispetto alle modalità di fornitura: piccoli consumatori da un lato, medi e grandi consumatori dall'altro. Tra i primi, in particolare, è utile distinguere le imprese che operano in settori energivori e non energivori. Il piccolo consumatore non energivoro, allacciato in bassa tensione e privo di misuratore orario, approvvigionandosi sul mercato libero potrebbe ottenere risparmi sui costi della fornitura dell'energia elettrica del 3-4%, corrispondenti a uno sconto sulla componente del costo di generazione del 5-6%. Il piccolo consumatore energivoro, solitamente allacciato in media tensione e dotato di misuratore orario, potrebbe invece beneficiare di un risparmio del 7-8% sul costo medio del kWh,

corrispondente a uno sconto sulla componente di generazione tra il 10 e il 12%. Nelle classi di consumo superiori (medi e grandi consumatori) i risparmi ottenibili mediante il passaggio dal mercato vincolato al libero sono ancora più ingenti. I risultati mostrano un costo medio del kWh che diminuisce all'aumentare dei consumi: dai 16,2 c€/kWh per consumi inferiori a 300 MWh annui, ai circa 13 c€/kWh per consumi superiori a 300 MWh e inferiori a 3 GWh, sino ai 9,8 c€/kWh per consumi maggiori di 10 GWh annui.

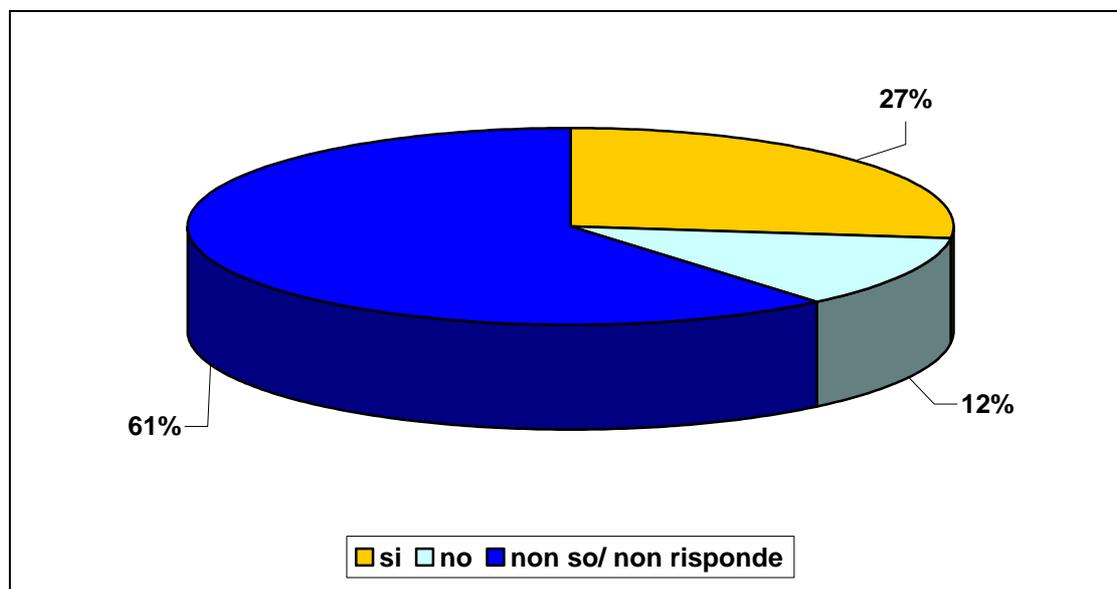
Alla luce dei risultati ottenuti dall'indagine si può concludere che, sebbene l'esistenza di opportunità in termini di risparmio derivanti dal passaggio al mercato libero sia in genere percepita dagli utenti non domestici, le modalità e le strategie di comunicazione da parte dei fornitori attuali e potenziali nei confronti degli utenti si dimostrano spesso inadeguate, in particolare per le categorie di consumo più basse.

**Figura 3.5 Conoscenza della liberalizzazione da parte delle imprese sulla piazza di Milano e provincia che si approvvigionano nel mercato vincolato**



Fonte: Indagine Indis e Camera di Commercio di Milano.

**Tavola 3.6 Disponibilità a cambiare fornitore da parte delle imprese che nella piazza di Milano e provincia, si approvvigionano sul mercato vincolato**



Fonte: Indagine Indis e Camera di Commercio di Milano.

### Le tariffe elettriche finali

I prezzi dell'energia elettrica pagati nel luglio 2006 dai consumatori-tipo definiti da Eurostat e la loro scomposizione sono illustrati nella tavola 3.13.

Diversamente dagli scorsi anni, non è stato possibile riportare un confronto tra le tariffe elettriche del 2006 e quelle del 2007, dal momento che dal 1° luglio 2007, in concomitanza con la completa apertura del mercato dal lato della domanda, sono state introdotte alcune modifiche nella struttura tariffaria che non rendono possibile un raffronto immediato.

Le tensioni che hanno caratterizzato i mercati internazionali dei combustibili e i conseguenti incrementi del prezzo dell'energia elettrica registrati nelle principali borse europee a partire dal 2004 si sono riflessi in un significativo aumento della componente relativa ai costi di generazione per le diverse categorie di utenza. Rispetto all'anno precedente, nel 2006 si sono registrati aumenti pari al 14,5% per la clientela domestica, al 24,1% per le utenze in media tensione e al 19,2% per i grandi clienti industriali.

Un altro aspetto di rilievo riguarda l'aumento dell'incidenza sulla tariffa elettrica delle componenti relative agli oneri generali di sistema. Per tutte le categorie di utenza, infatti, si registra un incremento di tali oneri superiore all'80% rispetto al 2005, particolarmente consistente per le utenze domestiche.

**Tavola 3.13 Tariffe elettriche finali**

Luglio 2006

Cliente tipo (definizione Eurostat)	Dc	Ib	Ig
Prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica o costo di generazione	86,80	94,98	82,80
Tariffa di trasmissione (esclusi oneri regolatori)	69,40	3,60	3,49
Tariffa di distribuzione (esclusi oneri regolatori)		40,21	5,83
Stima del margine per il recupero dei costi di commercializzazione della vendita		1,23	0,003
Perdite di rete	10,30	5,02	4,37
Oneri regolatori	14,20	16,62	15,80
TOTALE (€/MWh)	180,70	161,66	112,30

Note:

- La tariffa di distribuzione include anche la componente a copertura dei costi di misura e di perequazione dei costi di trasporto e la componente a copertura dei costi per miglioramenti della qualità del servizio.
- I costi per i servizi ancillari di generazione e la perequazione dei costi di generazione sono inclusi nel prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica.
- Gli oneri regolatori includono: gli *stranded costs*, gli incentivi per le fonti rinnovabili e altri costi residui non collegati alla produzione e ai servizi di rete.

Fonte: AEEG.

**3.2.3 Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante**

Nel corso del 2006 è proseguita l'attività dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas volta a promuovere la concorrenza nel mercato all'ingrosso.

Nel mese di agosto, in particolare, l'Autorità ha disposto l'adeguamento dell'Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, mediante l'aggiornamento dell'istruttoria avviata con delibera n. 13/03 e la predisposizione di un nuovo resoconto avente come oggetto le condizioni strutturali del mercato elettrico all'ingrosso per gli anni 2006 e 2007. L'istruttoria avrà finalità conoscitive orientate alla predisposizione di eventuali interventi di competenza e segnalazioni utili al Parlamento e al Governo. Tale istruttoria è stata avviata, così come la precedente indagine del 2003-2004, in collaborazione con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (Antitrust).

L'indagine del 2003-2004 aveva evidenziato un quadro strutturale del mercato dell'energia all'ingrosso caratterizzato dalla presenza di un operatore, Enel, con esteso potere di mercato in tutti e quattro i mercati geografici rilevanti, nonché dalla presenza di un operatore, Endesa Italia, con potere di mercato nella macrozona Sardegna. Le successive risultanze dell'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato del servizio di dispacciamento hanno confermato, per l'anno 2005, il persistere delle criticità evidenziate dall'indagine.

Le conclusioni dell'indagine congiunta e dell'attività di monitoraggio hanno condotto l'Autorità a ritenere che vi fosse la necessità di adottare misure al fine di rimuovere gli ostacoli ancora presenti per lo sviluppo di un'effettiva concorrenza nell'offerta all'ingrosso di energia elettrica.

L'Autorità, con la delibera n. 212/05, ha quindi proposto l'adozione dei *Virtual Power Plant* (VPP), prevedendo l'imposizione di un obbligo temporaneo, in capo a Enel Produzione, a cedere una quota parte della propria disponibilità di capacità produttiva a soggetti terzi non riconducibili al medesimo operatore, per quantitativi predefiniti e a prezzi determinanti sulla base di una procedura concorsuale svolta secondo regole verificate dall'Autorità.

Ai fini della cessione della capacità produttiva virtuale per l'anno 2006, Enel ha organizzato due procedure concorsuali tenutesi, rispettivamente, il 30 novembre 2005 e il 13 dicembre 2005. Le due procedure, che prevedevano la definizione di un premio base d'asta, non hanno dato seguito ad alcuna assegnazione di capacità.

Il 20 dicembre 2006 l'Antitrust ha accettato, rendendoli obbligatori, gli impegni assunti da Enel in cambio della chiusura dell'istruttoria per abuso di posizione dominante sulla Borsa elettrica avviata nell'aprile del 2005. Gli impegni sono stati contestualmente ampliati rispetto alla versione originaria, prevedendo l'obbligo di effettuare procedure di cessione virtuale di capacità per il 2007 per 1.000 MW nella macrozona Sud. In esecuzione degli impegni assunti ai sensi dell'articolo 14 ter della legge n. 287/90 e approvati dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, a partire dal 21 dicembre, 2006 Enel Produzione ha avviato l'iter per l'assegnazione di capacità produttiva virtuale per l'anno 2007, a cui hanno potuto partecipare gli utenti del dispacciamento o soggetti da essi delegati.

La capacità produttiva virtuale, pari a 1.000 MW, è stata suddivisa in bande di dimensioni fisse pari a 5 MW, in riferimento alle quali sono state presentate le offerte di acquisto. I prodotti offerti consistevano in contratti differenziali a due vie, che prevedono che le parti contraenti regolino tra loro, per tutta la capacità virtuale contrattualizzata, la differenza tra il prezzo di mercato (corrispondente alla media dei prezzi zionali nel mercato del giorno prima nelle zone componenti la macrozona Sud ponderata sulle quantità accettate in vendita in tali zone) e il prezzo *strike* di assegnazione, per un numero di ore individuate *ex ante* (indicato come periodo di attivazione). In particolare i prodotti offerti sono stati tre: contratti *baseload*, validi per tutte le ore dell'anno (prezzo *strike* di assegnazione pari a 69,32 €/MWh), contratti *offpeak*, validi nelle fasce orarie 0-8 e 20-24 nei giorni festivi e per tutte le ore dei giorni festivi (50,80 €/MWh) e contratti *peak*, validi nell'intervallo 8-20 nei giorni feriali (102,60 €/MWh).

La capacità produttiva virtuale, per ciascun prodotto, è stata assegnata per le bande richieste valorizzate al prezzo *strike* di assegnazione fino a esaurimento della capacità produttiva virtuale messa a disposizione, nel rispetto di alcuni criteri. In particolare, nel caso in cui la quantità complessivamente richiesta per ciascun prodotto risultasse:

- inferiore o uguale alla quantità assegnabile, per ogni soggetto offerente sarebbe stata stabilita una quantità massima aggiudicabile pari al 60% della quantità assegnabile;
- superiore alla quantità assegnabile, per ogni soggetto offerente sarebbe stata stabilita una quantità massima aggiudicabile pari al 20% della quantità assegnabile.

Inoltre, nel caso in cui, a valle dell'applicazione di tale criterio, la quantità complessivamente richiesta risultasse:

- ancora superiore a quella assegnabile per ciascun prodotto, si sarebbe proceduto alla progressiva riduzione di 5 MW (pari a una banda) della quantità richiesta da soggetti

offerenti estratti a sorte fino al raggiungimento del valore della quantità totalmente assegnabile;

- inferiore a quella assegnabile per ciascun prodotto, si sarebbe provveduto ad aumentare la quantità massima aggiudicabile di un valore percentuale che avrebbe consentito l'assegnazione dell'intera quantità assegnabile.

Le domande presentate nell'ambito della procedura di assegnazione, svoltasi il 28 dicembre 2006, sono risultate di oltre 10 volte superiori all'offerta per ciascuno dei prodotti offerti. Gli operatori vincitori sono risultati una trentina, fra cui l'Acquirente Unico - operatore pubblico fornitore del mercato vincolato - aggiudicatario di 120 MW, dei quali 65 MW di prodotto *baseload*, 25 MW di prodotto *peak* e 30 MW di prodotto *offpeak*.

**Tavola 3.14 Risultati dell'assegnazione di capacità virtuale per il 2007**

Prodotto	Operatori offerenti	Numero bande richieste	Operatori assegnatari	Numero bande assegnate
Contratto baseload (dalle 0 alle 24 di tutti i giorni)	22	1.460	13	130
Contratto peakload (dalle 8 alle 20 dal lunedì al venerdì)	20	816	13	70
Contratto offpeak (nelle ore residue)	13	722	11	70

Fonte: Enel.

## 4 REGOLAMENTAZIONE E PERFORMANCE DEL MERCATO DEL GAS NATURALE

### 4.1 Regolamentazione

#### 4.1.1 Sguardo generale

Nel settore del gas, nonostante l'avanzamento del quadro normativo e regolamentare, il quadro competitivo desta ancora preoccupazione sia a causa di un sistema infrastrutturale inadeguato all'andamento della domanda, sia a causa del permanere della dominanza di ENI sul mercato.

La situazione degli investimenti per approvvigionamenti e stoccaggi rimane molto problematica: l'offerta di capacità infrastrutturale è largamente al di sotto di quella necessaria a creare un mercato competitivo e appare persino al di sotto di quella necessaria a garantire un livello accettabile di sicurezza. I pochi investimenti avviati (il rigassificatore di Rovigo, il potenziamento del metanodotto di collegamento con l'Austria e alcuni stoccaggi) presentano tutti ritardi variamente motivati; altri, come il rigassificatore di Brindisi, appaiono rimessi in discussione.

Circa il grado di apertura del mercato non vi sono novità, in quanto si ricorda che l'Italia ha scelto di aprire completamente il mercato a partire dal 2003 (dal 1° gennaio di quell'anno tutti i clienti sono divenuti liberi di scegliere il proprio fornitore) e che sin dal 2000 ha previsto la separazione societaria fra attività di trasporto del gas e attività di vendita, e l'accesso regolato alle reti. Come negli anni scorsi, occorre ribadire tuttavia che l'adozione di una regolamentazione avanzata è una condizione necessaria ma non sufficiente per l'avvio di una vera e propria concorrenza nel mercato.

#### 4.1.2 Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni

La tavola 4.1 mostra i risultati del conferimento di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2006-2007.

Rispetto alle capacità<sup>7</sup> messe a disposizione nell'anno termico precedente, nell'anno termico 2006-2007 si registra una significativa variazione di capacità conferibile al punto di Tarvisio, dove la capacità conferibile è aumentata di 12,6 M(m<sup>3</sup>)/giorno a seguito dei potenziamenti programmati in relazione al *build up* dei contratti per le forniture dalla Russia di Eni.

---

<sup>7</sup> È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. La capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries). In particolare Snam Rete Gas ha valutato i massimi quantitativi che possono essere immessi sulla rete da ciascun punto di entrata senza che siano superati i vincoli minimi di pressione nei vari punti del sistema, e senza superare le prestazioni massime degli impianti. Al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico.

**Tavola 4.1 Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia**M(m<sup>3</sup>) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2006-2007

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2006-2007 mostrano come la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata quasi interamente conferita (92%). Considerando inoltre l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato presso il punto di Tarvisio, in corrispondenza delle assegnazioni di capacità spot sul gasdotto TAG, la quota di capacità complessivamente conferita sulla conferibile aumenta di qualche punto percentuale.

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

Non è riportato in tabella il punto di entrata di Panigaglia, la cui capacità conferibile giornaliera, pari a 13 M(m<sup>3</sup>)/giorno, in base alle procedure attuali è assegnata all'operatore del terminale di Panigaglia, GNL Italia, 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 4.2 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi cinque anni a partire dal 2008-2009, complessivamente a 20 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche l'anno termico 2007-2008, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno.

Come anticipato lo scorso anno con la delibera 15 marzo 2006, n. 53, l'Autorità ha modificato la disciplina del conferimento della capacità di trasporto, riconoscendo ai soggetti interessati la facoltà di presentare una richiesta di accesso ai punti di riconsegna anche entro i primi sette giorni lavorativi del mese di settembre, con effetto dal 1° ottobre del medesimo anno (in precedenza il limite era il 1° agosto). Nella prima metà del 2007 (delibera 2 luglio 2007, n. 163), la disciplina del trasporto è stata ulteriormente ampliata

per prevedere conferimenti infrannuali, nell'intento di consentire la massimizzazione delle importazioni, specie nei periodi critici per l'approvvigionamento del sistema.

