



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 2008

INDICE

1	Prefazione.....	3
2	Sommario / Evoluzione nell'ultimo anno.....	4
3	Regolamentazione e performance del mercato dell'energia elettrica	15
3.1	Regolamentazione.....	15
3.1.1	Sguardo generale.....	15
3.1.2	Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni.....	16
3.1.3	Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione.....	20
3.1.4	Regolamentazione dell' <i>unbundling</i>	33
3.2	Concorrenza.....	35
3.2.1	Descrizione del mercato all'ingrosso	35
3.2.2	Descrizione del mercato finale	46
3.2.3	Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante.....	51
4	Regolamentazione e performance del mercato del gas naturale	54
4.1	Regolamentazione.....	54
4.1.1	Sguardo generale.....	54
4.1.2	Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni.....	55
4.1.3	Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione.....	58
4.1.4	Regolamentazione dell' <i>unbundling</i>	64
4.2	Concorrenza.....	69
4.2.1	Descrizione del mercato all'ingrosso	69
4.2.2	Descrizione del mercato finale	73
4.2.3	Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante.....	81
5	Sicurezza degli approvvigionamenti	83
5.1	Elettricità	83
5.2	Gas	93
6	Obblighi relativi al servizio pubblico e tutela dei consumatori.....	101

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

Nel Documento di programmazione economica e finanziaria (DPEF) per gli anni 2008-2011, approvato dal Consiglio dei ministri il 28 giugno 2007, il Governo ha dedicato un capitolo specifico alla politica climatica ed energetica. Adottando un approccio integrato, il DPEF ha posto come obiettivo quello di conciliare i consumi energetici con la tutela ambientale, garantendo al contempo la competitività del paese e la disponibilità di energia a prezzi accessibili. Il documento, in particolare, ha posto l'accento sulla necessità di: aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento, rafforzando le infrastrutture energetiche e, in particolare, quelle nel settore del gas naturale; assicurare la competitività delle imprese comunitarie e, contemporaneamente, realizzare vantaggi per i consumatori; incoraggiare e rafforzare le decisioni in materia di investimenti nelle reti anche mediante la separazione proprietaria e il loro passaggio a sistemi indipendenti di gestione. Il DPEF ha poi sottolineato l'importanza dello sviluppo di filiere produttive efficienti e della riduzione del consumo di energia nei processi produttivi, prefigurando la prosecuzione e l'estensione delle misure fiscali per incentivare l'efficienza energetica di edifici e di apparecchiature d'uso dell'energia. Infine, per quanto riguarda le fonti rinnovabili e la sottoscrizione del Protocollo di Kyoto, che comporta per l'Italia l'impegno a un deciso aumento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, il DPEF ha ipotizzato interventi a sostegno dello sviluppo delle attuali tecnologie e altri volti alla promozione di nuove tecnologie, quali, per esempio: la revisione dei meccanismi di incentivo di produzione elettrica da fonti rinnovabili attraverso l'erogazione di certificati verdi e conto energia; la stabilizzazione degli incentivi in conto energia per sostenere la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica e solare termodinamica a concentrazione; la realizzazione di almeno 500 MW installati di energia solare; la stabilizzazione degli incentivi per la promozione del solare termico per la produzione di acqua calda, riscaldamento e raffrescamento; la promozione del teleriscaldamento per grandi utenze da solare termico; lo sviluppo della piattaforma nazionale per la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili; lo sviluppo del potenziale da fonte eolica e da moto ondoso. Infine, il DPEF si è soffermato sull'opportunità di favorire l'uso sostenibile delle biomasse e dei biocombustibili.

La legge finanziaria per il 2008 (legge 24 dicembre 2007, n. 244), dando seguito alle indicazioni inserite nel DPEF, ha introdotto importanti novità in materia energetica, prima tra tutte la riforma delle fonti rinnovabili, con la previsione di due meccanismi alternativi di incentivi: la tariffa integrata (per impianti sotto il MW) o i certificati verdi con applicazione di alcuni coefficienti moltiplicativi differenziati per fonte. Tale riforma, a fronte di obiettivi condivisibili, continua tuttavia a far gravare crescenti oneri sui consumatori. Nello stesso provvedimento sono state previste anche disposizioni finalizzate a facilitare le procedure di autorizzazione e connessione con la rete degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, incrementando i poteri sanzionatori e di controllo dell'Autorità. Circa lo svolgimento del servizio di distribuzione di gas naturale la legge finanziaria 2008 ha stabilito: incentivi all'aggregazione nelle gare e la definizione di ambiti territoriali minimi per il loro svolgimento, al fine di superare l'eccessiva frammentazione del settore in Italia. Il provvedimento inoltre: ha stabilito che i pagamenti delle sanzioni

irrogate dall’Autorità vengano destinati a progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas, approvati dal Ministero dello sviluppo economico su proposta della stessa Autorità; ha introdotto l’azione di risarcimento collettiva a tutela dei consumatori (*class action*), grazie alla quale anche le associazioni dei consumatori potranno richiedere, singolarmente o collettivamente, all’autorità giudiziaria ordinaria il risarcimento dei danni e la restituzione delle somme dovute direttamente ai singoli consumatori interessati.

Una delle novità legislative più rilevanti realizzate lo scorso anno, riguarda l’approvazione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante *Misure urgenti per l’attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell’energia*, poi convertito nella legge 3 agosto 2007, n. 125, che ha dettato una serie di misure in vista della completa apertura del mercato elettrico del 1° luglio 2007. Tale provvedimento ha introdotto forme di tutela per i clienti finali elettrici: il “servizio di maggior tutela” per i soli clienti domestici e per le piccole imprese che non si rivolgono al mercato e il “servizio di salvaguardia”, che dispone l’attivazione di una fornitura di ultima istanza laddove il cliente, per varie ragioni, possa essere abbandonato dal proprio fornitore. Lo stesso provvedimento ha inoltre confermato l’importanza della definizione, da parte dell’Autorità, di “prezzi di riferimento” per le forniture di energia elettrica e di gas, a beneficio dei clienti domestici e delle piccole imprese, che le imprese di vendita sono tenute a offrire insieme alle proprie offerte commerciali, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico. Sono stati confermati i poteri di vigilanza e di controllo a tutela dei consumatori, con specifico riferimento a possibili ingiustificati aumenti di prezzi o ad alterazioni delle condizioni del servizio in “maggior tutela”. Tra gli altri compiti di rilievo di cui è stata investita l’Autorità, vanno citati quello teso a consentire la disponibilità e l’accessibilità dei dati relativi ai consumi dei clienti per gli operatori che ne facessero richiesta a fini commerciali, nel rispetto delle previsioni normative poste a tutela della privacy, nonché quello di adottare iniziative per la confrontabilità dei prezzi e delle varie offerte commerciali.

In ottemperanza alle misure di protezione dei clienti vulnerabili previste nella Direttiva 2003/54/CE e nella legge finanziaria 2006¹, nel dicembre 2007 è stato emanato il decreto interministeriale che stabilisce i criteri per la definizione delle compensazioni (sconti) sulla spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica dai clienti in condizioni di salute tali da richiedere l’utilizzo di particolari apparecchiature elettromedicali, necessarie per la sopravvivenza, e/o in situazione di disagio economico. La legge di conversione di tale decreto ha fissato al 30 giugno 2008 il termine per l’emanazione di un analogo decreto interministeriale in materia di tariffe sociali anche per il settore del gas naturale.

Nell’ambito dell’attività normativa nazionale, si segnalano inoltre:

- il recepimento della Direttiva 2004/39/CE relativa ai mercati degli strumenti finanziari (cosiddetta Direttiva MIFID) che per alcune disposizioni si applica ai mercati regolamentati per la negoziazione di strumenti finanziari derivati sull’energia elettrica e il gas e alle società che organizzano e gestiscono i suddetti mercati;
- l’attuazione degli obblighi comunitari in materia, tra l’altro, di servizi post contatore avvenuta con la legge 6 aprile 2007, n. 46, emanata a seguito delle procedure di infrazione promosse dall’Unione europea nei confronti dell’Italia;

¹ La legge 23 dicembre 2005, n. 266 ha disposto che vengano definiti con decreto interministeriale i criteri per l’applicazione delle tariffe elettriche agevolate ai soli clienti economicamente svantaggiati.

- le disposizioni transitorie per la gestione del Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo per il sistema elettrico nazionale;
- l'emanazione del secondo decreto correttivo del Testo unico ambientale, contenente disposizioni comuni e sulle procedure per la Valutazione d'impatto ambientale (VIA), per la Valutazione ambientale strategica (VAS) e per l'Autorizzazione integrata ambientale (AIA).

Sviluppi nel mercato elettrico

La richiesta di energia elettrica nel 2007, pari a circa 340 TWh, è aumentata dello 0,7% rispetto all'anno precedente. La produzione nazionale netta è rimasta sostanzialmente stabile, mentre il saldo estero, pari a circa 46 TWh, è aumentato rispetto al 2006 del 2,9%, garantendo la copertura del 13,6% del fabbisogno annuale di energia.

Le importazioni dalla Svizzera, pari a 29 TWh, sono aumentate del 21%, circa, mentre quelle dalla Slovenia sono diminuite di più di 2 TWh. I transiti di energia in esportazione sono significativamente aumentati nel corso dell'anno, in particolare verso la Grecia, sebbene la Francia sia rimasto il primo paese destinatario dei flussi (1,2 TWh).

In tema di flussi transfrontalieri, la disciplina per la gestione degli scambi stabilita per il 2007 ha previsto l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione sulle frontiere francese, greca e austriaca e, dal 1° settembre, sulla frontiera slovena. La capacità d'interconnessione riferita alla frontiera svizzera è stata invece assegnata, per la quota spettante, dai rispettivi gestori di rete nazionali. Per l'assegnazione di capacità disponibile sono state utilizzate aste esplicite, organizzate su base annuale, mensile e giornaliera, le cui procedure di svolgimento sono state elaborate dai gestori di rete.

Un indicatore del grado di congestione zonale a livello nazionale e transfrontaliero è l'ammontare della rendita da congestione, pari al prodotto tra la differenza dei prezzi fra le zone e il volume scambiato. Nel 2007 la rendita raccolta sul Mercato del Giorno Prima (MGP) ha raggiunto il suo valore massimo, pari a 375 milioni di €, in crescita dell'87% sul 2006 e più che quadruplicata rispetto al 2005. La rendita nazionale ha invece raggiunto i 121 milioni di €, crescendo del 49% rispetto al 2006. La rendita estera è aumentata in misura ancor più rilevante, raggiungendo i 254 milioni di € su base annua. L'aumento della rendita estera, concentrato quasi esclusivamente sulla zona Svizzera, riflette l'incremento del suo utilizzo in importazione e della sua frequenza di separazione. Per contro è cresciuto l'utilizzo in esportazione del transito con la Slovenia, quasi mai saturato e inibito nell'ultimo quadrimestre, per effetto del passaggio alla nuova modalità di assegnazione congiunta della capacità di scambio. In forte crescita è risultato anche l'utilizzo in esportazione del transito verso la Grecia.

Nel 2007 la domanda di energia elettrica sul MGP è stata pari a circa 330 TWh, in linea con il valore dell'anno precedente. Le operazioni sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 221 TWh, in aumento del 12,6% rispetto all'anno precedente; di conseguenza risulta aumentata anche la liquidità media del mercato, pari per il 2007 a 67,1%.

Il Prezzo medio di acquisto nella borsa elettrica italiana (PUN) è stato pari a 70,99 €/MWh, in diminuzione del 5,0% rispetto al 2006. Particolarmente rilevante è tuttavia il picco

raggiunto nel mese di novembre, quando il prezzo medio d'acquisto ha toccato il massimo storico di 90,82 €/MWh per effetto delle tensioni sui prezzi delle borse del Centro Europa.

L'indice di concentrazione HHI a livello zonale, calcolato in relazione alle vendite effettive di energia e alle offerte di vendita, mette in evidenza la presenza di criticità di natura strutturale, legate al livello di sviluppo della concorrenza dal lato dell'offerta; tale dinamica è particolarmente visibile nelle macrozone diverse da quella Nord. L'indice di operatore marginale evidenzia la presenza di un unico operatore in grado di fissare il prezzo di borsa sull'80% circa dei volumi scambiati.

Nel 2007 il mercato della vendita al dettaglio, in termini di volumi, è stato pari a circa 301 TWh, per oltre 36 milioni di punti di prelievo complessivi.

In ragione dei cambiamenti strutturali avvenuti nel corso dell'anno 2007, i consumi del mercato vincolato (comprensivo dei servizi di maggior tutela e di salvaguardia relativi al secondo semestre 2007), sulla base dei dati forniti dagli operatori all'Autorità, sono diminuiti del 13,7% rispetto all'anno precedente passando da 138,4 TWh a 119,4 TWh mentre i consumi sul mercato libero sono aumentati del 17,4%, essendo stati pari a 154,7 TWh nel 2006 e a 181,7 TWh nel 2007.

Nell'ambito del mercato vincolato/di maggior tutela le vendite alla clientela domestica nel 2007 sono state pari a circa 62 TWh (un quinto dei volumi complessivamente forniti sul mercato *retail*) e hanno interessato oltre il 75% dei punti di prelievo (ovvero circa 27 milioni). È trascurabile il numero di clienti domestici che nel secondo semestre 2007 si sono approvvigionati sul mercato libero (meno di 40.000 punti di prelievo calcolati con il criterio *pro-die*).

Nel mercato *retail* complessivo (vincolato in senso lato e libero) i gruppi societari che nel 2007 hanno raggiunto una quota di mercato superiore al 5% sono stati tre: Enel (46%), Edison (7%) e AceaElectrabel (7%).

Nell'ambito delle indagini svolte annualmente dall'Autorità presso gli operatori, è stato rilevato un tasso annuale di *switching* nel 2007 pari all'1,9%, calcolato considerando i punti di prelievo come *proxy* del numero dei clienti presenti sul mercato.

Sviluppi nel mercato gas

Il 2007 è stato un altro anno di relativa stabilità nel settore del gas naturale: secondo i dati preconsuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico (MSE), lo scorso anno il consumo di gas in Italia è cresciuto solo dello 0,5%. Complice un inverno relativamente mite, la domanda di gas è infatti passata dagli 84,5 G(m³) del 2006 agli 84,9 G(m³) del 2007. La produzione nazionale, come ormai da molti anni, ha continuato a ridursi scendendo poco sotto la soglia dei 10 G(m³). Grazie all'uso degli stoccaggi, da cui sono stati prelevati complessivamente circa 1,3 G(m³), anche le importazioni dall'estero sono diminuite del 4%, scendendo a 73,9 dai 77,4 G(m³) del 2006.

Sul fronte dell'approvvigionamento è apprezzabile lo sforzo dei gruppi minori che hanno realizzato 0,6 G(m³) di produzione e procurato circa 9 G(m³) di importazioni, seppure per un terzo mediante acquisti da Eni oltre frontiera. Le scorte sono state utilizzate dai gruppi di più ampia dimensione, probabilmente anche in virtù della loro maggiore specializzazione nelle vendite destinate ai grandi consumatori industriali e termoelettrici,

mentre i piccoli sembrano aver accumulato un eccesso di scorte, forse in previsione di un inverno freddo che in effetti poi non si è verificato.

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

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

Gli autoconsumi costituiscono una voce molto importante per i gruppi che possiedono la generazione elettrica. Il loro valore è rilevante per i gruppi Eni ed Edison, nonché per i gruppi di più ampia dimensione. La voce autoconsumi è nulla per Enel in quanto il gas destinato alle proprie centrali viene venduto al pari di una normale cessione alle società che all'interno del gruppo effettuano la produzione elettrica; per questo le vendite al settore della generazione termoelettrica di Enel rappresentano quasi il 70% delle vendite finali del gruppo.

Il mercato finale della vendita di gas naturale, che esclude gli autoconsumi, comprende circa 20 milioni di clienti, quasi 19 dei quali sono domestici. Sono poco più di 1,1 milione i clienti del commercio e servizi, 175.000 gli industriali e oltre 500 i clienti termoelettrici. In termini di volumi il domestico assorbe 17 G(m³), 5,6 sono acquisiti dal commercio, 22,2 dall'industria e 24,2 dalla generazione elettrica. Rispetto allo scorso anno il mercato libero è cresciuto e ha quasi raggiunto tre quarti del mercato complessivo (l'anno scorso era il 68,7%). La percentuale di clienti serviti sul mercato libero cresce al crescere della dimensione media del cliente: 4,2% nel settore domestico, 33,2% nel commercio e servizi, 47,2% nell'industria e 92% nel termoelettrico.