#### Tavola 4.2 Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2007-2008 al 2012-2013

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

PUNTI DI ENTRATA		CAPACITÀ CONFERIBILE	CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE
<b>ANNO TERMICO 2007-2008</b>				
TARVISIO		100,9	84,9	16,0
GORIZIA		2,0	0,0	2,0
PASSO GRIES	Da 01/10/07 a 31/12/07	57,5	52,8	4,7
	Da 01/01/08 a 30/09/08	58,0	52,8	5,2
MAZARA DEL VALLO	Da 01/10/07 a 31/03/08	86,0	69,2	16,8
	Da 01/04/08 a 30/09/08	86,6	69,2	17,4
GELA		25,6	21,9	3,7
<b>ANNO TERMICO 2008-2009</b>				
TARVISIO		100,9	87,5	13,4
GORIZIA		2,0	0,0	2,0
PASSO GRIES		59,4	53,0	6,4
MAZARA DEL VALLO		86,6	76,5	10,1
GELA		25,6	21,9	3,7
<b>ANNO TERMICO 2009-2010</b>				
TARVISIO		100,9	87,5	13,4
GORIZIA		2,0	0,0	2,0
PASSO GRIES		59,4	52,2	7,2
MAZARA DEL VALLO		86,6	77,5	9,1
GELA		25,6	21,9	3,7
<b>ANNO TERMICO 2010-2011</b>				
TARVISIO		100,9	87,5	13,4
GORIZIA		2,0	0,0	2,0
PASSO GRIES		59,4	52,2	7,2
MAZARA DEL VALLO		86,6	77,4	9,2
GELA		25,6	21,9	3,7
<b>ANNO TERMICO 2011-2012</b>				
TARVISIO		100,9	87,1	13,8
GORIZIA		2,0	0,0	2,0
PASSO GRIES		59,4	50,8	8,6
MAZARA DEL VALLO		86,6	77,4	9,2
GELA		25,6	21,9	3,7
<b>ANNO TERMICO 2012-2013</b>				
TARVISIO		100,9	87,1	13,8
GORIZIA		2,0	0,0	2,0
PASSO GRIES		59,4	48,8	10,6
MAZARA DEL VALLO		86,6	76,4	10,2
GELA		25,6	21,9	3,7

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

### Regole per l'allocazione e la gestione della capacità di interconnessione

Il conferimento di capacità per il servizio di trasporto continuo sulla rete nazionale avviene su base annuale e infrannuale (delibera n. 137/02, si veda *Annual Report 2005*). Nel caso dei punti di entrata interconnessi con l'estero, si mantiene la cadenza annuale di conferimento, ma con un anticipo di due anni e con la possibilità di estendere il conferimento alla durata di cinque anni, per i titolari di contratti di importazione pluriennali (limitatamente alla quantità contrattuale media giornaliera).

Nel corso del 2006, nel perdurare dell'emergenza gas il Ministero dello sviluppo economico con il decreto del 4 agosto ha disposto delle misure finalizzate a massimizzare l'utilizzo della capacità conferita. In particolare ha previsto che l'Autorità disciplini la riallocazione delle capacità non utilizzate, incentivando per il periodo invernale 2006-2007 il riacquisto di capacità non utilizzata nei punti di interconnessione con l'estero

L'Autorità, pertanto, è intervenuta con la delibera 17 novembre 2006, n. 254, riconoscendo all'utente del servizio di trasporto, per il periodo 1 dicembre 2006 - 31 marzo 2007, la facoltà di rinunciare all'utilizzo di parte delle capacità continue conferitegli presso i punti di entrata interconnessi con l'estero. Più in dettaglio, limitatamente ai contratti di importazione, i soggetti titolari avevano facoltà di rilasciare le capacità di trasporto su base mensile continua o interrompibile, in base al tipo di contratto di importazione, anche nel caso in cui la capacità di trasporto nel punto di entrata non fosse stata interamente conferita. All'impresa di trasporto è stato imposto di pubblicare le capacità rilasciate e assegnarle su base mensile in relazione all'ordine di ricezione delle richieste (criterio *first come first served*). Le suddette capacità, con riferimento alla quota e al periodo di effettiva assegnazione a terzi, non sono considerate ai fini dell'applicazione del corrispettivo per la mancata massimizzazione delle importazioni (ossia per il mancato pieno utilizzo delle capacità conferite presso i punti di entrata del sistema nazionale di gasdotti interconnessi con i gasdotti esteri), specificamente previsto dal decreto menzionato.

I nuovi obblighi di pubblicazione delle capacità rilasciate, posti a carico dell'impresa di trasporto dalla delibera n. 254/07, si sommano ai precedenti obblighi informativi a beneficio dell'Autorità e agli obblighi informativi a beneficio degli utenti del servizio (si veda *Annual Report 2005*).

Come si è già accennato, nel luglio 2007 l'Autorità ha modificato la disciplina del trasporto per prevedere conferimenti di capacità infrannuali (delibera n. 163/07), nell'intento di consentire la massimizzazione delle importazioni, specie nei periodi critici per l'approvvigionamento del sistema. In base a quanto disposto, l'impresa di trasporto nel corso dell'anno termico conferisce la capacità che risulti o si renda disponibile nel corso del medesimo anno termico, anche a seguito di incrementi di capacità nonché a seguito di avviamento di nuovi punti di consegna e di riconsegna, con cadenza mensile (a partire dal mese successivo). Per ottenere tale capacità gli operatori devono presentare una richiesta all'impresa di trasporto entro 7 giorni lavorativi dalla pubblicazione delle capacità che si sono rese disponibili.

Per quanto riguarda le cessioni di capacità nel mercato secondario, il trasportatore applica all'acquirente di capacità la stessa tariffa di trasporto applicata all'acquirente originario quando lo scambio avviene sul mercato secondario. In generale, gli scambi sul mercato secondario si basano, tuttavia, su accordi bilaterali tra acquirente e venditore, a condizioni liberalmente negoziate.

Infine, come già anticipato nell'*Annual Report 2005*, si rileva che essendo l'Italia un paese con transiti limitati, la normativa relativa ai contratti di trasporto e alle tariffe non prevede condizioni specifiche per i transiti.

#### 4.1.3 Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione

Gli assetti proprietari del trasporto di gas non sono significativamente mutati rispetto allo scorso anno. La rete di trasporto gas, suddivisa in rete di trasporto nazionale e rete di trasporto regionale, fa capo a un ristretto numero di imprese. Il principale operatore di trasporto, Snam Rete Gas Spa, è l'operatore dominante del settore. La società possiede infatti 30.889 km di rete su i circa 33.000 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore di trasporto è la Società Gasdotti Italia Spa, che gestisce alcune reti regionali<sup>8</sup>, la cui lunghezza complessiva raggiunge 1.260 km.

L'attività del trasporto è normata da codici di rete predisposti dalle imprese di trasporto e approvati dal Regolatore. I codici di rete per il trasporto sono in vigore dal 1° ottobre 2003 e vengono costantemente aggiornati.

Per quanto riguarda l'attività di distribuzione gas, nel corso del 2006, è proseguito il processo di concentrazione proprietaria che ha caratterizzato questi ultimi anni. Tuttavia la proprietà della rete di distribuzione rimane frammentata tra circa 360 distributori (erano circa 430 nel 2005). Il gruppo Eni controlla attraverso Italgas una quota pari a circa il 21,4% del mercato (in termini di volumi venduti).

Come anticipato lo scorso anno, nel giugno 2006 l'Autorità ha approvato il Codice di rete tipo della distribuzione, contenente le regole per l'accesso e per l'erogazione del servizio di distribuzione del gas. Il Codice di rete tipo è un atto di fondamentale importanza per lo sviluppo del mercato del gas in quanto è lo strumento contrattuale con cui vengono regolati e chiariti i rapporti tra le imprese che gestiscono gli impianti di distribuzione e le imprese di vendita e i grossisti che utilizzano l'impianto medesimo. Il Codice garantisce che le imprese di distribuzione offrano in maniera neutrale e non discriminatoria il servizio di distribuzione alle imprese di vendita e ai grossisti. Il Codice di rete-tipo contiene disposizioni in materia di accesso agli impianti di distribuzione, dettagliando sia il contenuto delle richieste di accesso, sia l'iter procedurale legato al soddisfacimento delle stesse da parte delle imprese di distribuzione. In relazione all'erogazione del servizio, il Codice di rete-tipo contiene clausole relative allo svolgimento delle prestazioni poste in atto dalle imprese di distribuzione su richiesta dei soggetti interessati, quali per esempio:

- le operazioni eseguite presso i punti di riconsegna (apertura, chiusura, interruzione della fornitura, ecc.);
- la gestione delle operazioni legate alle allocazioni delle partite commerciali di gas, di competenza degli utenti, transitanti presso i city gate (cioè presso le stazioni in cui le imprese di distribuzione ricevono il gas dal sistema di trasporto; qui viene effettuata anche la misura del gas e la regolazione della sua pressione);
- le procedure di fatturazione del servizio;

---

<sup>8</sup> Vi sono poi attualmente tre operatori minori (Retragas Srl, Comunità Montana Valtellina di Sondrio, Netenergy Service Srl) che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

- le procedure di misura dei quantitativi di gas transitanti presso i punti di riconsegna.

**Tavola 4.3 Regolazione delle società di trasporto e distribuzione**

	Numero di società regolate	Tariffe di rete stimate <sup>(A)</sup> Euro/m <sup>3</sup>		
		I4 (418600 GJ)	I1 (418,6 GJ)	D3 (83,7GJ)
Trasmissione	2	0,0175 <sup>(A)</sup>	0,0280 <sup>(B)</sup>	0,0309 <sup>(C)</sup>
Distribuzione (D)	360	-	0,0553	0,0803

(A) Riferito a un trasporto di gas da punto di entrata con *load factor* pari a 0,9 e *load factor* in uscita e riconsegna pari a 0,68, distanza percorsa sulla rete regionale pari a 12 km.

(B) Riferito a un trasporto di gas da punto di entrata con *load factor* pari a 0,9 e *load factor* in uscita e riconsegna pari a 0,32, distanza percorsa sulla rete regionale pari a 12 km.

(C) Riferito a un trasporto di gas da punto di entrata con *load factor* pari a 0,9 e *load factor* in uscita e riconsegna pari a 0,27, distanza percorsa sulla rete regionale pari a 12 km.

(D) PCS medio=38,73.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

### Tariffe di trasporto

I criteri relativi al sistema tariffario del secondo periodo di regolazione, di durata quadriennale (dal 1/10/2005 al 30/9/2009), sono stati definiti nel luglio 2005 dalla delibera n. 166/05 (si veda l'*Annual report 2006*). Conseguentemente, nel corso del 2006, l'Autorità ha approvato i valori dei corrispettivi di trasporto per l'anno termico 2006-2007 definiti dalle imprese sulla base dei criteri tariffari individuati all'inizio del periodo regolatorio dall'Autorità stessa.

Il 21 gennaio 2006, nel perdurare dell'emergenza gas, l'Autorità ha emanato il provvedimento previsto dal decreto del Ministero delle attività produttive 20 gennaio 2006 per l'attivazione di un sistema transitorio di interrompibilità delle forniture di gas, basato su principi di mercato, destinato ai consumatori industriali disponibili a interrompere i loro prelievi di gas naturale a fronte di un riconoscimento di un corrispettivo economico (delibera 21 gennaio 2006, n. 10). Per finanziare tale corrispettivo, è stato previsto uno specifico Fondo, istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (ai sensi della delibera 29 dicembre 2005, n. 297) e alimentato attraverso l'aumento di alcuni corrispettivi della tariffa di trasporto<sup>9</sup>.

Il 4 agosto il Ministero dello sviluppo economico ha emanato un decreto recante misure per massimizzare le importazioni di gas durante l'inverno 2006-2007 e per istituire un obbligo di interrompibilità delle forniture di gas ai clienti industriali.

L'Autorità è quindi intervenuta con la delibera n. 192/06 che, in ottemperanza al decreto, ha stabilito misure per incentivare il ricorso all'interrompibilità delle forniture di gas

<sup>9</sup> In particolare, si tratta dei corrispettivi CP<sub>e</sub>, CP<sub>w</sub>, CR<sub>r</sub>, CM, CV e CV<sub>P</sub> della tariffa di trasporto previsti dalla delibera n. 166/05.

naturale. In particolare, è stata prevista la riduzione fino al 50% dei corrispettivi di trasporto del gas relativi alle forniture interrompibili. È stata inoltre introdotta la possibilità di recesso per i clienti industriali con alimentazione dual fuel (individuati ai sensi della procedura di emergenza climatica) dai contratti di fornitura sottoscritti alla data del 4 agosto per poter passare a contratti con clausola di interrompibilità.

### Tariffe di distribuzione

Analogamente alle tariffe di trasporto, le tariffe di distribuzione sono definite dalle imprese secondo i criteri individuati dall'Autorità all'inizio di ogni periodo regolatorio di durata quadriennale. L'Autorità annualmente controlla e approva le tariffe individuate dalle imprese di distribuzione sulla base dei rispettivi ricavi di riferimento.

Anche per l'anno 2006, come già verificatosi per gli anni 2004 e 2005, sull'attuazione della regolazione dell'attività di distribuzione ha avuto un forte impatto il prolungato contenzioso amministrativo originato dalla sentenza del TAR Lombardia del 16 febbraio 2005, tramite la quale veniva parzialmente annullata la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170 riguardante i criteri di formulazione della tariffa di distribuzione del gas naturale, nonché con la sentenza del TAR Lombardia del 13 aprile 2005, che ha parzialmente annullato la delibera dell'Autorità 30 settembre 2004, n. 173, riguardante i criteri di definizione della tariffa di distribuzione di gas diversi dal gas naturale.

Il parziale annullamento delle due delibere riguarda le parti che:

- non prevedono che il vincolo sui ricavi di distribuzione per il secondo periodo di regolazione sia calcolato tenendo conto degli investimenti che sono stati, e che saranno, effettuati dalle imprese successivamente a quelli considerati per l'approvazione del vincolo relativo all'anno termico 2003-2004;
- prevedono, ai fini dell'aggiornamento del vincolo sui ricavi, una percentuale di recupero di produttività costante per l'intera durata del periodo regolatorio.

A conclusione del contenzioso l'Autorità, con delibera 6 giugno 2006, n. 109, ha avviato un procedimento volto a definire valori del tasso di recupero di produttività decrescenti per gli anni termici dal 2005-2006 al 2007-2008, determinati in modo da indurre, nel secondo periodo di regolazione, recuperi di produttività di entità complessivamente inferiore a quella imposta nel primo periodo regolatorio.

In considerazione inoltre delle segnalazioni pervenute dagli esercenti il servizio di distribuzione che evidenziavano la necessità di modificare la disciplina tariffaria relativamente alle località di nuova realizzazione, con la stessa delibera n. 109/06 l'Autorità ha avviato un procedimento volto a stabilire nuovi criteri per la determinazione delle tariffe durante il periodo iniziale della distribuzione del gas, il cosiddetto "periodo di avviamento", nonché alla conclusione del periodo di avviamento stesso. La modifica apportata alla disciplina tariffaria delle località in avviamento, da un lato, assicura ai distributori il riconoscimento di livelli tariffari congruenti con gli investimenti realizzati, dall'altro, tutela il cliente finale che, nel caso in cui tali livelli tariffari superino prefissati valori soglia, si vede garantita parte della tariffa dal Fondo per la compensazione temporanea di costi elevati di distribuzione.

Successivamente con l'adozione della delibera 4 ottobre 2006, n. 218, che modifica e integra la delibera n. 170/04, l'Autorità ha ottemperato alle decisioni del Consiglio di Stato introducendo un tasso annuale di recupero di produttività dei costi dell'attività di distribuzione pari al 4,8% per l'anno termico 2005-2006, al 4,6% per l'anno termico 2006-2007 e al 4,4% per l'anno termico 2007-2008.

Per sostenere il processo di aggregazione societaria, la delibera prevede inoltre una riduzione transitoria del tasso di recupero di produttività per effetto di fusioni, acquisizioni o assegnazione di nuove concessioni di località, in considerazione del fatto che, per le economie gestionali che ne potrebbero derivare, da tali processi di aggregazione può trarre beneficio l'intero sistema della distribuzione del gas. La riduzione transitoria del tasso di recupero di produttività tiene conto degli eventuali maggiori oneri che le imprese sopportano a causa dei fisiologici assestamenti strutturali e organizzativi, nella fase immediatamente successiva all'operazione di aggregazione, prima di poter raggiungere le condizioni a regime.

Il provvedimento prevede anche il riconoscimento, nel vincolo sui ricavi di distribuzione, di un ammontare destinato all'ulteriore finanziamento del Conto per la qualità dei servizi gas per la copertura sia dei contributi a favore dei Comuni che lo richiedessero ai sensi dell'art. 14 della delibera 18 marzo 2004, n. 40, sia degli incentivi per recuperi di sicurezza della distribuzione di gas secondo quanto previsto dalla delibera 22 novembre 2005, n. 43.

Per quanto riguarda i gas diversi dal gas naturale, l'Autorità ha adempiuto alle decisioni del Consiglio di Stato sopraccitate con la delibera n. 219/06, che modifica e integra la delibera n. 173/04. Anche in questo caso il provvedimento fissa un tasso annuale di recupero di produttività, sia dei costi dell'attività di distribuzione sia dei costi dell'attività di vendita al dettaglio, decrescente nel corso del periodo regolatorio: 2,8% per l'anno termico 2005-2006, 2,7% per l'anno termico 2006-2007 e 2,6% per l'anno termico 2007-2008.

Le delibere n. 218/06 e n. 219/06 stabiliscono anche la modifica della disciplina prevista per il periodo di avviamento, riconoscendo alle imprese la facoltà di determinare le tariffe delle relative località secondo criteri omogenei a quelli previsti per le restanti località, consentendo inoltre per le località in avviamento, alimentate a gas naturale, l'accesso al Fondo per la compensazione temporanea di costi elevati.

Poiché le delibere n. 218/06 e n. 219/06 hanno definitivamente delineato il quadro regolatorio relativo alle attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi da gas naturale per il secondo periodo regolatorio (che va dall'1/10/2004 al 30/9/2008) gli Uffici dell'Autorità hanno attivato il processo di controllo delle proposte tariffarie per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007. Tale processo è iniziato con l'avvio di un procedimento volto alla determinazione delle tariffe di distribuzione del gas naturale per 21 (ventuno) imprese, per l'anno termico 2005-2006, e per 27 (ventisette) imprese, per l'anno termico 2006-2007, che avevano omesso la presentazione delle proposte tariffarie o che avevano presentato proposte incomplete nei termini previsti (delibera 7 novembre 2006, n. 240).

Attualmente il processo di controllo ha portato alla determinazione di tariffe nonché all'approvazione di proposte tariffarie per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007 rispettivamente di 383 e di 359 tra imprese di distribuzione di gas naturale e imprese di fornitura di gas diversi da gas naturale (delibere 27 novembre 2006, n. 258, 18 dicembre 2006, n. 295, 16 gennaio 2007, n. 7 e 7 marzo 2007, n. 53). Il completamento delle

approvazioni delle proposte tariffarie avverrà al termine dell'analisi delle istanze di rinuncia alla libertà tariffaria per le località in avviamento che le imprese hanno iniziato a presentare il 2 marzo 2007.

Con riferimento al regime individuale, con la delibera 2 agosto 2005, n. 171, sono stati definiti i criteri per il calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione in regime individuale, di cui alle delibere n. 170/04 e n. 173/04. Per l'anno termico 2005-2006, sono state 3 le imprese di distribuzione che hanno richiesto l'applicazione del regime individuale e l'Autorità ha avviato l'istruttoria finalizzata a verificare la disponibilità e la consistenza delle informazioni economiche e patrimoniali rilevanti e la pertinenza dei costi considerati ai fini del calcolo del vincolo sui ricavi.