I gruppi di dimensioni minori, con vendite che sono inferiori ai 100 M(m³), concentrano l'attività sul mercato finale, in particolare sul mercato tutelato al quale destinano il 60% del gas. Tali gruppi sembrano, infatti, particolarmente specializzati nelle vendite ai clienti domestici: la quota di gas destinato a tale settore è per questa classe di operatori pari al 55% delle vendite finali, a fronte di quote che oscillano dall'8% di Edison al 44% dei gruppi che vendono fino a 1 G(m³). Del resto, fatta eccezione per il gruppo Edison, la quota di gas destinata alle famiglie cresce al diminuire del volume complessivo di gas venduto, a dimostrazione di come i piccoli operatori non riescano a essere competitivi su clienti con consumi decisamente più consistenti. Il contrario accade per la generazione elettrica che è rifornita principalmente dai gruppi più ampi.

Organizzazione e competenze dell'ente di regolazione

La necessità di rispondere alle mutate prospettive del mercato ha portato l'Autorità a completare nel 2007 il processo di riorganizzazione dei propri Uffici, avviato nel 2004 e volto a una progressiva armonizzazione regolatoria nei settori dell'elettricità e del gas, più coerente con la completa liberalizzazione dei mercati avvenuta il 1° luglio 2007.

Il 2007 ha dunque visto il consolidamento dell'assetto organizzativo definito a fine 2006. Per quanto riguarda la nuova struttura organizzativa avviata, v'è da evidenziare il ruolo di snodo e impulso strategico affidato al Segretariato Generale. Il Segretariato Generale, infatti, da un lato svolge funzioni di coordinamento interno tra Collegio e Direzioni (e per garantire tale coordinamento sono stati gradualmente introdotti strumenti di pianificazione, programmazione, controllo e monitoraggio delle attività in corso); dall'altro si pone nella posizione di interfaccia con l'esterno, sia per quanto riguarda il rapporto con le altre Istituzioni (nazionali e internazionali) sia per quanto attiene alle relazioni con la stampa e, più in generale, alle attività di comunicazione.

L'Autorità, come per prassi ormai consolidata, ha provveduto ad aggiornare, con la prima delibera dell'anno, la propria pianificazione triennale. Il Piano strategico triennale 2008-2010 è uno strumento attraverso il quale l'Autorità, da una parte, si dota di uno strumento interno di gestione e programmazione generale e, dall'altra, fornisce ai soggetti interessati una preventiva indicazione delle linee di azione. Il Piano strategico triennale, insieme alla Relazione Annuale, è fatto oggetto ogni anno, nell'ambito delle audizioni periodiche generali, di confronto e discussione con gli operatori di settore e le associazioni dei consumatori.

Nel corso del 2007 non vi sono state variazioni nelle competenze dell'Autorità. Nel giugno 2008, invece, con la pubblicazione del decreto legge n. 112/2008, ai compiti affidati all'Autorità dalla legge istitutiva (la n. 481/95), si è aggiunto quello di vigilare sul rispetto del divieto di trasferire sui prezzi di energia elettrica, gas e prodotti petroliferi, la maggiorazione di imposta prevista dalla stessa norma per gli operatori di tali settori.

Principali attività comuni a entrambi i settori

Fra le attività di regolazione comuni a entrambi i settori particolare attenzione hanno ricevuto quelle relative alla tutela del consumatore.

Tra le prime è da annoverare la *Ricognizione delle esigenze e delle problematiche relative alla confrontabilità delle offerte per la vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas*, avviata nell'agosto 2007. Condotta sia tramite i siti web e i contatti con gli Uffici di alcuni Regulatori europei, sia tramite la partecipazione a gruppi di lavoro, workshop e seminari in ambito europeo, ha evidenziato che in alcuni paesi dell'Unione europea i clienti finali hanno a loro disposizione sistemi di comparazione delle offerte di energia elettrica e gas, basati su motori di calcolo della spesa annua e/o del risparmio annuo. Successivamente alla ricognizione, l'Autorità ha ottenuto a titolo gratuito il software del motore di calcolo denominato *Tarifkalkulator* (implementato dal Regolatore austriaco E-Control) e si è attivata per adattarlo al sistema informatico italiano.

Inoltre, significativa nella seconda metà del 2007 è stata l'attività volta all'informazione dei consumatori delle opportunità della liberalizzazione. Con delibera 22 giugno 2007, n. 140, l'Autorità ha istituito presso l'Acquirente Unico (il soggetto cui è affidato per legge il ruolo di garante della fornitura di energia elettrica alle famiglie e alle piccole imprese, a prezzi competitivi e in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio) un *call center* che ha fornito dal 1° luglio 2007 informazioni ai consumatori sulla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e il cui servizio, visti i risultati positivi conseguiti, è stato esteso anche al settore del gas a partire dall'ottobre 2007.

Comune ai due settori è anche il progetto triennale avviato con la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CSSE) per la gestione dei reclami, istanze e segnalazioni.

Relativamente agli ultimi due interventi menzionati, nell'ottica di un impiego sempre più efficiente delle risorse e ispirandosi a criteri di economicità, l'Autorità si è posta l'obiettivo e ha avviato un progetto per riunire in un'unica struttura denominata "Sportello per il consumatore" l'attività del *call center* dell'Acquirente Unico e la gestione dei reclami tramite CCSE.

Dalla seconda metà del 2007 l'Autorità ha avviato un controllo sulla documentazione inviata dagli esercenti in ottemperanza alla proprie delibere sulla trasparenza dei documenti di fatturazione, per verificarne l'avvenuto adeguamento.

Al fine di rafforzare la tutela dei consumatori nell'ambito della completa liberalizzazione anche del settore elettrico e garantire l'apertura alla concorrenza del mercato della vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali, nel giugno 2007 l'Autorità è intervenuta stabilendo adeguate tempistiche (variabili da 1 a 3 o 6 mesi a seconda della tipologia di cliente) per l'esercizio del diritto di recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale.

Il 2007 è stato il terzo 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 dei certificati avviato nel 2004. L'attività svolta dall'Autorità è stata dedicata all'attuazione del meccanismo (attraverso la valutazione e certificazione degli interventi realizzati, con il crescente supporto dell'Ente per le nuove tecnologie, energia e ambiente, ENEA); al monitoraggio dei risultati conseguiti e, più in generale, del suo funzionamento (presentati e discussi nel Secondo Rapporto Annuale, pubblicato nell'ottobre 2007); alla segnalazione ai competenti organi di Governo di alcune criticità riscontrate; all'aggiornamento della regolazione attuativa, orientato a contribuire ad affrontare tali criticità. Anche a seguito degli elementi di criticità segnalati dall'Autorità i Ministeri competenti hanno pubblicato il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 di revisione e aggiornamento del meccanismo, a seguito del quale l'Autorità ha emanato ulteriori documenti e provvedimenti di regolazione.

Come evidenziato nel *Secondo Rapporto Annuale sul meccanismo dei Titoli di efficienza energetica*, si conferma il giudizio positivo sul funzionamento complessivo del sistema, in quanto i risultati più facilmente misurabili si possono ritenere incoraggianti: capacità di selezionare gli interventi a minor costo, livelli di efficienza economica degli investimenti, diffusione di informazioni ai consumatori, impulso al nascente settore dell'offerta di servizi energetici. A fronte di ciò si evidenziano anche aspetti sui quali il sistema ha margini di miglioramento, nonché il permanere di alcune criticità già evidenziate nel primo periodo di attuazione e l'emergere di nuove. L'elemento caratterizzante il sistema al termine del secondo anno di attuazione è rappresentato dall'abbondanza di offerta di titoli rispetto alla domanda, con la conseguente significativa riduzione del loro prezzo di scambio nel mercato organizzato e la riduzione dell'incentivo allo sviluppo di nuovi interventi di diffusione di tecnologie ad alta efficienza energetica, più marcato nel caso delle tecnologie elettriche. Gli interventi normativi ritenuti prioritari per riequilibrare il sistema sono stati indicati dall'Autorità anche in una segnalazione al Governo, nella quale si suggerivano: la revisione dei criteri di ripartizione degli obiettivi nazionali tra i distributori obbligati allo scopo di rendere effettivamente attribuibili tutti gli obiettivi

definiti nel luglio 2004; la definizione degli obiettivi di risparmio energetico per gli anni successivi al 2009; la semplificazione del meccanismo sanzionatorio. Questi e altri interventi hanno successivamente trovato applicazione nell'ambito del decreto 21 dicembre 2007.

Nel 2007 sono proseguite le attività di sperimentazione triennale dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR) avviate nel 2005, con l'adozione in corso d'anno di quattro provvedimenti sottoposti ad AIR relativi alla determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica corrispondenti ai clienti finali con prelievi non trattati su base oraria (*load profiling* per fasce); alla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011; alla regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo 2008/2011; e, infine, alle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011.

Nel 2008 avrà termine il periodo di sperimentazione. L'Autorità prevede di mettere "a regime" la metodologia AIR. Ciò comporterà:

- la revisione della Guida operativa e della modulistica allegata con l'obiettivo di predisporre una nuova versione che, oltre a essere più sintetica e quindi maggiormente utilizzabile dagli uffici, tenga conto delle criticità/suggerimenti derivanti dalla fase di sperimentazione;
- la definizione delle modalità operative da adottare per l'applicazione dei criteri di inclusione/esclusione, indicati nella Guida operativa, ai fini della selezione dei casi rilevanti da sottoporre ad AIR;
- la revisione delle procedure e degli strumenti per svolgere la funzione di monitoraggio e di valutazione, ai fini di una corretta e completa applicazione della metodologia.

Principali attività nel settore elettrico

La legge n. 125 del 12 agosto 2007 ha dato attuazione ad alcune disposizioni comunitarie previste dalla Direttiva 2003/54/CE, istituendo a partire dall'1 luglio 2007 un servizio di maggior tutela per i clienti domestici e le piccole imprese che non hanno stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero ed un servizio di salvaguardia per tutti gli utenti che non rientrano nel servizio di maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita sul mercato libero.

Il servizio di maggior tutela è garantito dalle imprese distributrici, anche attraverso apposite società di vendita, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità. Le condizioni economiche del servizio di salvaguardia sono invece fissate dall'esercente il quale, diversamente dal servizio di maggior tutela, è individuato mediante apposita procedura concorsuale.

Al fine di rendere la struttura tariffaria applicata ai clienti domestici compatibile con la liberalizzazione in atto, l'Autorità ha definito una "tariffa di transizione" per l'energia elettrica, da applicare a tale clientela a partire dal 1 luglio 2007, in attesa della definizione del futuro assetto tariffario comprensivo della tariffa sociale. Tale "tariffa di transizione" ha rappresentato il primo passo di un più ampio processo di revisione dell'intero sistema tariffario che coinvolge anche la ridefinizione dei meccanismi di tutela destinati alle utenze

domestiche che versano in condizioni di disagio. Su questi temi l'Autorità ha pubblicato, nel corso del 2007, tre documenti di consultazione. Alla fine dello scorso anno il Governo ha definito il quadro normativo primario di riferimento per la tutela dei clienti vulnerabili che diventerà operativo nel 2008 con appositi provvedimenti dell'Autorità.

Nel corso del 2007 l'Autorità, in vista dell'avvio del terzo periodo di regolazione relativo agli anni 2008-2011, ha rivisto la disciplina in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Nella definizione dei criteri di regolazione tariffaria per il nuovo periodo di regolazione, l'Autorità ha operato perseguendo alcuni obiettivi di carattere generale, tra i quali: stabilità regolatoria; convergenza dei criteri di regolazione tariffaria tra il settore elettrico e il settore gas; coerenza tra regolazione tariffaria e regolazione in materia di qualità dei servizi; semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro-competitiva.

All'inizio del terzo periodo regolatorio i livelli tariffari iniziali sono stati fissati in base ai costi riconosciuti (costi operativi, ammortamenti delle immobilizzazioni e una congrua remunerazione del capitale investito).

Per gli anni successivi al 2008 e fino al 2011, l'Autorità aggiornerà annualmente le tariffe e i parametri tariffari per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura secondo il meccanismo del price cap, applicato esclusivamente alla quota parte dei parametri tariffari destinati a remunerare i costi operativi. Il livello di recupero programmato di produttività (X-factor) per il periodo 2008-2011 è stato fissato pari al 2,3% per la trasmissione, all'1,9% per la distribuzione e al 5% per la misura. Tali valori sono coerenti con l'obiettivo di completare il trasferimento ai consumatori dei recuperi di efficienza già conseguiti dalle imprese nel secondo periodo regolatorio e a questi lasciati al 50%, attraverso il meccanismo di *profit sharing*.

Le componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito saranno aggiornate annualmente tramite la revisione del capitale medesimo e tenendo conto degli investimenti netti a bilancio e dell'eventuale maggiore remunerazione ad essi collegata. L'Autorità ha infatti superato il sistema di incentivazione indifferenziata degli investimenti in infrastrutture di rete di trasmissione ed ha adottato, già a partire dal primo anno del terzo periodo di regolazione, uno schema di incentivi differenziati in relazione alla tipologia di investimento che permetta di associare ad ogni tipologia di investimento individuata uno specifico livello di extra remunerazione.

Nell'ottica di garantire una semplificazione dei meccanismi tariffari ed al fine di promuovere lo sviluppo della concorrenza nel segmento della vendita dell'energia elettrica, l'Autorità con delibera n. 348/07, ha previsto una revisione del sistema di tariffazione del servizio di distribuzione volta a garantire il superamento del sistema basato sulle opzioni tariffarie, nonché l'adeguamento del sistema di tariffazione di allacciamenti e diritti fissi. Analogamente a quanto previsto per il settore della trasmissione, l'Autorità ha introdotto meccanismi tariffari che consentono la promozione di particolari tipologie di investimento nella rete di distribuzione, riconoscendo una maggiore remunerazione sul capitale investito.

Avendo escluso gli ammortamenti dall'ambito di applicazione del *price-cap*, l'Autorità ha previsto al contempo modalità di aggiornamento analoghe a quelle previste per il capitale investito riconosciuto.

La legge 125 del 10 agosto 2007 dispone l'entrata in vigore, dall'1 luglio 2007, dell'obbligo di separazione societaria per le imprese di distribuzione elettrica che alimentano più di 100.000 clienti finali. Sulla base di tale disposizione, le imprese distributrici che superano tale soglia devono, entro 180 giorni dall'entrata in vigore della legge, costituire società di vendita separate.

Nel gennaio 2007, con l'emanazione del Testo Integrato di *unbundling*, l'Autorità ha portato a termine la riforma delle regole di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nel settore del gas e dell'elettricità, avviato nel corso del 2005. Il Testo Integrato è essenzialmente rivolto a garantire la neutralità della gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un libero mercato energetico, l'assenza di sussidi incrociati tra attività soggette a regolamentazione tariffaria e attività liberalizzate e la presenza di un flusso informativo certo e dettagliato inerente la situazione economica e patrimoniale delle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas.

Il provvedimento adottato dall'Autorità risulta coerente con l'impostazione della Direttiva europea per il settore elettrico 2003/54/CE, introducendo una separazione amministrativa declinata in termini di separazione funzionale, volta ad incidere sulla *corporate governance* delle imprese. Nel contempo, il provvedimento opera una importante semplificazione delle disposizioni in materia di separazione contabile delle attività dei due settori.

In ragione della novità dell'intervento e dell'ampiezza dei suoi effetti, l'Autorità ha previsto circa un anno per la completa attuazione degli obblighi di separazione funzionale, in particolare per quelli che richiedono revisioni organizzative all'interno dell'impresa.

Occorre infine evidenziare che l'Autorità è intervenuta nel giugno 2008 con un documento di consultazione delineando i criteri che devono essere applicati dagli esercenti nell'elaborare il programma degli adempimenti per l'applicazione della separazione funzionale da parte degli operatori soggetti a tale obbligo.