### Tariffe di stoccaggio

Come già anticipato lo scorso anno, concluso il primo periodo di regolazione dello stoccaggio, il 3 marzo 2006, con la delibera n. 50/06, l'Autorità ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio per il secondo periodo di regolazione (1/4/2006 - 31/3/2010).

Il provvedimento, al fine di promuovere il potenziamento e lo sviluppo dei nuovi giacimenti, caratterizzati da costi crescenti, ha previsto l'applicazione di una tariffa unica nazionale. Inoltre per garantire, comunque, a ogni impresa il recupero dei ricavi di propria competenza ha introdotto un sistema di perequazione che comporta il pagamento di un corrispettivo variabile addizionale applicato all'energia movimentata a copertura degli eventuali squilibri del sistema di perequazione.

Altro elemento caratterizzante la nuova disciplina è l'introduzione di un apposito corrispettivo per il servizio di disponibilità di punta in fase di iniezione e la differenziazione tra i corrispettivi nelle fasi di iniezione ed erogazione, al fine di stimolare un corretto utilizzo delle disponibilità di stoccaggio da parte degli utenti, nonché di preservare le prestazioni del sistema al termine di queste fasi.

Per la determinazione dei livelli tariffari sono stati sostanzialmente confermati i meccanismi già in vigore nel primo periodo regolatorio, ed è stato definito un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,1% reale pre-tasse. A differenza del primo periodo regolatorio, i nuovi investimenti sono stati incentivati prevedendo il riconoscimento di un tasso di remunerazione maggiorato rispetto a quello riconosciuto sul capitale esistente al termine dell'esercizio 2005 e per una durata superiore al periodo di regolazione. Sia l'incremento del tasso di remunerazione, sia la durata sono differenziati in funzione delle diverse tipologie di investimento : per gli investimenti strutturali, mirati alla realizzazione di nuovi giacimenti di stoccaggio, la maggiorazione del tasso è pari al 4% per 16 anni; per quelli destinati al potenziamento ed allo sviluppo degli stoccaggi già in esercizio, la maggiorazione del tasso è pari al 4% per 8 anni. La remunerazione, e la relativa quota ammortamento, dei nuovi investimenti effettuati è prevista indipendentemente dai volumi movimentati.

Con riguardo alla struttura della tariffa di stoccaggio, è stata sostanzialmente confermata una tariffa multiparte, combinazione lineare dei corrispettivi unitari per le grandezze che quantificano la prestazione di stoccaggio. La struttura tariffaria viene aggiornata annualmente applicando il recupero di produttività (*price cap*, pari all'1,5% per la

componente *capacity* e al 2% per la componente *commodity*) al corrispettivo unitario variabile e alla quota ammortamento, mentre la quota parte dei ricavi garantiti riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto è sottoposta a un aggiornamento mediante ricalcolo annuale del costo storico rivalutato del capitale investito netto tenuto conto degli ammortamenti.

Ai sensi della delibera n. 50/06 le imprese di stoccaggio hanno trasmesso all'Autorità i dati necessari alla verifica dei corrispettivi d'impresa relativi all'anno termico 2006-2007. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, l'Autorità ha approvato (delibera n. 56/06) i corrispettivi d'impresa e ha determinato i corrispettivi unici nazionali per l'anno termico 2006-2007 (tavola 4.4). Con successive delibere 2 agosto 2006, n. 180, e 4 agosto 2006, n. 191, l'Autorità ha approvato le percentuali di riduzione dei corrispettivi unitari relativi alla capacità di stoccaggio interrompibile per l'anno termico 2006-2007, proposte rispettivamente da Stogit Spa e da Edison Stoccaggio Spa (tavole 4.5 e 4.6).

**Tavola 4.4 Corrispettivi unici nazionali di stoccaggio facenti parte della tariffa**

CORRISPETTIVI	VALORE
corrispettivo unitario di spazio $f_S$	0,155673 (€/GJ/anno)
corrispettivo unitario per la capacità di iniezione $f_{PI}$	9,503475 (€/GJ/giorno)
corrispettivo unitario per la capacità di erogazione $f_{PE}$	11,295975 (€/GJ/ giorno)
corrispettivo unitario di movimentazione del gas CVS	0,102119 (€/GJ)
corrispettivo unitario di stoccaggio strategico $f_D$	0,156773 (€/GJ/anno)

**Tavola 4.5 Riduzione percentuale dei corrispettivi unitari  $f_{PI}$  e  $f_{PE}$  per la capacità di stoccaggio interrompibile di Stogit**

Anno termico 2006-2007

	Durata del conferimento		
	intera fase	mensile	giornaliero
% riduzione di $f_{PI}$	30%	20%	5%
% riduzione di $f_{PE}$	30%	20%	5%

**Tavola 4.6 Riduzione percentuale dei corrispettivi unitari  $f_{PI}$  e  $f_{PE}$  per la capacità interrompibile per il servizio di stoccaggio di modulazione di Edison stoccaggio**

Anno termico 2006-2007

	Durata del conferimento
	mensile
% riduzione di $f_{PI}$	70%
% riduzione di $f_{PE}$	70%

## Bilanciamento

Per quanto riguarda il bilanciamento non vi sono state significative modificazioni introdotte dal luglio 2005. L'unica eccezione riguarda le novità introdotte in occasione della definizione della nuova tariffa di stoccaggio e, in particolare, per l'introduzione di un corrispettivo per la punta di iniezione. Più in dettaglio, la previsione del corrispettivo di entrata verso l'hub di stoccaggio, oltre che di uscita dall'hub medesimo, è stata accompagnata dalla previsione di un corrispettivo di scostamento nel caso in cui la quantità immessa in rete o prelevata da un utente superi la relativa capacità di trasporto ivi conferita (tavola 4.7).

**Tavola 4.7 Soglie di tolleranza e corrispettivi di bilanciamento**

	<b>Soglia di tolleranza</b>	<b>Corrispettivo di scostamento</b>
Punti di Entrata interconnessi con l'estero	$SC_K > 2\%$	$1,125 \cdot \max SC_K(M) \cdot CP_e$
Punti di Entrata da produzione nazionale	$SC_K > 4\%$	$1,125 \cdot \max SC_K(M) \cdot CP_e$
Punti di Uscita	$SC_k \leq 5\%$	<i>Non applicabile</i>
	$5\% < SC_K \leq 15\%$	$1,125 \cdot \max SC_K(M) \cdot CP_u$
	$SC_K > 15\%$	$1,5 \cdot \max SC_K(M) \cdot CP_u$
Punti di Riconsegna	$SC_k \leq 10\%$	<i>Non applicabile</i>
	$SC_K > 10\%$	$1,1 \cdot \max SC_K(M) \cdot CR_r$
Punti di entrata verso l'hub di stoccaggio	nessuna	$1,25 \cdot \max SC_K(M) \cdot CP_e$
Punti di uscita dall'hub di stoccaggio	nessuna	$1,1 \cdot \max SC_K(M) \cdot CP_u$

- $SC_K$  è la differenza, su base giornaliera, tra la capacità utilizzata dall'utente k-esimo e la capacità conferita presso il punto interessato;
- $\max SC_K(M)$  è il massimo scostamento dell'utente k-esimo registrato nel corso del mese M presso il punto interessato (superiore alle soglie di tolleranza nel caso dei punti di uscita e di riconsegna);
- $CP_e$ ,  $CP_u$  sono i corrispettivi annuali unitari di capacità relativi ai conferimenti di capacità nei punti di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti;
- $CR_r$  è il corrispettivo annuale unitario di capacità relativo al conferimento di capacità nel punto di riconsegna della rete regionale.

Fonte: AEEG.

Per garantire il bilanciamento operativo della rete e per la fornitura della modulazione oraria, è previsto che l'impresa di trasporto stipuli con l'impresa di stoccaggio un contratto per l'utilizzo dei servizi di stoccaggio. Le tariffe regolate che l'impresa di stoccaggio fattura sia per la vendita dei servizi di base, che per la vendita dei servizi speciali, determinano il costo riconosciuto nella tariffa di trasporto (ricavo da bilanciamento).

#### 4.1.4 Regolamentazione dell'*unbundling*

A decorrere dal 1° gennaio 2002, l'attività di trasporto è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore gas, a eccezione dell'attività di stoccaggio che deve comunque essere separata contabilmente e gestionalmente dall'attività di trasporto. L'attività di stoccaggio è dunque oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore gas a eccezione del trasporto. L'attività di distribuzione è oggetto di separazione societaria da tutte le attività del settore gas.

In Italia il principale operatore di trasporto, Snam Rete Gas è controllato dall'*incumbent* Eni al 50,04% (quota al 31/12/2006). Tale situazione è destinata a mutare poiché, in base a quanto disposto dalla legge finanziaria per il 2007 (che ha rivisto il termine precedentemente fissato dalla legge n. 290/03), Eni dovrà procedere alla dismissione delle proprie quote azionarie eccedenti il limite del 20% nel capitale di Snam Rete Gas entro 24 mesi dal previsto decreto di privatizzazione della stessa Snam Rete Gas.

La seconda società di trasporto Società Gasdotti Italia S.p.A. è di proprietà del fondo di *private equity* Clessidra Capital Partners che l'ha acquisita nel 2004 dalla società Edison T&S.

La Retragas SpA impresa di trasporto costituita per la gestione di reti regionali di trasporto interconnesse con Snam Rete Gas è stata fondata ed è controllata dalla società di distribuzione Asm Brescia SpA La Netenergy Service Srl, di proprietà del Consorzio di Sviluppo Industriale della Valle del Biferno, gestisce una piccola rete di trasporto del gas naturale nel Molise.

Come si è accennato più sopra la distribuzione, nonostante il rilevante processo di concentrazione avvenuto nel corso di questi ultimi anni, rimane frammentata tra circa 430 distributori. Di questi il 79% circa distribuiscono solo gas naturale; i rimanenti distribuiscono gas naturale insieme ad altri tipi di gas, o anche solo altri tipi di gas (come il GPL).

### Distribuzione

All'inizio di ogni anno l'Autorità svolge un'ampia indagine sui mercati dell'energia elettrica e del gas. I soggetti esercenti l'attività di distribuzione di gas naturale che hanno risposto all'indagine sul mercato del gas nel 2006 sono 351 di cui 308 hanno completato l'invio dei dati<sup>10</sup>. Dei 351, sono 117 quelli che risultano essere collegati societariamente ad almeno una società di vendita di gas naturale.

I distributori che hanno meno di 100.000 clienti finali (intesi come gruppi di misura) sono 267 su 297, a fronte delle prime 3 società del settore (nell'ordine: Italgas, Enel Rete Gas e Hera Holding Energia Risorse Ambiente) che contano oltre 1 milione di clienti (la prima in particolare ne ha quasi 5 milioni). Ciò a dimostrazione di quanto in Italia la distribuzione di gas naturale sia fortemente frammentata e svolta da piccole imprese locali; da notare che tra i 267 distributori che annoverano meno di 100.000 clienti ve ne sono ben 93 (il 35%) con meno di 5.000 clienti.

---

<sup>10</sup> Nel paragrafo il numero di esercenti di riferimento può risultare di volta in volta diverso in virtù del diverso tasso di risposta alle domande del questionario.

Circa la proprietà degli *asset*, i risultati delle risposte all'indagine dell'Autorità sulle attività svolte nel 2006 sono riassunti nella tavola 4.8. Essa mostra come circa un terzo dei distributori possiede completamente le infrastrutture che gestisce; quando non sono gli esercenti i proprietari delle infrastrutture normalmente lo sono i comuni in cui le stesse insistono. La comproprietà è, generalmente, tra l'ente pubblico e il distributore o tra quest'ultimo e società terze: sono solo 17 i casi in cui, ad esempio, la proprietà dei gruppi di riduzione finale è condivisa tra distributore, comune e soggetti terzi, numero che scende a 14 nel caso delle reti e ad appena 5 esercenti nel caso delle cabine.

**Tavola 4.8 Proprietà degli *asset* gestiti dai distributori di gas naturale**

DISTRIBUTORI	RETE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE
Non possiedono l'infrastruttura che gestiscono	89	111	82
Possiedono meno del 50% dell'infrastruttura che gestiscono	45	0	35
Possiedono più del 50% dell'infrastruttura che gestiscono	55	51	53
Possiedono il 100% dell'infrastruttura che gestiscono	107	114	107
Non rispondenti	12	32	31
TOTALE	308	308	308

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Dei 351 soggetti giuridici esercenti l'attività di distribuzione accreditati al sistema di rilevazione dei dati, un'ampia quota, pari al 33,3%, è stata costituita tra il 2000 e il 2004 in concomitanza con l'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00 che prevedeva la separazione societaria tra l'attività di vendita e l'attività di distribuzione sulle reti locali. Le 22 società, corrispondenti al 6,3% del totale, che sono invece nate negli ultimi due anni sono frutto di aggregazioni di varia natura tra più esercenti, a dimostrazione della progressiva riorganizzazione che il settore sta affrontando mirando a una struttura industriale costituita da imprese medio-grandi<sup>11</sup>.

Sotto il profilo della natura societaria gli esercenti l'attività di distribuzione del gas naturale sono per il 48% società per azioni, mentre il 42% sono società a responsabilità limitata. Il rimanente 10% dei distributori si ripartisce tra le diverse altre forme di natura giuridica; in particolare il 6,8% sono gestioni in economia (si ha gestione in economia quando il Comune assume in proprio la responsabilità della gestione del servizio pubblico). Ciò a fronte di una situazione ante liberalizzazione in cui quasi il 40% degli esercenti il servizio di distribuzione di gas era rappresentato da gestioni in economia.

La tavola 4.9 mostra una prima elaborazione della composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2006, limitata, però, alle partecipazioni dirette di primo livello, così come rilevate nell'ambito dell'Indagine annuale. In prima battuta è opportuno osservare che solo 3 società hanno una quota del capitale sociale detenuto in Borsa che pesa per appena lo 0,3% sul complesso delle quote di partecipazione nel capitale sociale delle società che svolgono l'attività di distribuzione. Il 43% delle quote è, invece, detenuto da enti pubblici, mentre il 23% è relativo a quote detenute da imprese

<sup>11</sup> Si ricorda che nel 1998 i distributori di gas naturale erano 774.

energetiche, locali nel 14,1% dei casi, nazionali nell'8% e pari neanche all'1% nel caso delle società estere (con casa madre in Spagna, Austria e Francia). Infine, il 12% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuto da persone fisiche.

**Tavola 4.9 Composizione societaria dei distributori**

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	43,0
Società diverse	19,6
Imprese energetiche locali	14,1
Persone fisiche	12,4
Imprese energetiche nazionali	8,1
Istituti finanziari nazionali	1,0
Imprese energetiche estere	0,9
Istituti finanziari esteri	0,4
Flottante	0,3
Altro	0,1
TOTALE	100

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Conformemente alla legge di liberalizzazione del settore gas, sin dal 2001 (delibera n. 311/01), il regolatore italiano ha imposto le regole per la separazione contabile e amministrativa delle imprese che operano nel settore gas. Tali disposizioni si applicano a decorrere dal 1° luglio 2003. Conseguentemente, le società di trasporto e distribuzione predispongono lo stato patrimoniale e il conto economico ripartito per attività nonché i conti annuali separati che presentano un maggior grado di disaggregazione, riservati esclusivamente all'Autorità. Tali conti sono redatti secondo linee guida fissate dal regolatore stesso che ha individuato con esattezza i comparti in cui va suddivisa ogni attività, i criteri di ripartizione dei costi e dei ricavi comuni, i criteri per la ripartizione dei proventi finanziari e delle imposte dirette. Infine, la delibera relativa all'*unbundling* ha disposto che nei conti separati siano evidenziate le transazioni tra soggetti giuridici appartenenti al medesimo gruppo e ha previsto la redazione del bilancio consolidato "unbundlizzato". Nel caso in cui i soggetti interessati non rispettino le disposizioni regolatorie, l'Autorità può irrogare sanzioni amministrative pecuniarie.

I rendiconti annuali separati, sia quelli pubblici che quelli riservati all'Autorità, sono soggetti a revisione contabile e certificazione da parte di un revisore qualificato che ne accerta la conformità con la normativa civile e commerciale e con le disposizioni regolatorie come riportato nella tavola 4.10.

**Tavola 4.10 Informazioni di sintesi relative all'*unbundling* gas**

	Trasmissione	Distribuzione
Sedi separate (S/N)	S	N
Presentazione societaria separata (S/N)	S	N
<i>Unbundling</i> dei rendiconti contabili e delle <i>guidelines</i> (S/N)	S	S
<i>Audit</i> dei rendiconti unbundlizzati (S/N)	S	S
Pubblicazione dei rendiconti unbundlizzati (S/N)	N	N
Consiglio di amministrazione separato (vi sono membri che fanno parte anche del consiglio di società collegate) (S/N)	S	N

Fonte: AEEG.

La normativa italiana non prevede la figura del "*compliance officer*".

Dopo il primo periodo di applicazione della delibera n. 311/01 l'Autorità ha avviato un processo di revisione delle direttive relative alla separazione contabile. Nell'ambito di tale processo nel marzo 2006 è stato posto in consultazione un documento in cui l'Autorità ha esposto le proprie proposte. Conclusa la consultazione, nel gennaio 2007 l'Autorità ha emanato le nuove regole di *unbundling* che sostituiscono quelle precedentemente in vigore. Una sintesi delle nuove regole, comuni ai due settori dell'energia elettrica e del gas, è stata esposta nel capitolo precedente, al quale si rimanda.

## 4.2 Concorrenza

### 4.2.1 Descrizione del mercato all'ingrosso

Secondo i dati provvisori rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico, il consumo di gas naturale<sup>12</sup> è diminuito fra il 2005 e il 2006 da 86,3 a 84,5 G(m<sup>3</sup>), cioè del 2,1% rispetto all'anno precedente. La produzione nazionale di gas naturale nell'ultimo anno è stata di 11,0 G(m<sup>3</sup>), mostrando un decremento dell'8,5% al rispetto al 2005; tale segmento di mercato è dominato da Eni che possiede la quota maggioritaria di gas naturale prodotto, pari all'80%.

La dipendenza dell'Italia dall'estero si accresce di anno in anno: nel 2006 le importazioni di gas sono aumentate del 5,4% (77,4 G(m<sup>3</sup>)) rispetto all'anno precedente, arrivando a coprire l'87,5% dei consumi. La capacità d'importazione è aumentata rispetto all'anno precedente di circa 3,2 G(m<sup>3</sup>), 2 dei quali sono andati a beneficio dell'accesso non riservato a contratti di lungo periodo.