L'Autorità ha inoltre lavorato fattivamente per dare completa attuazione alla normativa riguardante l'incentivazione delle fonti rinnovabili nonché per promuovere l'aggiornamento del quadro regolatorio in materia di generazione distribuita e di cogenerazione, per promuovere gli investimenti e facilitare il raggiungimento dei target ambientali di riferimento.

Principali attività nel settore del gas

Nel corso dell'anno di riferimento l'attività dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ambito tariffario ha riguardato alcune modifiche integrative della disciplina della tariffa di trasporto e delle tariffe di utilizzo dei terminali di GNL; sono inoltre stati avviati i lavori per la revisione della tariffa di distribuzione per il terzo periodo regolatorio orientata a operare una netta cesura con la disciplina in vigore nel primo e secondo periodo regolatorio, connotato, come è noto, da un forte contenzioso.

Per quanto riguarda la promozione della concorrenza e dei mercati l'Autorità anche quest'anno ha dovuto adottare innanzitutto una serie di provvedimenti volti a garantire l'adeguatezza dell'offerta di gas e la prevenzione di emergenze quali quella dell'anno termico 2005-2006. In particolare questi, adottati di concerto con il Ministero per lo sviluppo economico, hanno riguardato i conferimenti di capacità inutilizzata, la

massimizzazione delle importazioni e il contenimento dei consumi finali. Sono stati adottati inoltre provvedimenti relativi alle procedure di offerta al Punto di scambio virtuale (PSV), tesi a promuovere il mercato regolamentato del gas. L'Autorità ha inoltre adottato i provvedimenti necessari a portare a compimento le procedure concorsuali per la scelta del fornitore di ultima istanza per i clienti finali, che si sono concluse con l'individuazione dell'operatore per ciascuna delle sei aree geografiche individuate sul territorio nazionale. Relativamente alle condizioni economiche di fornitura ai clienti finali tutelati, sono state aggiornate le componenti commercializzazione all'ingrosso, stoccaggio e trasporto, mentre è stata effettuata una prima revisione della componente relativa alla vendita al dettaglio.

Per quanto riguarda la regolamentazione delle infrastrutture, da segnalare il parere positivo all'esenzione concessa per l'accesso di terzi alla rete (ai sensi dell'art. 22 della Direttiva 2003/55/CE) dal Ministero per lo sviluppo economico e la collaborazione con lo stesso per adeguare le richieste della Commissione europea in materia. È proseguita, inoltre, l'attività di continuo adeguamento dei codici di trasporto, distribuzione, GNL e stoccaggio. In quest'ultimo segmento sono state emanate nuove disposizioni per l'utilizzo degli stoccaggi in fase di erogazione, al fine di ottimizzarne la disponibilità. Nell'ambito della procedura per la riforma del meccanismo di bilanciamento verso strumenti di mercato l'Autorità ha inoltre determinato la disciplina che definisce i profili di prelievo standard. È stato infine avviato un gruppo di lavoro di supporto alla definizione della regolazione della telemisura.

In merito alla qualità e sicurezza dei servizi gas da segnalare nell'anno appena trascorso l'avvio dei lavori, nonché la diramazione di prime proposte per la regolazione della qualità per il terzo periodo regolatorio. Inoltre sono stati definiti gli standard di comunicazione fra gli operatori del settore, sono stati rivisti gli standard di qualità del gas e del servizio di trasporto nonché alcune disposizioni per la sicurezza a valle del misuratore.

3 REGOLAMENTAZIONE E PERFORMANCE DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

3.1 Regolamentazione

3.1.1 Sguardo generale

Dall'1 luglio 2007, con la completa apertura del mercato della vendita di energia elettrica, è stata data la facoltà a tutti i clienti finali di scegliere il proprio fornitore. Fino a tale data, la facoltà di accedere al mercato libero era riconosciuta solo ai clienti idonei (ovvero tutti i clienti non domestici a partire dall'1 luglio 2004). I clienti vincolati (domestici e non domestici che, ancorché idonei, avevano deciso di non approvvigionarsi sul mercato libero) erano riforniti dal distributore locale sulla base delle tariffe fissate dall'Autorità.

La legge n. 125 del 12 agosto 2007 (legge di conversione del decreto legge n. 73 del 18 giugno 2007), che ha dato attuazione ad alcune disposizioni comunitarie previste dalla Direttiva 2003/54/CE, ha istituito a partire dall'1 luglio 2007:

- un servizio di maggior tutela per i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione (con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore ai 10 milioni di euro) che non hanno stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero;
- un servizio di salvaguardia per tutti gli utenti che non rientrano nel servizio di maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita sul mercato libero.

Il servizio di maggior tutela è garantito dalle imprese distributrici, anche attraverso apposite società di vendita, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità. L'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso e dei relativi servizi di dispacciamento per i clienti serviti nell'ambito della maggior tutela continua ad essere svolto dall'Acquirente Unico (il cui compito è appunto quello di acquistare energia elettrica alle condizioni più favorevoli sul mercato e di cederla ai distributori o alle imprese di vendita al dettaglio, per la fornitura ai piccoli consumatori che non acquistano sul mercato libero), mentre la commercializzazione dell'energia elettrica ai clienti finali è direttamente svolta dalle predette società. Nel caso specifico dei titolari di punti di prelievo in bassa tensione per usi non domestici e per l'illuminazione pubblica, l'esercente la maggior tutela è tenuto a richiedere la compilazione di una dichiarazione attestante il possesso dei requisiti che qualificano la piccola impresa, necessari per l'accesso a tale servizio. Le condizioni economiche del servizio di salvaguardia sono invece fissate dall'esercente il quale, diversamente dal servizio di maggior tutela, è individuato mediante apposita procedura concorsuale².

² I soggetti che erogano tale servizio nel periodo compreso tra l'1 maggio e il 31 dicembre 2008 sono stati scelti attraverso procedure concorsuali per aree territoriali dopo una fase transitoria in cui la continuità della fornitura è stata garantita dalle imprese distributrici o da società di vendita a queste collegate. Tale procedura si basa sul regolamento predisposto dall'Acquirente Unico ed approvato dall'Autorità.

Nel 2007 il mercato della vendita al dettaglio, in termini di volumi, è stato pari a circa 301 TWh³ corrispondenti a oltre 36 milioni di punti di prelievo complessivi. La quota del mercato libero ha raggiunto il 60% in termini di volumi e il 4,2% in termini di punti di prelievo.

Tavola 3.1 Struttura del mercato finale della vendita nel 2007 (al netto degli autoconsumi)

TIPOLOGIA DI MERCATO ^(A)	RIFERIMENTO TEMPORALE	VOLUMI GWh	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(B)
Mercato vincolato	Anno 2007	119.388	34.734.627
<i>Di cui: Mercato vincolato</i>	<i>Primo semestre 2007</i>	<i>60.782</i>	<i>17.754.718</i>
<i>Di cui: Mercato di maggior tutela</i>	<i>Secondo semestre 2007</i>	<i>49.243</i>	<i>16.837.635</i>
<i>Di cui: Mercato di salvaguardia</i>	<i>Secondo semestre 2007</i>	<i>9.497</i>	<i>142.274</i>
Mercato libero	Anno 2007	181.678	1.505.791
Mercato totale	Anno 2007	301.200	36.240.417

(A) La segmentazione del mercato tra vincolato, maggior tutela e salvaguardia deve essere considerata in prima approssimazione data la limitata comparabilità dei dati semestrali. Secondo i dati pubblicati da TERNA il mercato vincolato in senso lato (comprensivo dei servizi di maggior tutela e di salvaguardia) è stato nel 2007 pari 121,1 TWh mentre i consumi del mercato libero hanno raggiunto i 177,2 TWh.

(B) Con riferimento ai dati semestrali il numero di punti di prelievo è calcolato con il metodo pro die.

Fonte: elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Nel corso del 2007, per effetto della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione introdotta nei periodi di regolazione 2000-2003 e 2004-2007, è ulteriormente diminuita la durata delle interruzioni senza preavviso per cliente in bassa tensione. La durata complessiva delle interruzioni per cliente è infatti passata da 61 minuti nel 2006 a 58 minuti nel 2007 (considerando le interruzioni sia sulle reti di trasmissione che di distribuzione). I miglioramenti realizzati sulle reti di distribuzione hanno determinato, inoltre, la riduzione dei minuti persi per cliente: 48 minuti nel 2007 rispetto ai 50 minuti dell'anno precedente.