<sup>12</sup> Mediamente il potere calorifico del gas naturale in Italia è pari a 38,1 MJ/m<sup>3</sup>.

**Tavola 4.11 Sviluppo del mercato all'ingrosso**

	Domanda Totale <sup>(2)</sup> (G(m <sup>3</sup> ))	Domanda di punta <sup>(3)</sup> (M(m <sup>3</sup> )/giorno)	Produzione (G(m <sup>3</sup> ))	Capacità di importazione <sup>(1)</sup> (G(m <sup>3</sup> )/anno)				N. di società con una quota di produzione e capacità di importazione >5%	N. di società con una quota di gas disponibile >5%	Quota delle tre maggiori società di vendita all'ingrosso
				totale	Accesso prioritario per transito <sup>(4)</sup>	Accesso prioritario per contratti LT	Accesso non riservato			
2001	125,1	n.d.	15,5	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2	68,2%
2002	111,8	n.d.	14,3	84,0	0,5	77,3	4,2	3	3	67,4%
2003	123,6	n.d.	13,9	84,8	0,5	78,8	3,1	3	3	63,8%
2004	127,3	386	12,9	88,7	0,5	84,6	2,1	3	3	62,4%
2005	138,3	421	12,0	90,9	0,5	73,5	16,9	3	3	66,7%
2006	134,3	443	11,0	94,1	0,5	74,5	19,1	3	3	66,5%

(1) Stime provvisorie per l'anno 2005.

(2) Volumi di gas venduto sul mercato nazionale all'ingrosso e al dettaglio; include le rivendite.

(3) Picco di immissione raggiunto il giorno 26 gennaio nel 2004, il 19 dicembre nel 2005 e il 25 gennaio nel 2006; il volume indicato comprende le immissioni, le erogazioni da stoccaggio, le perdite e i consumi interni di rete.

(4) In Italia non esiste un trattamento differenziato per i transiti che sono trattati alla stregua di un normale trasporto; il valore indicato in tabella è riferito a un contratto di transito che ha ottenuto accesso prioritario in quanto appartenente a un contratto pluriennale.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas e su dichiarazioni degli operatori.

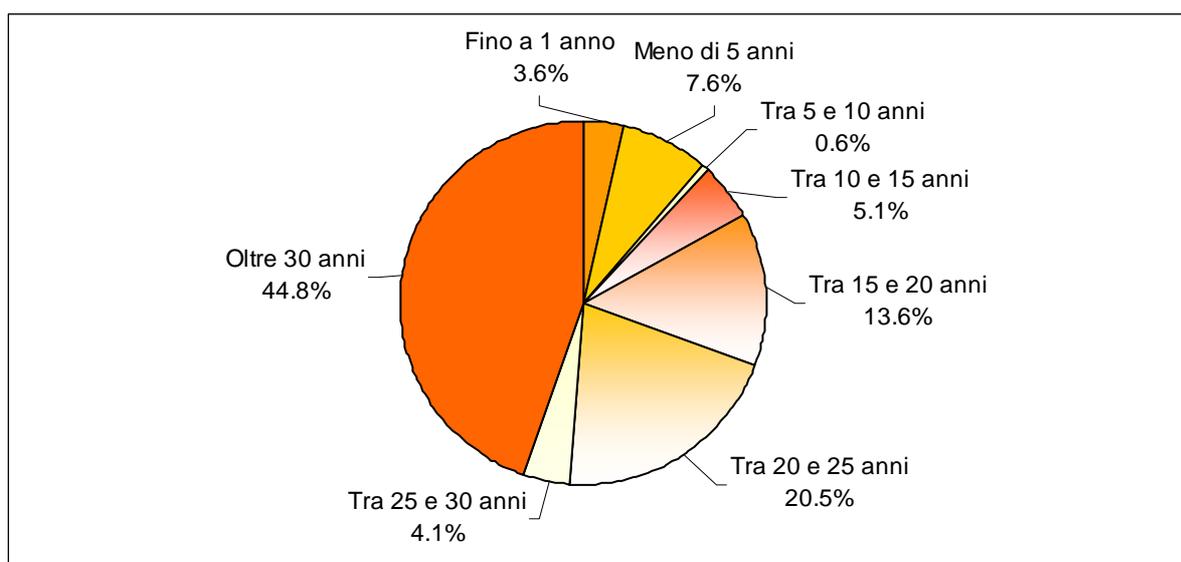
Come l'anno scorso i gruppi<sup>13</sup> che hanno una quota superiore al 5% rispetto al gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono Eni, Enel ed Edison che insieme coprono l'87,6% del totale; gli altri operatori possiedono quote di gas importato e/o prodotto che partono dal 3,6%. I medesimi tre gruppi possiedono anche più del 5% del gas disponibile, con una quota analoga (87,5%) a quella del gas approvvigionato.

L'approvvigionamento si basa prevalentemente su fonti extracomunitarie, in particolare, Algeria e Russia. Dalla prima proviene il 35,6% del totale importato (quasi tutto via gasdotto con ingresso al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo, mentre il 9% è gas importato via nave); il 29,1% delle importazioni arriva invece dalla seconda attraverso i punti di entrata di Tarvisio e Gorizia. Le importazioni dal Nord Europa, che giungono in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries, rappresentano il 19,5% del totale di cui il 12,1% arriva dai Paesi Bassi e il 7,4% dalla Norvegia. Il gas proveniente dalla Libia, pari al 9,9% del totale importato, passa invece dal punto di entrata di Gela. Presso il terminale di Panigaglia sono stati rigassificati il 4,1% dei volumi di importazione, compresi quelli che provengono dall'Algeria.

<sup>13</sup> Nell'ambito dell'indagine sul mercato del gas la partecipazione a un gruppo societario è definita in base a quanto specificato dall'art. 7 della legge 10 ottobre 1990, n. 287: in estrema sintesi l'appartenenza a un gruppo viene cioè stabilita anche se vi è un controllo di fatto della partecipante nella partecipata.

Tutta l'attività di approvvigionamento è effettuata in larga misura attraverso contratti pluriennali di tipo *take or pay*. Le elaborazioni effettuate sulla base delle dichiarazioni fornite dagli operatori all'Autorità evidenziano ancora la dipendenza dell'Italia da accordi contrattuali ultra decennali, primi tra tutti i contratti storici di Eni risalenti ai primi anni Ottanta e alla fine degli anni Settanta. Considerando i volumi contrattualizzati per l'anno 2006 secondo la durata intera (figura 4.1) i contratti di durata ultra trentennale pesano per il 44,8% sul totale, seguiti dai contratti con una durata compresa tra 20 e 25 anni (20,5%) e da quelli con durata tra 15 e 20 anni (13,6%).

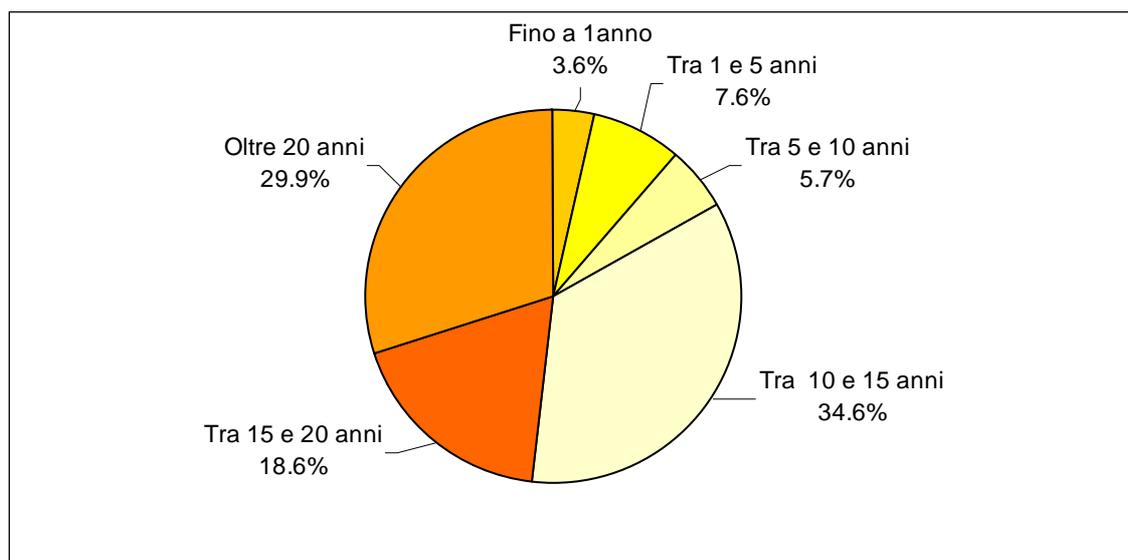
**Figura 4.1 Contratti di importazione attivi nel 2005, secondo la durata intera**



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

I contratti di durata inferiore o uguale a un anno (circa 140) riguardano volumi di gas esigui e rappresentano poco meno del 4% del totale dei volumi complessivamente contrattualizzati.

Se si analizzano i medesimi contratti secondo la durata residua nel 2006 (figura 4.2) si osserva come la classe maggiormente significativa sia quella dei contratti con una durata compresa tra 10 e 15 anni (34,6%), seguita da quella dei contratti con durata superiore ai 20 anni (29,9%) e da quella relativa ai contratti di durata compresa tra 15 e 20 anni (18,6%). L'importanza dei contratti ultraventennali si è fortemente accresciuta rispetto allo scorso anno, prevalentemente a causa della proroga al 2035 delle forniture dalla Russia ottenuta da Eni.

**Figura 4.2 Contratti di importazione attivi nel 2005, secondo la durata residua**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2006 e nei primi tre mesi del 2007 il Ministero delle Attività Produttive ha accordato in complesso 34 autorizzazioni a importare da paesi extraeuropei di cui 22 per importazioni inferiori a un anno (*spot*) e 6 per importazioni pluriennali. Le comunicazioni di importazioni intracomunitarie nel 2006 sono state 30, 13 quelle ricevute nei primi tre mesi del 2007. Il numero di autorizzazioni, tuttavia, non riflette la presenza effettiva di operatori nella fase di importazione di gas naturale, ma solo l'avvenuto espletamento delle formalità amministrative preliminari allo svolgimento dell'attività di importazione, secondo le disposizioni del decreto legislativo n. 164/00; infatti, l'attività di importazione è libera per quanto riguarda il gas prodotto nei paesi dell'Unione Europea, ma soggetta ad autorizzazione ministeriale per ciò che attiene alle importazioni extracomunitarie.

Nel 2006 la domanda totale del settore gas, intesa come volumi di gas venduti sul mercato all'ingrosso e al dettaglio (incluse, quindi, le rivendite) ha toccato 134,3 G(m<sup>3</sup>), registrando un calo del 2,9% rispetto al 2005 (tavola 4.11). Gli operatori che risultano avere una quota di tale mercato superiore al 5% sono ancora una volta i gruppi Eni, Enel ed Edison. I tre gruppi coprono complessivamente il 66,5% della domanda totale con quote, rispettivamente del 44,1%, 13,2% e 9,2%, di gran lunga superiori a quelle dei concorrenti che partono dal 2,6%.

Dagli acquisti effettuati sul mercato secondario (tavola 4.12) risulta evidente come esso stia rapidamente crescendo; gli scambi complessivamente effettuati presso il PSV hanno riguardato 3,9 G(m<sup>3</sup>) a fronte di 3,5 G(m<sup>3</sup>) acquistati sul lato italiano presso i punti di entrata interconnessi con l'estero. Di questi circa 2 G(m<sup>3</sup>) sono volumi acquistati da Eni che li ha ceduti con operazioni di *gas release*, come esito di provvedimenti dell'Autorità garante per la concorrenza e il mercato.

**Tavola 4.12 Mercato del gas**G(m<sup>3</sup>)

	Consumi totali <sup>(1)</sup>	Contrattazione mercato <i>spot</i> organizzato	Contrattazione mercato <i>forward hub</i>	Contrattazione bilaterale OTC <sup>(2)</sup>
2002	71,0	non applicabile	non applicabile	1,7
2003	77,4	non applicabile	non applicabile	2,7
2004	80,3	non applicabile	non applicabile	5,4
2005	86,2	non applicabile	non applicabile	7,0
2006	84,5	non applicabile	non applicabile	7,4

(1) Disponibilità di gas al lordo di consumi e perdite di rete.

(2) Volumi di gas acquistato presso il PSV o presso i punti di entrata. Più precisamente si tratta di gas acquistato sul mercato secondario; il resto del gas è acquistato sul mercato primario (proviene cioè direttamente dalla produzione nazionale, dalle importazioni o dagli stoccaggi)

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

**4.2.2 Descrizione del mercato finale**

Al 1° settembre 2006 le società autorizzate dal Ministero dello sviluppo economico a effettuare attività di vendita di gas erano 386. La maggior parte di esse ha avuto origine dalla scissione del ramo di vendita delle precedenti società di distribuzione integrate, ma il processo di riassetto del settore della compravendita di gas naturale è ancora in divenire. Inoltre, esistono diverse società grossiste che, non effettuando attività di vendita sul mercato finale, non sono obbligate a richiedere l'autorizzazione per la vendita al Ministero dello sviluppo economico, ai sensi dell'art. 17 del decreto legislativo n. 164/00.

I soggetti operanti nel settore della vendita e autorizzati dal Ministero che hanno risposto all'indagine sul mercato del gas nel 2006, condotta dall'Autorità, sono 308 di cui 211 venditori al mercato finale, 86 "grossisti" che vendono gas sia ad altri operatori, sia direttamente al mercato finale e 11 "grossisti puri" che vendono il gas solo ad altri rivenditori.

I venditori di gas che sono risultati soggetti indipendenti, nel senso che non sono collegati societariamente a società che svolgono l'attività di distribuzione o trasporto, sono 150 sul totale di 337 rispondenti, pari al 44,5%.

La tavola 4.13 riporta i principali dati. Ragioni essenzialmente riconducibili all'andamento climatico hanno provocato, per la prima volta da un quinquennio, una lieve riduzione dei consumi finali di gas (-2,1%), scesi dagli 86,3 G(m<sup>3</sup>) del 2005 a 84,4 G(m<sup>3</sup>) nel 2006.

Il calo dei consumi non ha modificato il livello di concentrazione del mercato, rimasto sostanzialmente invariato rispetto allo scorso anno: anche nel 2006, infatti, sono 3 le società con una quota superiore al 5%, che insieme detengono il 66,5% del mercato totale (comprensivo, cioè gli autoconsumi). I tre principali gruppi sono Eni (44,1%), Enel (13,2%) ed Edison (9,2%).

Nel 2006 i primi tre operatori hanno coperto:

- l'89,7% delle vendite alla generazione elettrica (nell'ordine: Eni, Enel ed Edison);

- il 71,1% delle vendite a clienti industriali (nell'ordine: Eni, Enel e Gaz de France);
- il 47,3% delle vendite a clienti del commercio e dei servizi (nell'ordine: Eni, Enel ed Hera);
- il 47,1% delle vendite alle famiglie (nell'ordine: Eni, Enel ed Hera).

**Tavola 4.13 Sviluppo del mercato al dettaglio**

	Consumi totali (G(m <sup>3</sup> ))	N. società con quota >5% nel mercato finale	N. società indipendenti (A)	Quote di mercato delle prime tre società (%)				% Cumulata dei clienti che hanno cambiato fornitore (per volume)			
				Usi termoelettrici	Grandi imprese industriali (B)	Piccole-medie imprese industriali e commerciali (C)	Piccolissime imprese e settore domestico (D)	Usi termoelettrici	Grandi imprese industriali (B)	Piccole-medie imprese industriali e commerciali (C)	Piccolissime imprese e settore domestico (D)
2001	70,1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2002	70,0	4	n.d.	85,7		54,3		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2003	76,4	5	n.d.	74,4		45,6		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2004	80,6	5	110	80,3	54,1	n.d.	33,2	53(E)		6(F)	1(G)
2005	86,3	3	123	91,2	71,1	43,1	47,3	53(E)		6(F)	1(G)
2006	84,4	3	182	89,7	71,1	47,3	47,1	n.d.		n.d.	n.d.

(A) Completamente indipendenti dai gestori di rete

(B) Imprese industriali

(C) Imprese commerciali e di servizi

(D) Clienti domestici

(E) Consumatore standard con un consumo annuale > 200.000 m<sup>3</sup>/anno. Dato rilevato al 1 giugno 2005.

(F) Consumatore standard con un consumo annuale 5.000-200.000 m<sup>3</sup>/anno. Dato rilevato al 1 giugno 2005.

(G) Consumatore standard con un consumo annuale < 5.000 m<sup>3</sup>/anno. Dato rilevato al 1 giugno 2005.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Per la prima volta l'Indagine annuale sul settore del gas naturale condotta dall'Autorità ha enucleato gli autoconsumi degli operatori, vale a dire le quantità di gas prodotte, importate e/o acquistate sul territorio nazionale da essi direttamente consumate nell'anno solare 1 gennaio - 31 dicembre 2006, suddivise per settore di consumo. L'analisi del mercato e del suo livello di concentrazione riserva qualche sorpresa se si tiene conto di questi dati. Infatti, escludendo gli autoconsumi dal mercato, si ottiene che le vendite complessive di gas sono state pari a 77,4 G(m<sup>3</sup>). I gruppi che risultano possedere più del 5% delle vendite sono soltanto 2: Eni, con una quota del 49,4%, ed Enel con una quota del 15,2%. Il terzo gruppo diviene Hera con una quota appena del 2,9%. Edison, che consuma un ampio quantitativo di gas nelle proprie centrali di produzione di energia elettrica, scivola al quarto posto, con una quota del 2,6%. Anche escludendo gli autoconsumi, non si modificano comunque in modo significativo i livelli di concentrazione (e l'ordine dei gruppi) per tipologia di cliente.

La penetrazione straniera nel mercato della vendita italiano non appare rilevante. 23 sono risultate le società operanti nel mercato della vendita con almeno un socio estero che hanno risposto all'Indagine dell'Autorità. Insieme esse coprono una quota pari al 10,6% del mercato totale (comprensivo degli autoconsumi) e il 4,2% delle sole vendite. Le prime società con partecipazione estera che vendono alla generazione elettrica sono Edison, Gas

Natural Vendita Italia e Sorgenia (insieme coprono il 20,3% di quel mercato); le prime tre che vendono a clienti industriali sono Sorgenia, Dalmine Energie e Cartiere Burgo (con una quota complessiva del 5,2%); le prime tre società che vendono a clienti del commercio e servizi sono Gas Natural Vendita Italia, Sinergas e Begas Energy International (con una quota complessiva dell'1,8%); infine, le prime tre società con almeno un socio estero che vendono al settore domestico sono Gas Natural Vendita Italia, Sinergas e Libera Energia (con una quota complessiva dell'1,8%).