Maggiori dettagli relativi alla qualità del servizio nel settore elettrico sono 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 2007 sono state descritte nel dettaglio nella Relazione Annuale alla Commissione europea dello scorso anno. La disciplina per la gestione degli scambi transfrontalieri, stabilita dalla delibera n. 288/06, ha previsto l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione sulle frontiere francese, greca e austriaca e, dal 1° settembre 2007, sulla frontiera slovena. La

³ Il dato a consuntivo per l'anno 2007 di TERNA relativo ai consumi totali (esclusi gli autoconsumi) è pari a 298,3 TWh; sulla base dei dati comunicati all'Autorità dagli esercenti, questi ultimi sarebbero invece pari a 301,2 TWh.

capacità d'interconnessione riferita alla frontiera svizzera è stata invece assegnata, per la quota spettante, dai rispettivi gestori di rete nazionali.

Per l'assegnazione di capacità disponibile sono state utilizzate aste esplicite, organizzate su base annuale, mensile e giornaliera, le cui procedure di svolgimento sono state elaborate dai gestori di rete. Le aste hanno assegnato agli operatori di mercato dei titoli denominati DTC (Diritti per l'utilizzo della capacità di trasporto), che hanno consentito di importare o esportare energia per una quantità pari all'ammontare di DTC acquisiti.

La delibera n. 288/06 dell'Autorità ha riconosciuto delle riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica sulla frontiera svizzera. In particolare, è stata 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
		MW	MW	€/MWh
Francia - Italia	Baseload	1.000	1.000	15,12
	Baseload inverno	-	-	-
	Baseload escluso agosto	600	600	16,16
Svizzera - Italia	Baseload	365	365	11,00
	Baseload inverno	305	305	6,25
	Baseload escluso agosto	520	520	10,58
Austria - Italia	Baseload	182	182	15,21
	Baseload inverno	-	-	-
	Baseload escluso agosto	-	-	-
Slovenia - Italia	Baseload	50	50	7,87
	Baseload inverno	-	-	-
	Baseload escluso agosto	100	100	8,02
	Baseload 1/09/2007 - 31/12/2007	100	100	1,12

Fonte: TERNA.

Per quanto riguarda il 2008, l'Autorità, con la delibera n. 329/07, ha definito le regole per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica da applicare nel 2008, nel rispetto dei criteri previsti dal decreto del Ministro dello sviluppo economico del 18 dicembre 2007. La disciplina per la gestione degli scambi transfrontalieri prevede l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione sulle frontiere francese, greca, austriaca, slovena e svizzera.

Come nel 2007, per l'assegnazione della capacità disponibile sono impiegate aste esplicite, organizzate su base annuale, mensile e giornaliera. Le regole per l'accesso alle reti di interconnessione - *Access rules to France-Italy, Switzerland-Italy, Austria-Italy, Slovenia-Italy,*

Greece-Italy interconnections – sono state elaborate da TERNA congiuntamente agli altri gestori di rete e approvate dall'Autorità.

La quota dei proventi derivanti 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 n. 329/07 prevede che una percentuale dei proventi sia assegnata alla società Acquirente Unico Spa, mentre la quota restante è suddivisa fra i clienti del mercato libero in proporzione alla potenza media impegnata da ciascun utente. La quota attribuita all'Acquirente Unico è fissata a partire da un valore di riferimento pari al 20%, applicando un fattore di correzione che tiene conto dinamicamente della potenza media di consumo dei clienti ammessi al servizio di tutela rispetto a quella degli altri clienti.

La delibera ha regolato, infine, le riserve di importazione, assegnando gratuitamente quote di capacità di trasporto annuale per l'importazione di energia elettrica sulla frontiera Italia- Svizzera:

- all'Enel Spa, per l'esecuzione dei contratti pluriennali di importazione nella sua titolarità e destinati alla copertura del fabbisogno dell'Acquirente Unico;
- alla società svizzera Raetia Energie, per una quantità non superiore a 150 MW;
- alla Repubblica di San Marino e allo Stato della Città del Vaticano;
- ai fini dell'importazione di energia elettrica da parte della società Edison Spa, per il reingresso in Italia di una parte dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico svizzero di Innerferrera, per una quantità non superiore a 60 MW.

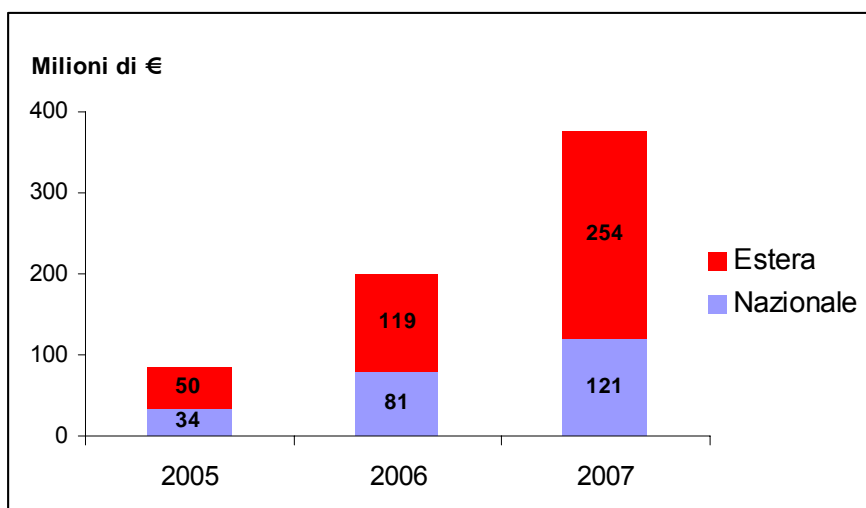
Nella borsa elettrica italiana, al fine di consentire la gestione delle congestioni con l'estero, sono state definite delle zone virtuali estere, che rappresentano le interconnessioni transfrontaliere con i paesi confinanti. L'attuale disegno di tali zone, nato in anni in cui prevaleva un meccanismo di assegnazione disgiunta per ciascuna frontiera tra i gestori di rete confinanti, prevede zone rappresentative della capacità di importazione assegnata da TERNA (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia) e zone rappresentative della capacità assegnata dai TSO dei paesi limitrofi. Fino al 2006 sulle prime TERNA assegnava la capacità attraverso aste implicite, ovvero giornalmente mediante l'accettazione di offerte presentate sul Mercato del Giorno Prima (MGP), col risultato di registrare su tali zone differenziali di prezzo frequenti e rilevanti rispetto alle zone geografiche limitrofe, rappresentativi del costo di accesso alla capacità di transito. Tale sistema è stato perpetuato nel 2007 per le sole zone Slovenia e Svizzera, rispettivamente fino a fine agosto e fine dicembre, confermando frequenze di separazione elevate (rispettivamente 38,5% e 59,2%) e differenze medie di prezzo sensibili (rispettivamente 27,4 €/MWh e 18,0 €/MWh). Sulle altre zone, ovvero relativamente alla capacità assegnata dai gestori di rete confinanti, invece, è prevalsa l'assegnazione attraverso asta esplicita, ovvero mediante la vendita della capacità di transito separatamente dall'energia in aste annuali, mensili e giornaliere e fissando in ogni ora una capacità massima disponibile di poco superiore a quella assegnata per evitare l'emergere di un differenziale di prezzo ulteriore rispetto al costo della capacità già pagato in asta. Nel 2007 questo sistema è stato applicato a tutte le frontiere, ad eccezione di quella svizzera, in seguito all'adozione della citata modalità di gestione delle congestioni basata su aste esplicite congiunte tra TSO limitrofi.

Un indicatore del grado di congestione zonale a livello nazionale e transfrontaliero è l'ammontare della rendita da congestione, pari al prodotto tra la differenza dei prezzi fra le zone e il volume scambiato.

Nel 2007 la rendita raccolta sul Mercato del Giorno Prima ha raggiunto il suo valore massimo, sia a livello complessivo, sia nelle sue singole componenti, nazionale ed estera. In particolare, la rendita complessiva ha raggiunto i 375 milioni di €, in crescita dell'87% sul 2006 e più che quadruplicata rispetto al 2005.