Circa il grado di integrazione tra il segmento dell'approvvigionamento e la vendita al mercato finale si osserva che le società che risultano operare in entrambe le fasi della filiera sono 17. Le prime tre società sono Eni, Enel Trade ed Edison; insieme queste detengono l'87,6% del gas prodotto o importato e il 58,8% del gas venduto a clienti finali (al netto degli autoconsumi).

Per l'anno 2006 non sono a oggi disponibili dati sullo *switching*.

### Prezzi medi di vendita

Dall'apertura completa del mercato il prezzo del gas in Italia è divenuto libero. Poiché la liberalizzazione è avvenuta in un contesto di scarsa concorrenza effettiva, si è ritenuto opportuno mantenere un regime di tutela per i clienti più deboli (segnatamente le famiglie e i piccoli clienti non domestici), previsto ridursi gradatamente nel tempo. È stato pertanto mantenuto in capo agli esercenti l'attività di vendita l'obbligo di offrire le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità sia ai clienti finali che al 31 dicembre 2002 si trovavano nella condizione di cliente non idoneo (sostanzialmente tutti i clienti finali con consumi inferiori a 200.000 m<sup>3</sup>/anno), sia ai clienti idonei che a quella data non avevano esercitato la capacità di stipulare contratti liberi. Secondo quanto disposto dalla delibera n. 134/06, dal 1° ottobre 2006 le condizioni economiche devono essere offerte ai soli clienti domestici con consumi inferiori a 200.000 m<sup>3</sup>. Unitamente alle condizioni definite dall'Autorità, possono naturalmente essere affiancate altre proposte formulate dai singoli venditori. Pertanto le analisi dei prezzi medi praticati sul mercato del gas in Italia possono essere condotte distinguendo i clienti tutelati, che accettano le condizioni economiche di fornitura calcolate dall'Autorità, dai clienti liberi, che pagano un prezzo liberamente contrattato con i venditori.

L'andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi, in sostanziale continua ascesa dalla primavera 2003, ha causato anche nel 2006 una marcata accelerazione del costo del gas per i consumatori italiani.

Lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute) al netto delle imposte praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale è risultato pari a 41,56 c€/m<sup>3</sup> per i clienti nel mercato tutelato e a 28,53 c€/m<sup>3</sup> per i clienti del mercato libero. La media ponderata sui due mercati ha raggiunto 32,61 c€/m<sup>3</sup>. Questo è il risultato che emerge dalle prime elaborazioni dei dati dell'Indagine annuale dell'Autorità sul settore del gas.

Come si vede dalla tavola 4.14, 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 livelli di consumo; al crescere delle dimensioni dei clienti in

termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

Nelle classi soggette a tutela regolatoria il prezzo appare lievemente superiore alle condizioni economiche fissate dall'Autorità (che nella media del 2006 erano pari a 39,40 c€/m<sup>3</sup> al netto delle imposte). La differenza è dovuta, con molta probabilità, alle incertezze regolatorie derivanti dal contenzioso sulla delibera n. 248/04 in base alla quale viene aggiornata la parte a copertura della componente di materia prima delle condizioni di fornitura fissate dall'Autorità. Nell'ambito del mercato tutelato i clienti più piccoli risultano pagare mediamente 43,31 c€/m<sup>3</sup>, contro i 37,94 c€/m<sup>3</sup> dei clienti medi e i 32,59 c€/m<sup>3</sup> dei grandi clienti grandi; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi è dunque abbastanza rilevante, essendo quasi a 11 c€/m<sup>3</sup>. Nel mercato libero i clienti di più piccole dimensioni risultano invece pagare quasi 14 c€/m<sup>3</sup> in più dei grandi, che ottengono il gas mediamente a un prezzo di 28,07 c€/m<sup>3</sup>.

Il confronto con gli analoghi dati del 2005 mostra una crescita del costo del gas alquanto differenziata per tipologia di mercato: i clienti del mercato tutelato hanno subito aumenti complessivamente inferiori a quelli del mercato libero. La corsa del prezzo del greggio sembrerebbe aver pesato proporzionalmente di più sui clienti medio-piccoli.

**Tavola 4.14 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (c€/m<sup>3</sup>)**

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2004	2005	2006	VAR. % 2006/2005
<b>Mercato tutelato</b>				
Consumi inferiori a 5.000 m <sup>3</sup>	35,32	37,01	43,31	17,0
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m <sup>3</sup>	30,44	32,12	37,94	18,1
Consumi superiori a 200.000 m <sup>3</sup>	27,04	29,39	32,59	10,9
<b>MEDIA MERCATO TUTELATO</b>	<b>33,65</b>	<b>35,36</b>	<b>41,56</b>	<b>17,5</b>
<b>Mercato libero</b>				
Consumi inferiori a 5.000 m <sup>3</sup>	32,99	31,95	41,99	31,4
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m <sup>3</sup>	27,24	29,76	35,53	19,4
Consumi superiori a 200.000 m <sup>3</sup>	18,46	23,00	28,07	22,0
<b>MEDIA MERCATO LIBERO</b>	<b>18,76</b>	<b>23,23</b>	<b>28,53</b>	<b>22,8</b>

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori.

I livelli di prezzo mediamente prevalenti per le tipologie di consumatore rilevate da Eurostat sono indicati nella tavola 4.15 e risultano sostanzialmente in linea con i valori medi appena descritti. Il cliente industriale definito da Eurostat I1 con consumi ridotti, risulta infatti pagare il gas al netto delle imposte 37,24 c€/m<sup>3</sup>: un valore che è compreso nel *range* (indicato nella tavola 4.14) tra i 37,94 c€/m<sup>3</sup> del cliente tutelato e i 35,53 c€/m<sup>3</sup> del cliente che ha acquistato il gas sul mercato libero. Analogamente il prezzo risultante per il cliente industriale di maggiori dimensioni per la tipologia Eurostat I4, pari a 28,34 c€/m<sup>3</sup>, costituisce un valore intermedio tra quelli indicati nella tavola 4.14 per i clienti con consumi superiori a 200.000 m<sup>3</sup>, rispettivamente pari a 32,59 e 28,07 c€/m<sup>3</sup> per i mercati tutelato e libero. Verosimilmente in questo caso, poiché la tipologia I4 possiede consumi molto elevati, pari a quasi 11 M(m<sup>3</sup>), il prezzo Eurostat è molto più vicino a quello rilevato

sul mercato libero che non su quello tutelato. Infine, anche per il cliente domestico D3 si evidenzia un prezzo, pari 41,93 c€/m<sup>3</sup>, compreso tra i valori di 43,31 e 41,99 c€/m<sup>3</sup> rilevati dall'indagine sul mercato.

**Tavola 4.15 Ripartizione per componenti dei prezzi finali per i consumatori-tipo Eurostat**

€/m<sup>3</sup> ; anno 2006

	I4 <sup>(A)</sup>	I1 <sup>(B)</sup>	D3 <sup>(C)</sup>
Consumo annuo	<b>418.600 GJ o 10.986.877 m<sup>3</sup></b>	<b>418,6 GJ o 10.987 m<sup>3</sup></b>	<b>83.7 GJ o 2.197 m<sup>3</sup></b>
Tariffe di rete (escluso oneri generali)	0,0175 <sup>(D)</sup>	0,0833 <sup>(D)</sup>	0,1112 <sup>(D)</sup>
Oneri generali inclusi nelle tariffe di rete	-	-	-
Costi della materia prima e margine di vendita	0,2659 <sup>(E)</sup>	0,2891 <sup>(E)</sup>	0,3081 <sup>(E)</sup>
<b>Totale al netto delle tasse</b>	<b>0,2834</b>	<b>0,3724</b>	<b>0,4193</b>
Tasse	0,0407	0,2074	0,2489
<b>Totale (incluse le tasse)</b>	<b>0,3241</b>	<b>0,5798</b>	<b>0,6682</b>

Rilevazione per i seguenti consumatori tipo:

(A) Cliente con consumi annui tra 2.000.001 e 20.000.000 (m<sup>3</sup>/anno)

(B) Cliente con consumi annui tra 5.001 e 200.000 (m<sup>3</sup>/anno)

(C) Cliente domestico con consumi tra 500 e 5.000 (m<sup>3</sup>/anno)

(D) Si veda la tavola 4.2.

(E) Include il costo dello stoccaggio.

### Condizioni economiche di riferimento

L'andamento delle condizioni economiche di fornitura pubblicate dall'Autorità con riferimento ai consumatori che utilizzano meno di 200.000 m<sup>3</sup> all'anno è riprodotto nella figura 4.3. Si tratta del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura, definite dalla delibera n. 138/03, che dall'1 gennaio 2004 le società di vendita dovevano obbligatoriamente offrire, accanto a altre eventuali condizioni specifiche (individuate da ogni venditore), ai piccoli consumatori del commercio, dell'artigianato e alle famiglie (vale a dire ai clienti del vecchio mercato vincolato). Come si è detto nel paragrafo precedente, dal 1° ottobre 2006 l'obbligo per i venditori di offrire tali condizioni di fornitura è rimasto solo per i clienti domestici che consumano meno di 200.000 m<sup>3</sup> all'anno.

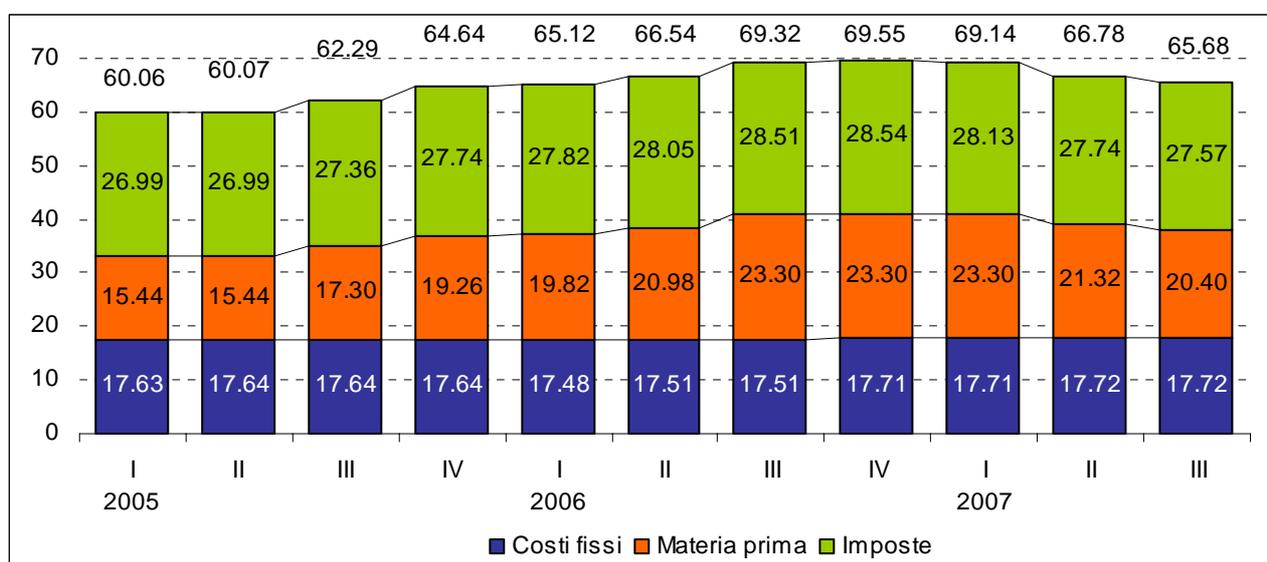
Così come per buona parte del 2005, anche nel 2006 le condizioni di fornitura hanno continuato a salire, per tornare a scendere solo con l'inizio del 2007. La persistente risalita del prezzo medio di riferimento è da ricondurre in buona misura al perdurare della corsa delle quotazioni petrolifere internazionali e all'effetto moltiplicativo che le imposte aggiungono all'aumentare della componente QE, relativa al costo di acquisto della materia prima.

Tale componente si è mantenuta in ascesa dal terzo trimestre 2005 sino al terzo trimestre 2006, data dalla quale è rimasta poi sostanzialmente stabile sino al secondo trimestre 2007, quando ha registrato il primo significativo calo. All'inizio del 2006 i rincari della QE sono stati attenuati dalla discesa della componente a copertura dei costi fissi (a sua volta dovuta a un aumento del costo di trasporto più che compensato da una riduzione nel costo di

commercializzazione all'ingrosso). Nel secondo e quarto trimestre del 2005, invece, gli aumenti della materia prima si sono accompagnati a un rialzo della componente a copertura dei costi fissi (per un incremento del costo di stoccaggio in aprile e del costo di trasporto in ottobre). Il risultato di questi andamenti è un prezzo medio che dai 60 c€/m<sup>3</sup> dell'inizio del 2005 ha quasi toccato i 70 c€/m<sup>3</sup> alla fine del 2006, per poi tornare a poco meno di 66 c€/m<sup>3</sup> nel luglio 2007.

Sulle condizioni economiche di riferimento ha pesato, negli ultimi tre anni, una forte situazione di incertezza, dovuta al prolungato contenzioso legale che si è avuto sulla delibera n. 248/04 che, alla fine del 2004, aveva ridefinito il meccanismo di indicizzazione della componente materia prima. Tale contenzioso dovrebbe essere giunto al termine nel marzo 2007.

**Figura 4.3 Andamento del prezzo medio nazionale di riferimento pubblicato dall'Autorità con riferimento ai piccoli consumatori che utilizzano meno di 200.000 m<sup>3</sup> all'anno**



Al 1° luglio 2007 la tariffa media nazionale di riferimento 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 poco meno di un terzo (31,1%), i costi di commercializzazione per il 9% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 17,9%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione che incide per l'11,3% sulla tariffa complessiva; la rilevanza della componente a copertura dei costi di trasporto è pari al 5,1%, mentre è pari all'1,5% l'incidenza della componente per lo stoccaggio.

## 5 SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI

### 5.1 Elettricità

#### Domanda di punta nel 2006 e previsioni per il 2007-2012

Nel 2006 la domanda alla punta sia invernale che estiva ha registrato nuovi massimi storici. La richiesta di potenza alla punta invernale, verificata il 25 gennaio, è stata pari a 55.539 MW, leggermente superiore al valore di 55.400 previsto da TERNA per un inverno medio. La richiesta alla punta estiva, registrata il 27 giugno, è stata pari a 55.619 MW, alquanto inferiore alle previsioni nell'ipotesi di estate torrida. Si è tuttavia confermata la tendenza verso un picco estivo superiore rispetto a quello invernale, anche se la differenza tra i due picchi è ancora molto piccola.

Le previsioni di TERNA per gli anni successivi, riportate nella tavola 5.1, indicano una crescente differenza a favore del picco estivo, che dovrebbe raggiungere circa 1,5 GW nel 2010 e 2,2 GW nell'orizzonte del 2012. A tale riguardo, va tuttavia notato che le previsioni relative ai picchi (sia invernali sia estivi) hanno teso a ridursi negli ultimi anni in relazione alla crescente evidenza di una migliore modulazione della domanda resa possibile dalle riforme attuate nel mercato elettrico. Nelle ultime due previsioni, la crescita media annua nel periodo 2005-2011 è calata dal 2,6 al 2,3% per il picco di inverno medio e dal 3,3 al 3,1% per il picco di estate torrida.

**Tavola 5.1 Richiesta di potenza alla punta negli anni 2004-2012**

GW

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Inverno medio	55,0	55,5	57,9	59,2	60,4	61,7	63,0	64,4
Estate torrida	54,2	55,6	58,5	60,0	61,6	63,2	64,9	66,6

Fonte: TERNA.

#### Capacità di generazione nel 2006

Nel 2006 è continuata la fase di forte potenziamento della capacità di generazione iniziata nel 2004-2005. Secondo i dati provvisori di TERNA, la potenza netta installata a fine 2006 ammontava a 89,8 GW, con la struttura per tipologia di generazione riportata nella tavola 5.2. L'incremento è stato significativamente maggiore nel 2006 rispetto al 2005 (4,3 contro 4,0 GW) e garantisce oramai un'apprezzabile riserva di potenza a fronte dei picchi di domanda. Oltre l'85% della crescita tra il 2004 e il 2006 è attribuibile a impianti termoelettrici, in prevalenza cicli combinati a gas.

**Tavola 5.2 Potenza di generazione efficiente netta negli anni 2003-2006**

MW

	2003	2004	2005	2006
Idroelettrica	20.660	20.744	20.993	21.070
Termoelettrica <sup>(A)</sup>	56.047	58.990	62.164	66.200
Geotermica	665	642	671	671
Eolica e fotovoltaica	877	1.135	1.642	1.865
TOTALE	78.249	81.511	85.470	89.806

(A) Include impianti a base di biomasse e rifiuti.

Fonte: TERNA, dati provvisori per il 2006.

**Nuova capacità di generazione nel periodo 2007- 2010**

Da diversi anni si sta assistendo a una importante riqualificazione e potenziamento del parco produttivo italiano, che si concretizza soprattutto nella realizzazione di impianti a ciclo combinato a gas. Come indicato nella tavola 5.3, si può dare per certa l'entrata in funzione di 3,6 GW di impianti termoelettrici nel 2007, 5,5 GW nel 2008 e 1,9 GW nel 2009. Ulteriori 5,1 GW di potenza termoelettrica sono previsti entrare in esercizio nel 2010 o negli anni immediatamente successivi. Inoltre, circa 6 GW aggiuntivi hanno ricevuto autorizzazione a procedere con la costruzione.

**Tavola 5.3 Incrementi alla capacità di generazione nel periodo 2007-2010**

MW

	Termoelettrica	Da rifiuti	Idroelettrica ed eolica	Totale
Per anno di entrata in esercizio				
2007	3.550	0	256	3.806
2008	5.460	0	591	6.051
2009	1.850	184	528	2.562
2010	2.005	0	0	2.005
Per area geografica				
Nord	3.720	0	24	3.744
Centro	1.950	0	340	2.290
Sud e isole	7.195	184	1.011	8.390
ITALIA	12.865	184	1.375	14.424

Fonte: TERNA, Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2007, gennaio 2007.