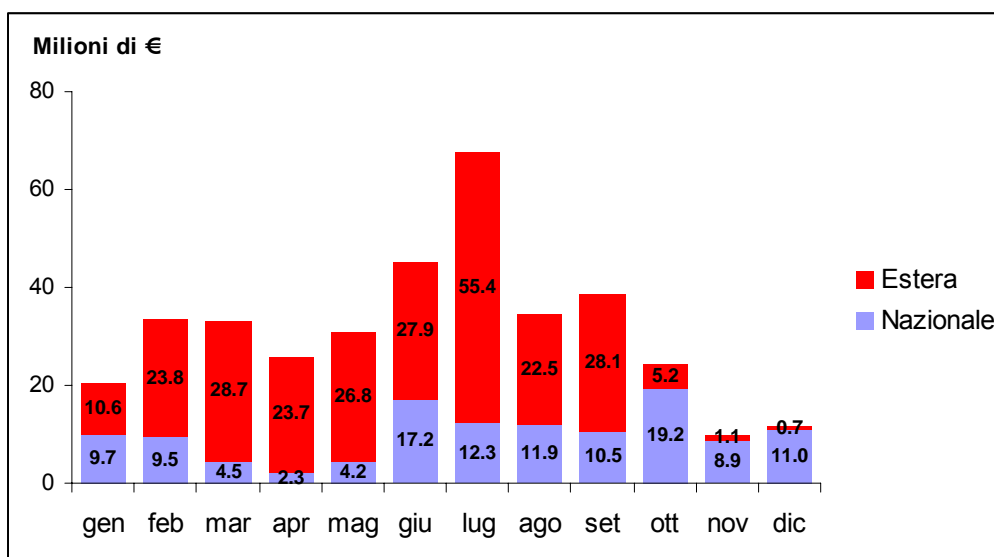
La rendita nazionale ha invece raggiunto i 121 milioni di €, crescendo del 49% rispetto al 2006, con valori particolarmente elevati a giugno e ottobre. La rendita estera è cresciuta in misura ancor più rilevante, raggiungendo i 254 milioni di € (+113%) su base annua e valori mensili regolarmente superiori ai 22 milioni di €, fatta eccezione per il mese di gennaio e per l'ultimo trimestre, caratterizzato da forti flussi di esportazioni (figura 3.2).

Figura 3.1 Rendita da congestione nel 2005-2007



Fonte: GME.

Figura 3.2 Rendita da congestione per mese nel 2007



Fonte: GME.

L'aumento della rendita estera, concentrato quasi esclusivamente sulla zona Svizzera, riflette l'incremento del suo utilizzo in importazione (98%, in aumento del 13% rispetto al 2006) e della sua frequenza di separazione (59%, in aumento del 18%), indotti dalla notevole prossimità dei prezzi della zona Svizzera con quelli prevalenti nella borsa limitrofa EEX-CH. Per contro è cresciuto l'utilizzo in esportazione del transito con la Slovenia (14%, in aumento dell'11%), quasi mai saturato e inibito nell'ultimo quadrimestre, per effetto del passaggio alla nuova modalità di assegnazione congiunta della capacità di scambio. In forte crescita è risultato anche l'utilizzo in esportazione del transito verso la Grecia (47%, in aumento del 20%).

Tavola 3.3 Gestione dei transiti transfrontalieri nel 2007

Transito		Limite medio		Utilizzato		Saturato		Inibito	
Da	a	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Svizzera	Italia	1.622	1.132	97.6%	84.9%	58.7%	41.2%	-	-
Italia	Svizzera	692	∞	2.4%	15.1%	0.6%	-	-	-
Slovenia	Italia	182	184	52.9%	96.9%	3.6%	3.8%	33.4%	-
Italia	Slovenia	75	∞	13.6%	3.1%	3.2%	-	33.4%	-
Grecia	Italia	500	434	18.6%	51.1%	-	-	12.9%	8.7%
Italia	Grecia	500	500	46.5%	26.3%	5.0%	-	12.9%	4.7%

Fonte: GME.

3.1.3 Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione

Nel novembre 2005, con la trasformazione della società 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 (anche attraverso la società interamente controllata Rete Trasmissione Locale R.T.L. Spa) di oltre il 97% della rete di trasmissione nazionale, disponendo di circa 44.500 km di linee, 366 stazioni di trasformazione e smistamento e 3 centri di teleconduzione. Il rimanente 3% della rete elettrica di trasmissione nazionale (elettrorodotti) appartiene ad altre 5 società (Enipower Trasmissione, S.E.L.F. Rete Ferroviaria Italiana - Roma, AGSM Trasmissione - Verona, Retrasm ASM - Brescia, AE-BZ) mentre 4 società (Seledison, Arvedi Trasmissione, Brulli Energia - Reggio Emilia e Seasm - Brescia) sono proprietarie solo di alcune stazioni di trasformazione.

La quota di infrastrutture detenuta da TERNA è significativamente aumentata nel corso del 2006 con l'acquisizione, attraverso la già citata società RTL, dell'intero capitale sociale di Edison Rete Spa e il 99,99% del capitale di Aem trasmissione Spa. Nel 2007 ha anche acquisito l'intero capitale di Aem Trasporto Energia S.r.l. Torino.

Nel gennaio 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 Piano si pone l'obiettivo di incrementare l'interconnessione con l'estero e di ridurre le congestioni di rete.

Nel Piano di sviluppo 2008, si propone un'analisi delle criticità attuali e future della rete e l'individuazione dei principali interventi di sviluppo. Tali interventi sono stati classificati in base ai benefici prevalenti a essi associati: adeguatezza del sistema per la copertura del fabbisogno, sicurezza di esercizio della rete, riduzione delle congestioni, miglioramento della qualità del servizio.

Il decreto legislativo 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 un processo di graduale razionalizzazione dell'attività, ormai in via di esaurimento.

Nella tavola 3.4 è rappresentata la distribuzione territoriale dei gestori e delle reti di distribuzione per tipologia di rete come emerge dai dati raccolti dall'Autorità presso i distributori. Le società di distribuzione sono complessivamente 138 e gestiscono oltre 1.200.000 chilometri di rete di cui due terzi in bassa tensione e poco meno di un terzo in media tensione.

Tavola 3.4 Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2007

REGIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE (km)	MEDIA TENSIONE (km)	BASSA TENSIONE (km)	NUMERO DISTRIBUTORI (A)
Val d'Aosta	56	1.483	2.547	3
Piemonte	1.497	28.061	63.263	6
Liguria	832	6.981	21.080	2
Lombardia	3.524	40.700	81.292	14
Trentino A.A.	497	7.904	14.744	70
Veneto	2.200	26.051	60.888	3
Friuli V.G.	539	7.976	14.517	5
Emilia Romagna	1.923	31.287	66.257	3
Toscana	1.154	26.200	57.299	2
Lazio	1.776	27.964	64.160	5
Marche	565	11.487	29.490	6
Umbria	57	8.512	20.084	2
Abruzzo	531	9.719	24.847	4
Molise	45	3.602	7.696	1
Campania	1.215	23.984	58.155	3
Puglia	1.719	28.396	59.514	3
Basilicata	629	9.755	14.659	1
Calabria	489	17.579	40.592	1
Sicilia	1.161	35.755	74.156	10
Sardegna	498	17.687	32.931	5
TOTALE	20.907	371.083	808.171	149

(A) Ciascun distributore viene conteggiato tante volte quante sono le regioni in cui opera.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

Nella tavola 3.5 vengono riportate le quote percentuali dei principali gruppi operanti nella distribuzione di energia elettrica nell'anno 2007.

Enel risulta il maggior operatore, con l'86% circa dei volumi distribuiti, seguito dagli altri operatori che, fatta eccezione per le due maggiori public utilities attive a Roma e Milano, detengono invece quote marginali.

Tavola 3.5 Distribuzione di energia elettrica per gruppo nel 2007

Volumi distribuiti

GRUPPO	GWh	Quota % su totale
Enel	254.671	86,4
AceaElectrabel	10.616	3,6
Aem Milano	7.526	2,6
ASM Brescia	4.506	1,5
Iride	3.412	1,2
Trentino Servizi	2.263	0,8
Hera	2.237	0,8
AGSM Verona	1.928	0,7
Altri operatori	7.764	2,4
Totale	294.923	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nella tavola 3.6 si riporta l'attività dei distributori suddivisa per numero di punti di prelievo con relativi volumi distribuiti, punti di prelievo e valori medi.