Meno chiara è l'evoluzione del parco di generazione da fonti rinnovabili, con particolare riferimento all'energia eolica. Considerando solo gli impianti per i quali sono stati assunti dai proponenti impegni economici a copertura degli oneri di connessione alle reti di trasmissione e di distribuzione, si può ragionevolmente valutare che circa 1.380 MW

entreranno in funzione tra il 2007 e il 2009. Il potenziale è tuttavia molto significativo dal momento che le richieste di connessione ammontano a oltre 10.000 MW.

Poco meno del 60% della nuova potenza elettrica prevista entrare in esercizio nel periodo 2007-2010 è localizzata nelle regioni meridionali, principalmente Campania, Puglia e Calabria. Ancora più significativo è il peso del Meridione nella nuova capacità di impianti a fonti rinnovabili. La distribuzione geografica di nuova potenza da una parte dovrebbe nel lungo periodo contribuire ad attenuare le congestioni in alcune zone meridionali del Paese, ma dall'altra potrebbe determinare nel breve-medio termine un loro aggravio nella trasmissione di energia sulla sezione Nord - Centro Nord. Queste dovrebbero in buona parte attenuarsi con la realizzazione dei potenziamenti di rete programmati da TERNA.

### Disponibilità di potenza alla punta

Nell'ultimo quinquennio la disponibilità degli impianti si è mantenuta complessivamente tra il 63 e il 65% della potenza netta totale. L'indisponibilità degli impianti idroelettrici è legata prevalentemente alla scarsa disponibilità idrica dei bacini nel periodo invernale, quando si è storicamente presentata la punta di domanda, e alla crescente richiesta per usi agricoli. Nel caso degli impianti termoelettrici l'indisponibilità è dovuta a fermi non programmabili nonché ad arresti di lunga durata per trasformazioni e ripotenziamenti. L'indisponibilità degli impianti eolici è dovuta alla natura discontinua di questa fonte.

**Tavola 5.4 Disponibilità di potenza alla punta negli anni 2003-2006**

GW

	2003	2004	2005	2006
<b>Potenza netta</b>	<b>78,2</b>	<b>81,5</b>	<b>85,5</b>	<b>89,8</b>
Idroelettrici	20,7	20,7	21,0	21,1
Termoelettrici tradizionali	56,0	59,0	62,2	66,2
Geotermoelettrici	0,7	0,6	0,7	0,7
Eolici e fotovoltaici	0,9	1,1	1,6	1,9
<b>Potenza disponibile alla punta</b>	<b>49,7</b>	<b>52,8</b>	<b>56,3</b>	<b>58,3</b>
Idroelettrici	13,5	13,6	13,7	13,8
Termoelettrici tradizionali	35,5	38,4	41,6	43,5
Geotermoelettrici	0,6	0,6	0,6	0,6
Eolici e fotovoltaici	0,2	0,3	0,4	0,4
<b>Domanda alla punta</b>	<b>53,4</b>	<b>53,6</b>	<b>55,0</b>	<b>55,6</b>
<b>Surplus/deficit di potenza</b>	<b>-3,7</b>	<b>-0,9</b>	<b>1,3</b>	<b>2,7</b>

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati TERNA.

Dopo un periodo di sostanziale invarianza fino al 2001-2002, la potenza elettrica disponibile alla punta è in costante ascesa, da 49,7 GW nel 2003 a 58,5 GW nel 2006, come rilevato nella tavola 5.4. Solo a partire dal 2005 la potenza disponibile è risultata superiore alla domanda alla punta. Il deficit di 3,7 GW nel 2003 e di 0,9 GW nel 2004 si è infatti trasformato in un surplus di 1,3 GW nel 2005 e di 2,7 GW nel 2006. Per i prossimi anni si

può prevedere una significativa crescita del surplus, grazie ai consistenti incrementi di potenza prima descritti. Per una più completa valutazione della sicurezza del sistema elettrico italiano occorre considerare anche circa 7 GW di capacità di importazione, la cui disponibilità non è tuttavia sempre garantita nella misura richiesta, come si è visto nell'estate del 2003 e, più recentemente, nell'inverno 2005-2006, quando è stata registrata una indisponibilità di importazione alla frontiera nord di oltre 4.000 MW. In combinazione con la scarsa produzione idroelettrica, questa ha comportato il quasi completo annullamento del margine d'esercizio rispetto alla riserva operativa.

### Composizione della generazione elettrica

I dati riportati nella tabella 5.5 danno una chiara misura della crescente dipendenza del sistema elettrico italiano dal gas naturale. La crescita nella generazione da gas naturale (6,1%) sarebbe stata ancora più forte se nei primi mesi dell'anno l'emergenza gas non avesse costretto il Governo a imporre il consumo sostitutivo di olio combustibile al fine di evitare lo svuotamento prematuro degli stoccaggi di gas. Le misure di emergenza per il gas si sono riflesse in un significativo rallentamento nel trend di riduzione dell'uso del petrolio nel sistema energetico nazionale. La generazione elettrica da prodotti petroliferi è infatti diminuita di appena l'1,8%, rispetto a una media annua del 18,6% del precedente triennio.

Pare essersi sostanzialmente stabilizzata la generazione da carbone, la cui ulteriore crescita dovrebbe avvenire a seguito della riconversione delle centrali di Civitavecchia e di Porto Tolle. La prima di queste è a buon punto, nonostante l'opposizione politica locale; la seconda è ancora ferma alla fase di autorizzazione, ma con l'appoggio dell'opinione pubblica locale.

**Tavola 5.5 Bilancio dell'energia elettrica negli anni 2000-2006**

GWh

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Produzione termoelettrica</b>	<b>218.549</b>	<b>216.792</b>	<b>227.646</b>	<b>238.291</b>	<b>240.488</b>	<b>246.918</b>	<b>256.969</b>
Solidi	26.272	31.730	35.447	38.813	45.518	43.606	44.600
Gas naturale	97.608	95.906	99.414	117.301	129.772	149.259	158.300
Prodotti petroliferi	85.878	75.009	76.997	65.771	47.253	35.846	35.200
Altri	8.791	14.147	15.788	16.406	17.945	18.207	18.869
<b>Produzione da fonti rinnovabili</b>	<b>51.386</b>	<b>55.087</b>	<b>49.013</b>	<b>47.971</b>	<b>55.669</b>	<b>49.894</b>	<b>51.682</b>
Biomassa e rifiuti	1.906	2.587	3.423	4.493	5.637	6.155	6.283
Eolico	563	1.179	1.404	1.458	1.847	2.343	3.211
Fotovoltaico	6	5	4	5	4	4	4
Geotermico	4.705	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527
Idroelettrico da apporti naturali	44.205	46.810	39.519	36.674	42.744	36.067	36.657
<b>Produzione idroelettrica da pompaggi</b>	<b>6.695</b>	<b>7.115</b>	<b>7.743</b>	<b>7.603</b>	<b>7.164</b>	<b>6.860</b>	<b>6.365</b>
<b>Produzione totale</b>	<b>276.629</b>	<b>278.995</b>	<b>284.401</b>	<b>293.865</b>	<b>303.321</b>	<b>303.672</b>	<b>315.016</b>

Fonte: TERNA.

Il contributo delle fonti rinnovabili alla generazione elettrica è aumentato apprezzabilmente (3,6% rispetto al 2005), anche se la produzione da tale fonte si è ridotta del 7,2% rispetto al 2004, anno idrologico più favorevole alla generazione idroelettrica. Il 2006 è stato caratterizzato da un fortissimo sviluppo dell'energia eolica (37%), che ha portato questa fonte a contribuire per il 6,2% alla generazione complessiva da fonti rinnovabili (contro il 4,7% nel 2005 e il 3,3% nel 2004), ma anche da un apporto idroelettrico naturale notevolmente inferiore alla media dell'ultimo decennio (36,7 contro 41,8 TWh).

Nel 2006 le importazioni elettriche al netto delle esportazioni sono calate di 4,4 TWh (-9,0%) rispetto all'anno precedente. La forte riduzione è dovuta sia al calo delle importazioni (-7,8%), sia all'aumento delle esportazioni (44,7%) e riflette il potenziamento del parco di impianti di generazione termoelettrica, oltre che la loro maggiore competitività rispetto alla concorrenza estera. I nuovi cicli combinati entrati in esercizio negli ultimi anni, pur avendo costi di generazione mediamente più alti, in determinati momenti della curva di carico e in determinate condizioni operative, riescono a competere favorevolmente con gli impianti a carbone e a energia nucleare, prevalenti in altri paesi europei.

### Processo di pianificazione della rete

I criteri di pianificazione della rete sono delineati nel Disciplinare di Concessione di TERNA e nel Codice di Rete, nei quali si prevede che TERNA persegua l'obiettivo di assicurare lo sviluppo del servizio di trasmissione in condizioni di sicurezza, efficienza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo, garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio di dispacciamento elettrico; nonché concorrere alla promozione della tutela dell'ambiente.

Il processo di pianificazione, descritto nel Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale che TERNA pubblica con cadenza annuale, è basato su:

- l'evoluzione della domanda di energia e di potenza elettrica;
- lo sviluppo del parco di generazione nazionale in termini di entità, localizzazione e tipologia di impianti;
- la capacità di interconnessione per gli scambi di energia con i paesi confinanti.
- le criticità di funzionamento della RTN.

La procedura di pianificazione identifica le criticità del sistema di trasmissione e le relative esigenze di sviluppo in base a specifiche simulazioni del funzionamento della rete negli scenari di sviluppo della domanda e offerta ritenuti più probabili. Le criticità vengono evidenziate in termini di rischio di sovraccarico sulla rete primaria, con la presenza di almeno un elemento di rete (linea o trasformatore) interessato dal trasporto di una corrente superiore al 20% del valore massimo di normale esercizio.

Il Piano di sviluppo pubblicato nel gennaio 2007 individua tra le principali criticità per lo sviluppo della rete la crescita del fabbisogno: la realizzazione degli impianti autorizzati, la disponibilità di importazioni e la necessità di coprire le punte di potenza con margini di riserva attorno al 20% mediamente nell'Italia continentale, 30% in Sicilia e 80% in

Sardegna. Esso evidenzia come, in assenza di interventi di sviluppo della rete, i benefici derivanti dall'ingresso dei nuovi impianti di produzione sarebbero vanificati entro un quinquennio dal progressivo incremento della domanda e dalla presenza di congestioni di rete, che non permetterebbero il pieno sfruttamento delle centrali. Infatti la nuova capacità di generazione risulterà in buona parte operativa in zone della rete già congestionate o prossime ai limiti e il rischio della mancata copertura delle punte in diverse zone del Paese diventerebbe particolarmente elevato.

### **Principali interventi realizzati nel 2006 e future criticità**

Tra i principali interventi realizzati nel corso del 2006 sono da segnalare interventi su elettrodotti e relative stazioni a 380/220/132 kV che consentono di migliorare la flessibilità e la sicurezza di alimentazione e di superare i rischi di congestione nell'area urbana di Milano, in alcune province dell'Emilia Romagna e della Toscana e nell'area metropolitana a nord ovest di Napoli. È stato inoltre messo in servizio il nuovo collegamento in cavo sottomarino in corrente alternata a 150 kV tra Sardegna e Corsica.

L'area di rete maggiormente a rischio continua a essere quella del Nord-Est del Paese, in particolare Veneto e Friuli Venezia Giulia, caratterizzata da una capacità di trasporto non adeguata al transito di energia dai locali poli di generazione e delle potenze in importazione dalla frontiera slovena, oramai perennemente congestionata dal progressivo aumento dei flussi di energia provenienti da Est. Le maggiori criticità si concentrano in prossimità delle principali reti metropolitane, dove la densità dei consumi è maggiore (come ad esempio Milano, Torino, Firenze e Napoli) e nelle aree dove normalmente la rete secondaria a 150-132 kV ha anche la funzione di trasporto, in particolare in condizioni N-1 (Emilia - Romagna, Campania, Marche e Abruzzo).

Sono in fase di realizzazione o pianificati per il prossimo futuro diversi importanti interventi per il rinforzo della rete a 380 kV al Sud e sulla sezione critica Sud - Centro Sud, funzionali a ridurre le congestioni che rischiano di limitare la produzione delle nuove centrali entrate in servizio e in realizzazione nell'area Sud. Inoltre, sono previsti interventi di razionalizzazione di porzioni di rete in alta tensione caratterizzate da elevata densità di carico e livelli non ottimali di affidabilità di esercizio e qualità del servizio, che rispondono anche all'opportunità di riduzione dell'impatto ambientale. Il piano di breve-medio periodo, riportato nella tavola 5.6 prevede un potenziamento di 6,5 GW nei principali transiti tra zone di mercato rispetto al 2006.

### Tavola 5.6 Incremento della capacità di transito tra zone di mercato nel breve - medio termine

MW

Sezione interzonale	Capacità di transito (MW)	
	2006	Piano
Nord - Centro Nord	3.600	4.100
Centro Nord - Centro Sud	1.300	1.600
Sud - Centro Sud	2.000	3.500
Calabria - Sud	4.800	6.800
Sicilia - Calabria	600	1.000
Calabria - Sicilia	100	1.000
Sardegna - Continente/Corsica	350	1.150

Fonte: TERNA, Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2007, gennaio 2007.

### Sviluppo di interconnettori

Una particolare categoria di attività di sviluppo della RTN di rilevanza strategica per il Paese è rappresentata dagli interventi di potenziamento dell'interconnessione con l'estero. La rete elettrica italiana è attualmente interconnessa con le reti dei Paesi sul confine settentrionale in corrente alternata a 380 e 220 kV e con la Grecia in corrente continua a 400 kV. Esiste inoltre un collegamento in corrente continua e uno in corrente alternata a 150 kV tra Sardegna e Corsica. Tali collegamenti rivestono un ruolo fondamentale per la liberalizzazione del mercato elettrico integrato in Europa e offrono al Paese notevoli opportunità in termini di riduzione del costo dell'energia elettrica.

Le analisi e le previsioni confermano nel medio - lungo periodo una quasi certa riduzione delle transazioni e dei differenziali di prezzo sul versante nord-occidentale (Francia e Svizzera) a causa della minore disponibilità di potenza e la presenza di congestioni con i sistemi elettrici dell'Europa centrale e centro-orientale, che ostacolano lo sviluppo dell'import alla frontiera nord. Diversi interventi sono programmati da TERNA per contrastare questi fenomeni.

I principali interventi di interconnessione estera con l'Italia programmati nel breve medio termine riguardano il nuovo elettrodotto a 380 kV Udine - Okroglo per il potenziamento dell'interconnessione con la Slovenia; il potenziamento della rete di interconnessione con la Svizzera a 220 kV, Avise - Villeneuve - Chatillon; il potenziamento a 150 kV della linea di interconnessione con l'Austria, Prati di Vizze - Steinach, attualmente in media tensione. Per il più lungo termine sono in fase di studio nuovi elettrodotti di interconnessione a 380 kV con l'Austria e con la Slovenia e di due linee di collegamento a 220 kV con il versante francese.

Una ulteriore opportunità per il Paese è rappresentata dall'interconnessione con i Balcani per via della capacità produttiva disponibile nell'area del Sud est europeo (SEE) e prevista in aumento nel medio-lungo periodo e in quanto assicurano un'opzione di diversificazione delle fonti di approvvigionamento, sfruttando le sinergie con i sistemi

elettrici dei paesi di quest'area, caratterizzata da prezzi assai competitivi nel medio lungo termine. L'interconnessione con i paesi SEE permetterebbe nel più lungo termine l'apertura di nuove frontiere energetiche con la Russia, l'Ucraina e altri paesi del CIS.

In questo ambito sono già in diverse fasi di approfondimento progetti di interconnessione mediante elettrodotti da 400 kV in corrente continua con Croazia, Albania e Montenegro. Al fine di ridurre il rischio di congestioni di rete anche nell'area SEE e così garantire con maggiore continuità la disponibilità dell'energia prodotta, la realizzazione di queste interconnessioni richiederà interventi di rafforzamento delle reti di trasmissione in Albania e Repubblica di Macedonia.

Nella definizione degli scenari di sviluppo del sistema elettrico, TERNA tiene in considerazione anche le proposte di realizzazione di interconnessioni private con l'estero (*merchant line*), avanzate in conformità al quadro normativo comunitario e nazionale. Tenuto conto delle linee di interconnessione private già autorizzate o in via autorizzazione e del coinvolgimento dei gestori delle reti di trasmissione interessate, entro il breve - medio termine possono prevedersi sui confini settentrionali interconnettori privati per un incremento di capacità stimabile tra 1.000 e 2.000 MW. Tali valori sono suscettibili di modifiche in funzione degli interventi resi necessari per l'integrazione nella RTN.

## 5.2 Gas

### Consumi di gas nel 2006 e previsioni fabbisogno per il periodo 2007-2015

Per la prima volta in oltre un decennio, il 2006 ha visto un significativo calo nei consumi di gas naturale. Il calo del 2,1%, da 86,3 a 84,5 G(m<sup>3</sup>), è in prevalenza attribuibile alle temperature miti verificate negli ultimi mesi dell'anno. I consumi finali del settore civile sono infatti calati di 2,8 G(m<sup>3</sup>) (-8,5%) e anche il calo dei consumi del settore industriale (-4,5%) riflettono la minore esigenza di riscaldamento nelle unità locali produttive.

Per contro, è aumentato significativamente (6,1%) il consumo di gas naturale per la generazione elettrica, incremento notevole considerando l'obbligo di esercizio a olio combustibile degli impianti termoelettrici *dual fuel*, imposto dalle misure di emergenza del Governo nei primi mesi dell'anno al fine di contrastare lo svuotamento prematuro degli stoccaggi di gas. L'aumento nei consumi di gas per la generazione elettrica non è sorprendente considerando l'incremento di oltre 8 GW di capacità di generazione a ciclo combinato nel biennio 2005-2006 e spiega anche il calo delle importazioni nette di energia elettrica evidenziato nel paragrafo 5.1.

Per le previsioni di fabbisogno nel prossimo decennio si fa riferimento agli scenari del Ministero dello sviluppo economico, pubblicati nella primavera del 2007. Questi scenari non tengono ancora conto delle conseguenze delle decisioni assunte in sede europea nel corso del Consiglio energia del 6 - 8 marzo 2007 che stabiliscono concreti obiettivi di efficienza energetica per il 2020, di utilizzo delle fonti rinnovabili e di contenimento delle emissioni di gas serra. Il loro aggiornamento in tal senso attende una decisione in sede europea sulla ripartizione dell'impegno tra i 27 paesi membri.

I due scenari proposti dall'MSE, il primo "tendenziale" e il secondo "ecosostenibile", riflettono il forte aumento della generazione elettrica a base di gas naturale nel corso del prossimo decennio e portano rispettivamente a un fabbisogno di 108 e 105 G(m<sup>3</sup>) di gas nel 2015 (tavola 5.7). Più critico ai fini di una valutazione del grado di sicurezza degli approvvigionamenti di gas è il fabbisogno al 2010, che si attesterebbe sui 98 - 99 G(m<sup>3</sup>).

**Tavola 5.7 Fabbisogno di gas naturale nel periodo 2005-2015**

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

Scenario	2005	2006	2007	2008	2010	2015
Tendenziale	86,3	84,5	89	93	99	108
Ecosostenibile			89	93	98	105

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, maggio 2007.

### Preparativi per l'emergenza gas nell'inverno del 2006-2007

Il Governo si è mosso con largo anticipo per la preparazione di un Piano di emergenza per fare fronte alla possibile carenza di gas nell'inverno 2006-2007 causata da una ripetizione delle condizioni climatiche difficili dell'inverno precedente e di eventuali possibili concomitanti interruzioni delle forniture. Il Piano di emergenza teneva conto di una maggiore offerta di stoccaggio di modulazione da parte di Stogit pari a 0,6 G(m<sup>3</sup>) ottenuta mediante aumenti della pressione in alcuni stoccaggi resi possibili da potenziamenti nei compressori. L'aumento nella disponibilità di modulazione avrebbe permesso una riduzione nell'uso dello stoccaggio strategico, per evitare pressioni troppo basse che non permettono di coprire punte di domanda legate a periodi particolarmente freddi negli ultimi giorni dell'inverno. Per dissuadere l'uso eccessivo di gas nella generazione elettrica destinata all'esportazione, il Piano prevedeva di aumentare le tariffe di trasporto del gas verso le centrali.

Tra le misure adottate la più critica riguardava l'obbligo di ricostituzione e mantenimento delle riserve negli stoccaggi nazionali; ciò ha determinato un consistente aumento delle importazioni di gas naturale (5,4% rispetto al 2005) nonostante il calo dei consumi registrato nel corso dell'anno. Le temperature miti che hanno poi caratterizzato tutto il periodo invernale si sono riflesse in un significativo aumento delle giacenze negli stoccaggi a fine anno (surplus di 3,5 G(m<sup>3</sup>) rispetto a un deficit di 1,1 G(m<sup>3</sup>) alla fine dell'anno precedente).

Il Piano di emergenza può tornare utile nell'inverno del 2007-2008, considerando che il quadro degli approvvigionamenti rimane sostanzialmente immutato (se non peggiorato per un ulteriore calo della produzione domestica), quando un inverno particolarmente rigido potrebbe risultare in una domanda di erogazione dagli stoccaggi superiore ai valori massimi attualmente possibili.

### Produzione domestica nel 2006 e prevista negli anni futuri

Il calo nella produzione nazionale di gas è proseguito anche nel 2006. Sono stati prodotti da giacimenti sul territorio nazionale e nelle acque territoriali 10.837 M(m<sup>3</sup>), rispetto agli 11.962 nel 2005 e 12.921 nel 2004. Tuttavia, dai dati riportati nella tavola 5.8, appare nel 2006 una prima timida inversione rispetto alle tendenze degli anni precedenti negli indicatori di attività esplorativa (numero di permessi, numero di pozzi e metri perforati) che stimola a sperare in un risveglio del settore. Non è possibile capire fin d'ora se questa ripresa sia effettiva e duratura e se porterà a un incremento delle riserve e della produzione; essa sembra tuttavia predisposta in opportuno anticipo sulla cessazione dei tetti all'immissione di gas imposti all'impresa dominante fino al 2010 dal decreto legislativo n. 164/2000. In ogni caso il Ministero dello sviluppo economico ha leggermente aumentato le previsioni di produzione al 2010 a 7,8 G(m<sup>3</sup>) dai 6,5 G(m<sup>3</sup>) del 2006.

**Tavola 5.8 Attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi in Italia e risultati relativi al gas naturale nel periodo 1985-2006**

Anni	Permessi	Numero di pozzi		Metri perforati (x 1.000)		Riserve recuperabili G(m <sup>3</sup> )	Produzione G(m <sup>3</sup> )
		Esplorazione	Sviluppo	Esplorazione	Sviluppo		
1985 - 1989	312	88	68	189,4	157,7	296	16,0
1990 - 1994	175	40	63	101,2	173,1	316	18,6
1995 - 1999	164	28	34	75,6	74,6	274	19,4
2000	148	20	33	54,8	46,0	249	16,8
2001	140	11	29	23,9	91,9	233	15,5
2002	130	8	22	14,2	43,2	217	14,9
2003	103	10	30	20,2	63,6	188	14,0
2004	95	10	29	22,2	59,3	180	12,9
2005	90	7	33	15,1	66,0	170	12,0
2006	93	15	31	27,0	51,3	151	10,8

Fonte: Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia, Rapporto annuale UNMIG 2006, Ministero dello sviluppo economico, giugno 2007.

### Capacità di importazione nel 2006 e potenziamenti previsti negli anni successivi

Il quadro della capacità di trasporto nei punti di entrata del gas alle frontiere nazionali è leggermente cambiato rispetto a quanto prospettato nell'*Annual Report 2006* a seguito delle decisioni imposte a Eni con la chiusura dell'istruttoria dell'Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato A358. I dati riportati nella tavola 5.9 evidenziano in particolare la posticipazione della prima tranche del potenziamento del gasdotto TAG all'anno termico 2009-2010 e l'anticipazione della seconda tranche del potenziamento del gasdotto TTPC all'anno termico 2008-2009. Non è ancora stata definita la seconda tranche del potenziamento del TAG, ma i dati riportati nella tavola ipotizzano l'entrata in funzione in tempo per l'anno termico 2010-2011 come originariamente indicato.

### Tavola 5.9 Capacità di importazione di tipo continuo nei punti di entrata alla rete italiana

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

Punto di entrata	Anno termico						
	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011
Tarvisio	88,2	88,3	100,9	100,9	100,9	109,9	118,7
Gorizia	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Passo Gries	57,5	57,5	57,5	58,0	59,4	59,4	59,4
Mazara del Vallo	80,5	80,5	85,1	86,6	95,4	104,4	104,4
Gela	21,5	22,8	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6
Panigaglia	11,4	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
TOTALE	260,1	264,1	284,1	286,1	296,3	314,3	323,1

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Snam Rete Gas.

Altri potenziamenti di infrastrutture di importazione esistenti non sono attualmente attendibili. Sono in discussione possibili potenziamenti nel medio termine per il gasdotto Greenstream dalla Libia all'Italia e anche del terminale di rigassificazione di Panigaglia che comunque non potrebbero essere operativi prima del 2010-2012. In particolare, quest'ultimo potrebbe incontrare notevoli complessità nelle procedure di autorizzazione, che comportano decisioni concorrenti sia a livello statale che regionale e locale.

I dati riportati nella tavola indicano un significativo incremento della capacità di importazione che in condizioni normali, considerando la crescita dei fabbisogni prospettata, dovrebbe essere in grado di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti almeno fino all'anno termico 2009-2010. La tavola 5.10 riporta una simulazione del bilancio tra domanda e offerta di capacità di importazione, ottenuta utilizzando i dati di fabbisogno di gas formulati dal MSE nello scenario tendenziale e le ipotesi di potenziamento dei gasdotti esistenti e di entrata in esercizio dei nuovi gasdotti e terminali di rigassificazione presentati al punto successivo.

Vengono considerate due ipotesi: la prima "in condizioni normali" che presuppongono un fattore di carico dell'85% per i gasdotti e del 90% per i terminali; la seconda "in condizioni di massima sicurezza" che suppongono una riduzione del 10% nei fattori di carico. La simulazione indica condizioni di approvvigionamento problematiche fino al 2009 seguita da un crescente e forte surplus negli anni successivi. Evidentemente il bilancio è strettamente dipendente dall'effettiva data di entrata in esercizio delle nuove infrastrutture di importazione e potrebbe essere severamente pregiudicato da ritardi nella loro realizzazione.

Nel medio e più lungo periodo le criticità dipendono anche dal grado di avvicinamento dell'Italia ai vincoli concordati in ambito UE, che potrebbero risultare in un calo del fabbisogno di gas naturale rispetto alle previsioni del MSE. In questo caso il surplus di capacità di importazione andrebbe a vantaggio di un ruolo dell'Italia quale hub primario per gli approvvigionamenti di gas in Europa.

**Tavola 5.10 Simulazione della domanda e offerta di capacità di importazione**G(m<sup>3</sup>)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Fabbisogno	86	84	89	93	96	99	101	103	105	106	108
Produzione nazionale	12	11	10	9	9	8	7	7	7	6	6
Importazioni	74	74	79	84	87	91	94	96	98	100	102
Capacità minima importazione											
- in condizioni normali	88	87	93	97	101	105	108	111	113	115	118
- in condizioni di massima sicurezza	97	96	103	108	112	117	120	123	126	128	131
Capacità totale disponibile	96	100	104	107	116	130	139	153	161	166	166
- impianti esistenti potenziati	96	100	104	106	111	116	116	116	116	116	116
- impianti GNL in costruzione	0	0	0	1	5	12	16	20	20	20	20
- gasdotti in costruzione	0	0	0	0	0	2	7	17	25	30	30
Surplus di capacità											
- in condizioni normali	8	13	11	10	15	25	31	43	48	51	48
- in condizioni di massima sicurezza	-2	4	1	0	4	14	19	30	36	38	35

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati MSE.

**Nuove infrastrutture in costruzione o progetto***Gasdotti di importazione*

Nel corso del 2006 e primi mesi del 2007 sono stati compiuti significativi progressi nei principali progetti di importazione di gas in Italia, riassunti nella tavola 5.11.

Il progetto IGI di interconnessione sottomarina tra Italia e Grecia (gasdotto Poseidon) e di attraversamento della Grecia (gasdotto Zeus) fino a connettersi con la rete turca, dovrebbe entrare in esercizio nel 2011. I promotori del progetto (Edison e Depa) hanno avviato negoziati per la fornitura di 8-10 G(m<sup>3</sup>)/anno con i paesi produttori del Mar Caspio. Nel gennaio 2007 è stato firmato un protocollo d'intesa tra i Governi italiano e greco che riconosce, d'accordo con le autorità di regolazione nazionali, l'esenzione dell'accesso a terzi per il 100% della capacità di trasporto per un periodo di 25 anni (8 Mdi m<sup>3</sup>/anno, ripartiti all'80% ad Edison e 20% a Depa). La costruzione del gasdotto dovrebbe iniziare già nel 2008 con l'entrata in esercizio nei primi mesi del 2012.

Il progetto TAP promosso originariamente dalla società EGL prevede la realizzazione di un gasdotto di collegamento dell'Italia con le aree produttive del Medio Oriente attraverso la Turchia, la Grecia, l'Albania e il Mare Adriatico. Nel 2006 sono stati completati gli studi di ingegneria di base e i lavori per la realizzazione potrebbero iniziare nel 2008. Sono stati stipulati accordi di fornitura con l'Iran e con altri paesi produttori per un totale di 10 G(m<sup>3</sup>)/anno, ma gli accordi di transito sono ancora in fase di definizione. La società intende allocare la capacità di trasporto del gasdotto con il criterio dell'*open season* e non ha ancora richiesto l'esenzione dell'accesso a terzi prevista dalla normativa europea e italiana. Circa il 50% del gas importato andrebbe alle centrali che EGL sta costruendo in Italia.

Il progetto Galsi, finalizzato al convogliamento di 10 G(m<sup>3</sup>)/anno di gas algerino verso l'Italia passando per la Sardegna, attualmente vede impegnati i Governi italiano e algerino per l'elaborazione del relativo accordo intergovernativo. Nel novembre del 2006 cinque tra le società promotrici del progetto hanno sottoscritto con il produttore algerino Sonatrach accordi per la fornitura di 6 G(m<sup>3</sup>)/anno per 15 anni, altri 2 G(m<sup>3</sup>)/anno, destinati alla metanizzazione della Sardegna, verranno distribuiti direttamente dalla Sonatrach tramite una società mista con la società Sfirs di proprietà della regione Sardegna.

**Tavola 5.11 Nuovi progetti di gasdotti di importazione**

	Capacità nominale G(m <sup>3</sup> )	Lunghezza (km)	Diametro (pollici)	Data completamento studio di fattibilità	Previsione di inizio esercizio
IGI <sup>(A)</sup>	8 - 10	212	32	2005	2012
Galsi	10	2.000	36	2005	2011
TAP	10	420 - 500	32	2006	2010

(A) La lunghezza del progetto IGI si riferisce alla tratta sottomarina.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

#### Terminali di GNL

Lo stato dei progetti di nuovi impianti di rigassificazione, riportato nella tavola 5.12, non evidenzia significativi progressi rispetto all'*Annual Report 2006*. Al contrario, vi sono stati arretramenti, soprattutto nel caso di Brindisi LNG per il quale gli accertamenti in corso hanno di fatto bloccato i lavori e potrebbero portare a una nuova procedura di VIA e perfino a un annullamento definitivo dell'iniziativa.

**Tavola 5.12 Stato di avanzamento dei progetti di terminali di rigassificazione a fine 2006**

Localizzazione	Capacità G(m <sup>3</sup> )/anno	Società proponenti	Stato autorizzativo
Rovigo offshore	8	GNL Adriatico (Edison - ExxonMobil - Qatar Petroleum)	Istruttoria completata; realizzazione a buon punto
Brindisi	8	Brindisi LNG (British Gas Italia)	Richiesta dal Ministero ambiente nuovi accertamenti
Toscana offshore	4	OLT LNG (Endesa Italia, Iride, Asa, OLT Energy)	Istruttoria in fase di completamento
Rosignano	8	Edison, BP, Solvay	VIA e altri accertamenti in fase di istruttoria
Gioia Tauro	12	LNG MedGas (Cross Gas, Sorgenia, Iride)	VIA e altri accertamenti in fase di istruttoria
Taranto	8	Gas Natural Internacional	VIA e altri accertamenti in fase di istruttoria
Trieste Zaule	8	Gas Natural Internacional	VIA e altri accertamenti in fase di istruttoria
Trieste offshore	8	Endesa Italia	VIA e altri accertamenti in fase di istruttoria
Porto Empedocle	8	Nuove Energie (Enel)	VIA e altri accertamenti in fase di istruttoria
Rada di Augusta	12	Erg Power & Gas - Shell Energy Italia	VIA e altri accertamenti in fase di istruttoria

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

L'unico impianto che dovrebbe realizzarsi in tempi relativamente brevi rimane il terminale GNL Adriatico, che dovrebbe entrare in esercizio verso la fine del 2008. Il terminale Olt LNG è vicino al completamento dell'istruttoria e potrebbe essere operativo entro il 2010, se otterrà tutte le autorizzazioni nell'anno in corso. Ai progetti elencati nella tavola e già proposti negli anni passati si sono aggiunti due nuovi nel corso del 2006: il terminale Atlas LNG, presentato dalla società Belleli per l'*offshore* Ravenna; un terminale sempre *offshore* al largo della costa marchigiana, presentato da Gaz de France.

### Stoccaggi

I dati riportati nella tavola 5.13 non indicano apprezzabili modifiche rispetto al quadro presentato nell'*Annual Report 2006*, a parte l'aggiunta del giacimento di Sinarca situato nel Molise. Considerando, i tempi di sviluppo dei progetti è difficile che vi possano essere sostanziali aggiunte alla capacità di stoccaggio prima del 2008-2009.

**Tavola 5.13 Stato di avanzamento delle concessioni di stoccaggio a fine 2006**

Progetto	Provincia	Tipo	Working gas M(m <sup>3</sup> )	Erogazione di punta M(m <sup>3</sup> /giorno)	Studio di fattibilità	Avvio iter progetto	Assegna- tario	Stato di avanzamento
Alfonsine	RA	Giacimento	1.550	10,0	2006	ND	Stogit	Autorizzato
Bordolano	CR, BG	Giacimento	1.500	20,0	2006	2006	Stogit	Autorizzato
Cornegliano	MI	Giacimento	590 - 1.010	16,5	2002	2004	Ital Gas Storage	In istruttoria
Cotignola - San Potito	RA	Giacimento	915	8,0	2002	2004	Edison Stoccaggio	In istruttoria
Cugno le Macine - Serra Pizzuta	MT	Giacimento	742	6,6	2002	2004	Geogas	In istruttoria
Rivara	RA	Acquifero	3.000	32,0	2003	2004	IGM	In istruttoria
Sinarca	CB	Giacimento	324	3,3	2006	2008	Gas Plus e Edison	In istruttoria
TOTALE			8.600 - 9.000	96,4				

## 6 OBBLIGHI RELATIVI AL SERVIZIO PUBBLICO E TUTELA DEI CONSUMATORI

### Fornitura al mercato finale

Per quanto riguarda il settore del gas naturale le caratteristiche della fornitura al mercato finale al 31 dicembre 2006 sono rimaste invariate rispetto allo scorso anno: i soggetti esercenti la vendita di gas naturale devono essere separati societariamente dai distributori e autorizzati a svolgere l'attività di vendita dal Ministero dello sviluppo economico. Al settembre 2006 le società di vendita autorizzate erano 386, di cui effettivamente operative presumibilmente poco più di 300. Nel settembre 2006 il Ministero - verificato che 16 dei 17 fornitori di ultima istanza individuati nel 2004 avevano dichiarato l'impossibilità a svolgere tale compito per la difficoltà di reperire i volumi di gas necessari - ha individuato, nelle more di apposite procedure di gara da avviarsi a cura dell'Autorità, i "maggiori grossisti per ogni area" quali fornitori di ultima istanza sino al 30 settembre 2007.

Nel settore elettrico al 31 dicembre 2006 la situazione risulta invariata rispetto a quanto riportato nel Rapporto dello scorso anno: non esiste alcun tipo di autorizzazione per svolgere l'attività di vendita di energia elettrica sul mercato finale, né è individuata la figura del fornitore di ultima istanza. In ogni caso qualora i clienti non trovassero un fornitore sul mercato, l'Acquirente Unico garantirebbe loro la somministrazione di energia elettrica. Sul mercato vincolato l'attività di vendita è esercitata generalmente dalle società distributrici e su quello libero, di norma dal grossista, definito come la persona fisica o giuridica che acquista e vende energia elettrica senza esercitare alcuna attività di produzione, trasmissione e distribuzione in alcun Paese dell'Unione Europea.

Nel luglio 2006 è stato presentato in Parlamento un disegno di legge (A.S. 691) che delega il Governo all'implementazione delle Direttive 54 e 55 del 2003 <sup>14</sup>.

### Obblighi dei fornitori, condizioni di fornitura e tutela dei consumatori

Come già ricordato nel Rapporto dello scorso anno gli obblighi a carico dei fornitori nei due settori, definiti dalla regolazione non di prezzo dell'Autorità volta alla tutela dei consumatori, soddisfano ampiamente quanto prescritto dall'Allegato A della Direttiva 2003/54/CE. Queste riguardano in particolare:

- le **regole di trasparenza dei documenti di fatturazione** (contratto e fornitura, fatturazione, consumi, dettaglio addebiti, pagamenti) e i contenuti dell'informazione che deve essere obbligatoriamente fornita ai consumatori in vigore dal 1999 per il settore del gas e dal 2000 per quello elettrico;
- le **condizioni contrattuali di fornitura** minime inderogabili (lettura contatore, calcolo consumi, periodicità fatturazione, tempi e modalità pagamento, ritardo pagamenti e

---

<sup>14</sup> Data la relativa lentezza dell'iter legislativo parlamentare, in vista della liberalizzazione completa del mercato dell'energia elettrica al 1° luglio 2007 (si ricorda che quello del gas naturale è completamente liberalizzato sin dal gennaio 2003), si è proceduto con interventi normativi di urgenza per permettere l'avvio del mercato della vendita ai clienti finali del mercato libero (separazione delle società di vendita e individuazione del fornitore di ultima istanza) per cui si rinvia all'ultimo paragrafo.

morosità, sospensione fornitura, rateizzazione pagamenti, gestione reclami) in vigore dal luglio 2000 per il settore elettrico e dal gennaio 2003 per quello del gas naturale;

- i **Codici di condotta commerciale** per la vendita ai clienti idonei finali (specifici obblighi di comportamento, primo fra tutti quello di informazione, nel contattare i possibili clienti e nella fase di formazione del contratto di fornitura con gli stessi) in vigore dal dicembre 2004 per il gas naturale e dal 1 gennaio 2007 per il settore elettrico;
- le procedure per la presentazione dei **reclami**;
- gli standard di **qualità commerciale del servizio, di sicurezza e continuità** di fornitura, uniformi sul territorio nazionale vincolanti per i distributori (che nel settore elettrico al 31 dicembre 2006 forniscono direttamente il mercato vincolato);
- i sistemi di **indennizzo automatico** in bolletta per il mancato rispetto degli standard di qualità commerciale specifici o individuali, nonché la violazione di alcune clausole contrattuali (fra il 2005 e il 2006 gli indennizzi automatici ai clienti finali per il mancato rispetto degli standard commerciali sono aumentati nel settore del gas da 31.189 a 35.146 e nel settore elettrico da 62.725 a 73.690).

#### *Principali interventi e proposte sviluppate nel corso del 2006*

Si ricordano di seguito i principali interventi realizzati nel corso del 2006 nonché le principali proposte di intervento in vista della completa liberalizzazione dei mercati.

Nel maggio 2006 è stato approvato per il settore elettrico il **Codice di condotta commerciale** per la tutela dei clienti "idonei" in bassa tensione compresi i clienti domestici che, a partire dal 1° luglio 2007, potranno esercitare il diritto di scelta del proprio fornitore.

Il Codice di condotta commerciale prevede che venga definita una apposita **scheda per la confrontabilità dei prezzi** quale strumento per agevolare il confronto delle offerte che verranno presentate ai consumatori, sia domestici sia non domestici, in modo tale da ridurre comportamenti poco trasparenti da parte dei fornitori.

In corso d'anno l'Autorità ha lavorato, in stretto contatto con le Associazioni dei consumatori alla definizione delle proposte per la scheda di confronto prezzi nonché di **altri strumenti informativi** da predisporre in vista della data della piena liberalizzazione del settore elettrico (*call center*, FAQ, elenchi di venditori, regole di recesso, vedi oltre).

Nel luglio 2006 sono state **ridefinite le regole di trasparenza dei documenti di fatturazione** che entreranno in vigore per tutti i clienti in bassa tensione, del mercato sia libero sia vincolato, il 1° gennaio 2007. Queste richiedono che le informazioni in bolletta siano riportate in due quadri distinti (uno sintetico e di facile lettura contenente le principali voci che compongono l'importo totale e uno di dettaglio che permette un'analisi più approfondita degli elementi costitutivi del prezzo) e introducono ulteriori obblighi di informazione relativi alle procedure dei reclami, i consumi medi giornalieri e annui, nonché le informazioni circa il mix di fonti che caratterizzano la produzione nazionale di energia elettrica. Relativamente a quest'ultimo punto al 31 dicembre 2006 sono solo parzialmente implementate le disposizioni della Direttiva Europea 2003/54/CE di cui all'art. 3 comma 6.

Sempre nel luglio 2006 l'Autorità, a seguito di numerosi reclami dei consumatori e segnalazioni delle associazioni dei consumatori, ha rafforzato e aggiornato per il settore elettrico le **regole di rateizzazione** per il cliente finale, a fronte di bollette di conguaglio particolarmente onerose. È stata introdotta, come garanzia aggiuntiva per i consumatori, una disposizione circa il numero minimo di rate che l'esercente è tenuto ad accordare, è stato previsto il principio di non cumulabilità delle rate in una stessa bolletta e che la periodicità di pagamento sia conforme alla periodicità di fatturazione.

Nel novembre 2006 l'Autorità ha portato a conclusione l'**Istruttoria conoscitiva** sull'attuazione dei Codici di condotta commerciale nel settore del gas naturale, in vigore dal dicembre 2004, in vista di possibili modifiche e integrazioni.

A partire dal 2004 l'Autorità ha avviato un'attività di monitoraggio della qualità dei **call center telefonici commerciali** dei fornitori di energia elettrica e gas e diffuso di un primo documento di consultazione, contenente una rassegna dello "stato dell'arte" e alcune proposte di regolazione della qualità dei servizi resi. Anche dagli incontri con le imprese è emerso un quadro molto variegato in termini di strutture organizzative, dotazioni tecnologiche e strategie commerciali che richiede lo sviluppo di una regolazione della qualità resa molto flessibile. Nel maggio 2006 è stato avviato un Gruppo di lavoro con esercenti e consumatori per studiare soluzioni alternative di regolazione della qualità dei servizi telefonici in regime di liberalizzazione della vendita e con lo stesso provvedimento è stato dato avvio alla realizzazione di un'indagine demoscopica pilota, realizzata tra settembre e novembre 2006, sulla soddisfazione e le aspettative dei clienti che si rivolgono ai *call center* delle imprese di vendita. I risultati di tale indagine assieme ad altre iniziative di monitoraggio avviate in collaborazione con le associazioni dei consumatori, nell'ambito del protocollo d'intesa con il Consiglio nazionale dei consumatori e utenti (CNCU), sono finalizzate a definire entro il primo semestre 2007 standard di qualità obbligatori per i servizi resi dai *call center* telefonici dei fornitori.

### Trattamento dei consumatori vulnerabili

La normativa relativa al trattamento dei consumatori vulnerabili non si è modificata nell'anno in corso per cui si rinvia alla trattazione del Rapporto dello scorso anno.

Da un punto di vista tariffario si ricorda che nel settore elettrico la definizione di nuove agevolazioni sociali per i clienti domestici (che si rende necessaria per eliminare i sussidi incrociati dall'attuale sistema) sarà possibile non appena il Governo avrà indicato i criteri necessari per definire una nuova e migliore protezione sociale, individuando le categorie più bisognose e vulnerabili (bassi livelli di reddito, famiglie numerose, malati che necessitano di apparecchiature energivore). Nel corso del 2006 l'Autorità ha proposto un meccanismo di "sconti" da applicare a qualsiasi proposta commerciale che anche i consumatori "bisognosi e vulnerabili" possono eventualmente scegliere per soddisfare al meglio le proprie esigenze.

Un intervento di natura analoga sarebbe auspicabile per l'Autorità anche nel settore del gas in cui, si ricorda, è prevista la possibilità per le amministrazioni locali di costituire fondi - alimentati da un sovrapprezzo non superiore all'1% delle tariffe di distribuzione, al netto delle imposte - a copertura di spese relative alla fornitura del gas a clienti in condizioni economiche disagiate, ad anziani e disabili, secondo criteri definiti dagli enti

locali stessi. Per l'anno termico 2006-2007 erano 303 su circa 7.200 i comuni che, servendo circa un quarto dei clienti totali (19 milioni), hanno attivato tale procedura.

### Distacchi per morosità

Le condizioni contrattuali della fornitura definite dall'Autorità regolamentano anche le sospensioni della fornitura per mancato pagamento delle bollette. Gli esercenti possono procedere ai distacchi per morosità solo dietro preavviso scritto al cliente che indichi: i termini ultimi per il pagamento, le modalità di notifica dell'avvenuto pagamento e il termine oltre il quale potrà avvenire la sospensione in assenza di pagamento. La sospensione della fornitura non è ammessa, in ogni caso, se necessaria per il funzionamento di apparecchi di cura e nei giorni di venerdì, sabato, domenica e festivi o prefestivi.

L'Autorità non monitora il numero di distacchi per morosità, ma il numero delle richieste di riattivazione in seguito a sospensioni per morosità che nel settore elettrico nel 2006 sono state pari a 862.967 (clienti alimentati in bassa tensione), mentre nel settore del gas naturale esse sono state pari a 60.597 (clienti finali alimentati in bassa pressione)<sup>15</sup>. Il numero di richieste di riattivazione in seguito a sospensioni per morosità nel settore elettrico è cresciuto negli ultimi anni (erano 310.540 nel 2004) in seguito all'introduzione di contatori telegestiti che permettono al fornitore, alternativamente al distacco, una riduzione drastica di potenza della fornitura a un livello cosiddetto "minimo vitale" (circa 0,5 kW). Tale prassi, raccomandata dall'Autorità a maggior tutela dei consumatori, minimizza il danno effettivo al cliente in attesa della regolarizzazione del rapporto.

### Regolazione tariffaria e dei prezzi finali

La regolazione tariffaria, rivolta in primo luogo alle attività infrastrutturali svolte a mezzo rete e attuata ai sensi della legge istitutiva dell'Autorità (legge 481/95) mediante il meccanismo del *price cap* (descritto nella Relazione dello scorso anno), traduce gli obiettivi di efficienza del regolatore per un periodo di regolazione quadriennale come indicato nella Tavola 6.1.

---

<sup>15</sup> Nel settore del gas naturale il numero dei clienti "domestici" è circa la metà di quello del settore elettrico (30 milioni) ma il significativo divario nel numero di distacco è spiegato primariamente da motivi tecnici e di sicurezza che inducono l'esercente al distacco della fornitura solo in casi estremi.

**Tavola 6.1 Coefficienti di recupero della produttività al dicembre 2006**

SETTORE ELETTRICO		SETTORE GAS NATURALE	
Trasmissione (2004 - 2007)	2,5%	Trasmissione (2005 - 2009)	2% ( <i>capacity</i> ) 3,5% ( <i>commodity</i> )
		Distribuzione (2004 - 2008) <sup>(A)</sup>	4,8% anno termico 2005-2006 4,6% anno termico 2006-2007
Distribuzione (2004 - 2007)	3,5%	Rigassificazione GNL (2005 - 2009)	1,5% ( <i>capacity</i> ) 1,5% ( <i>commodity</i> )
		Stoccaggio (2006-2010)	1,5% ( <i>capacity</i> ) 2,0% ( <i>commodity</i> )

(A) I coefficienti, rivisti a seguito della sentenza del Consiglio di Stato nel settembre 2006, si applicano unicamente ai costi operativi e gli ammortamenti.

Per i clienti del mercato vincolato del settore elettrico - costituito al 31 dicembre 2006 dai clienti domestici e i clienti non domestici che hanno scelto di non approvvigionarsi sul mercato libero - i prezzi finali sono tariffe stabilite dall'Autorità.

La vendita del gas naturale è interamente liberalizzata sin dal gennaio 2003, ma, date le difficili condizioni concorrenziali, l'Autorità ha ritenuto di definire "condizioni economiche di riferimento" (quali prezzi massimi differenziati localmente) che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire accanto a eventuali proprie offerte, per una maggior tutela nei confronti dei clienti finali<sup>16</sup>. Dal 1 ottobre 2006 le "condizioni economiche di riferimento", definite dall'Autorità, devono essere offerte solo ai clienti domestici

Nel settore del gas naturale poco meno del 90% del gas consumato da clienti domestici è approvvigionato tramite condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità ed è rimasto stabile rispetto all'anno passato. Dato che solo a partire dal 1 ottobre 2006 le condizioni regolate dall'Autorità non sono più obbligatoriamente offerte ai clienti non domestici, le quote di gas approvvigionato non a prezzi di mercato nel settore del commercio e servizi, nell'industria e nella generazione elettrica risultano, con l'eccezione del settore commercio servi in cui si registra una riduzione di circa 9%, relativamente stabili rispetto a quelle dell'anno precedente (rispettivamente del 64,2%, del 6,4% e dello 0,03%).

Nel settore elettrico i clienti domestici restano per il 100% riforniti sul mercato vincolato (saranno clienti idonei solo a partire dal 1° luglio 2007); l'energia prelevata dalla rete dai clienti non domestici acquistata sul mercato vincolato, pari a 72 TWh<sup>17</sup> (31,8% del mercato

<sup>16</sup> I risultati dell'indagine sulle condizioni di vendita del gas naturale in Italia, condotta dall'Autorità nel 2005 e pubblicata su internet il 16 febbraio 2006 (Situazione del mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali in Italia), hanno confermato il permanere di condizioni non concorrenziali in questo segmento di mercato e pertanto l'esigenza di mantenere prezzi di riferimento quali forme di protezione almeno nei confronti dei consumatori domestici.

<sup>17</sup> Analogamente allo scorso anno, non sono inclusi i circa 5 TWh dei regimi tariffari speciali.

potenziale) è costituita prevalentemente da utenti di piccole dimensioni, per oltre la metà (75%) in bassa tensione ed è diminuita di circa il 7% rispetto all'anno precedente.

**Tavola 6.2 Regolazione dei prezzi finali al 31 dicembre 2006**

	Elettricità			Gas			
	Grandi imprese industriali	Piccole-medie imprese industriali e commerciali	Settore domestico	Usi termoelettrici	Imprese industriali	Imprese commerciali e di servizi	Piccolissime imprese e settore domestico
Esistenza tariffa regolata (S/N)	S <sup>(A)</sup>	S <sup>(A)</sup>	S <sup>(A)</sup>	N	N	N <sup>(B)</sup>	S <sup>(B)</sup>
% clienti a tariffa regolata	31,8		100	0,03	6,4	64,2 <sup>(C)</sup>	89,5 <sup>(D)</sup>
Possibilità di tornare alla tariffa regolata (S/N)	S	S	n.r.	N	N	N	S <sup>(D)</sup>
N. fornitori con obbligo di proposta tariffaria	169 <sup>(E)</sup>			380 <sup>(F)</sup>			

(A) Solo i clienti domestici sono obbligati ad acquistare energia elettrica a tariffe regolate perché non sono clienti idonei. I clienti non domestici possono scegliere se fornirsi sul mercato libero o sul mercato vincolato.

(B) I clienti di questo settore che abbiano consumi inferiori a 200.000 m<sup>3</sup> possono accettare le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità.

(C) Con riferimento alle imprese commerciali e di servizi di qualsiasi dimensione.

(D) Solo con riferimento al settore domestico.

(E) Distributori al 31 dicembre 2006.

(F) Dato al 30 settembre 2006 sulla base delle autorizzazioni rilasciate dal MSE.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

### Aggiornamento speciale al 30 giugno 2007

In vista della liberalizzazione completa del mercato elettrico del 1° luglio 2007 - nelle more dell'approvazione del disegno di legge che attribuisca al Governo una delega per la completa implementazione delle Direttive 54 e 55 dl 2003 - il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 (*Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia*) ai fini delle informazioni contenute in questo paragrafo ha definito :

- gli obblighi separazione societaria fra distributori e venditori (per società di distribuzione con almeno 100.000 clienti finali) e separazione funzionale tra la gestione delle infrastrutture dei sistemi elettrico e gas (compreso lo stoccaggio) e il resto delle attività;
- il diritto di accesso per i venditori ai dati misura dei consumatori finali in possesso dei distributori per la formulazione di offerte commerciali e la gestione dei relativi contratti di fornitura;
- il regime di tutela per i clienti domestici e le imprese in BT con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore ai 10 milioni di euro che non scelgono un venditore

sul mercato libero, ovvero condizioni standard (prezzi di riferimento dell'energia, qualità commerciale e condizioni contrattuali minime) definite dall'Autorità;

- il regime di salvaguardia per i clienti non domestici in MT che non scelgono un venditore sul mercato libero garantito da un fornitore di ultima istanza individuato dal Ministero sviluppo economico con procedure concorsuali;
- l'obbligo per i fornitori di informazione trasparente sul mix energetico ai clienti attraverso la bolletta.

L'Autorità, in vista del 1° luglio 2007, ha adottato i seguenti provvedimenti:

- la scheda di confronto prezzi, prevista dal Codice di condotta commerciale, che i venditori devono presentare insieme alle nuove proposte commerciali per forniture (delibera 11 maggio 2007, n. 110);
- un elenco volontario delle società di vendita che soddisfano alcuni requisiti di affidabilità, per permettere ai consumatori di conoscere meglio i venditori sul mercato (delibera 12 giugno 2007, n. 134);
- gli standard di qualità obbligatori (a partire dal 2008 per i venditori con più di 100.000 clienti) per i *call center* telefonici dei venditori di energia elettrica e gas (delibera 20 giugno 2007, n. 137);
- le regole di recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e gas favorevoli ai consumatori (delibera 26 giugno 2007, n. 144);
- le disposizioni per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07 (delibera 27 giugno 2007, n. 156)
- la disciplina di accesso ai dati di base per la formulazione di proposte commerciali inerenti la fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale (delibera 27 giugno 2007, n. 157)

L'informativa ai clienti è stata inoltre rafforzata attraverso la promozione di un servizio di informazione sulla liberalizzazione del mercato elettrico assicurato da un apposito *call center* attivato dall'Acquirente Unico e la pubblicazione di FAQ sul sito internet dell'Autorità stessa.