Gli operatori con più di 500.000 clienti sono Enel, AceaElectrabel, Aem Milano e Iride, mentre da segnalare il gran numero, ben 52, con meno di 1.000 clienti. 10 di questi 52 operatori hanno meno di 100 punti di prelievo.

Tavola 3.6 Attività dei distributori

Anno 2007

Classi di numerosità dei punti di prelievo	Numero operatori	Volume distribuito (GWh)	Numero punti di prelievo	Volume medio per operatore (GWh)	Numero punti di prelievo medio per operatore
> 500.000	4	276.225	33.482.844	69.056	8.370.711
100.000 - 500.000	7	13.239	1.272.778	1.891	181.825
50.000 - 100.000	2	1.481	131.797	740	65.899
20.000 - 50.000	10	2.070	307.288	207	30.729
5.000 - 20.000	21	1.265	213.675	60	10.175
1.000 - 5.000	42	567	97.500	14	2.321
< 1.000	52	75	20.323	1	391
Totale	138	294.922	35.526.205	2137	257.436

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Per quanto riguarda la struttura proprietaria delle imprese di distribuzione, gli enti pubblici (per lo più comuni) detengono oltre la metà del capitale di tali imprese (tavola 3.7).

Tavola 3.7 Natura giuridica dei soci delle imprese di distribuzione

Anno 2007

Tipologia di soci	% capitale sociale
Enti pubblici	54.4
Imprese energetiche locali	3.2
Imprese energetiche nazionali	4.0
Istituti finanziari esteri	0.1
Istituti finanziari nazionali	0.8
Persone fisiche	14.9
Flottante	0.4
Società diverse	22.2
Totale	100.0

Nota: 19 aziende non hanno fornito i dati relativi alla composizione societaria.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Tariffe di trasmissione e distribuzione

Nel corso del 2007 l'Autorità, in vista dell'avvio del terzo periodo di regolazione relativo agli anni 2008-2011, ha rivisto la disciplina in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Nella definizione dei criteri di regolazione tariffaria per il nuovo periodo di regolazione, l'Autorità ha operato perseguendo alcuni obiettivi di carattere generale, tra i quali: stabilità regolatoria, convergenza dei criteri di regolazione tariffaria tra il settore elettrico e il settore gas, coerenza tra regolazione tariffaria e regolazione in materia di qualità dei servizi e semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro-competitiva.

Il sistema tariffario italiano, dall'entrata in operatività dell'Autorità, è stato concepito secondo il modello incentivante del *price cap*, espressamente previsto dalla legge istitutiva del regolatore italiano (legge n. 481/95). Il periodo regolatorio è pari a quattro anni. All'inizio del terzo periodo regolatorio (2008-2011) i livelli tariffari iniziali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura sono stati fissati in base ai costi riconosciuti (costi operativi, principalmente i costi delle risorse esterne, tra cui il costo del personale e quello relativo agli acquisti di materiali, ammortamenti delle immobilizzazioni, calcolati secondo criteri economico-tecnici, e una congrua remunerazione del capitale investito).

Ai fini del riconoscimento dei costi operativi, l'Autorità ha fatto riferimento ai costi sostenuti dalle imprese esercenti, come rilevati nell'anno 2006 e riproporzionati sulle variabili di scala⁴ del 2007 (a valori di pre-consuntivo), e alle maggiori efficienze da attribuire agli esercenti, calcolate come differenza tra il costo riconosciuto nell'anno 2006 e

⁴ Le variabili di scala si riferiscono ai punti di prelievo, all'energia e alla potenza.

il costo effettivo rilevato nello stesso anno 2006. I costi sono poi stati riportati al 2008 tenendo conto dell'inflazione e dei recuperi di efficienza richiesti. Nella determinazione dei costi operativi riconosciuti l'Autorità ha dato sostanziale continuità ai principi contenuti nelle disposizioni della legge n. 290/03 per il periodo 2004-2007, che prevedevano una "... *simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del price-cap ...*".

Gli ammortamenti sono stati riconosciuti in tariffa per l'anno base 2008 mediante l'adeguamento dell'importo con *price cap* (tenendo conto delle immobilizzazioni lorde incluse nella base di riferimento del precedente periodo 2004-2007 e che al 31 dicembre 2006 risultavano completamente ammortizzate o dimesse) e integrando il valore relativo ai nuovi investimenti realizzati nel periodo 2004-2006, adeguatamente rivalutati. Le vite utili standard, già adottate per il secondo periodo, sono state confermate anche per il terzo, con la sola eccezione dei misuratori elettronici in bassa tensione per i quali è stata prevista una vita utile pari a 15 anni, più breve dei 20 anni riconosciuti per gli altri misuratori.

Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto ai fini regolatori per il periodo 2008-2011 è stato fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e debito) una remunerazione in linea con quella che avrebbero potuto ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio. Con riferimento al tasso di rendimento del capitale di rischio l'Autorità ha utilizzato il modello del *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio. Quale tasso delle attività prive di rischio si è confermato l'utilizzo della media di 12 mesi (1 dicembre 2006 - 30 novembre 2007) dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia. I livelli dei parametri β , che misurano il grado di rischio sistematico, e quindi non diversificabile, di un'attività, sono stati fissati dall'Autorità tenendo conto dei valori riconosciuti nella migliore prassi regolatoria europea e delle caratteristiche del mercato italiano dell'energia elettrica.

Tavola 3.8 Parametri per la determinazione del tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto nel terzo periodo regolatorio (2008-2011)

Parametro	Descrizione	Trasmissione	Distribuzione	Misura
r_f	Tasso nominale delle attività prive di rischio (%)	4,45%	4,45%	4,45%
$B levered$	Rischio sistematico dell'attività	0,575	0,600	0,670
Pr	Premio di mercato (%)	4%	4%	4%
$Kd (nominale)$	Rendimento capitale di debito (%)	4,9%	4,9%	4,9%
T	Aliquota fiscale (%)	40%	40%	40%
Tc	Scudo fiscale (%)	33%	33%	33%
Rpi	Inflazione tendenziale media (%)	1,7%	1,7%	1,7%
WACC	Costo medio ponderato del capitale (%)	6,9%	7,0%	7,2%

Fonte: AEEG.

Per gli anni successivi al 2008 e fino al 2011, l'Autorità aggiornerà annualmente le tariffe e i parametri tariffari per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura secondo il meccanismo del *price cap*, applicato esclusivamente alla quota parte dei parametri tariffari destinati a remunerare i costi operativi. Nel secondo periodo regolatorio (2004-2007),

invece, secondo quanto previsto dalla citata legge n. 290/03, il meccanismo del *price cap* era applicato sia ai costi operativi sia gli ammortamenti mentre nel primo periodo regolatorio (2000-2003) era stato applicato anche alla remunerazione del capitale. Il livello di recupero programmato di produttività (X-factor) per il periodo 2008-2011 è stato fissato pari al 2,3% per la trasmissione, all'1,9% per la distribuzione e al 5% per la misura.

Tali valori sono coerenti con l'obiettivo di completare il trasferimento ai consumatori dei recuperi di efficienza già conseguiti dalle imprese nel secondo periodo regolatorio (eccedenti l'obiettivo fissato dall'Autorità e a questi lasciati al 50% attraverso il meccanismo di *profit sharing*), in un predeterminato numero di anni, pari a 8 per la trasmissione e la distribuzione e a 6 per la misura.

Tavola 3.9 Recuperi programmati di produttività (X-factor) per l'aggiornamento annuale dei costi operativi

Attività	Trasmissione	Distribuzione	Misura
Periodo regolatorio			
2000-2003	4,0%	4,0%	4,0%
2004-2007	2,5%	3,5%	3,5%
2008-2011	2,3%	1,9%	5,0%

Fonte: AEEG.

Le componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito saranno aggiornate annualmente tramite la revisione del capitale medesimo sulla base della variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi, rilevato dall'Ufficio Centrale di Statistica, e tenendo conto degli investimenti netti a bilancio nell'esercizio n a partire dall'anno $n+2$ e dell'eventuale maggiore remunerazione ad essi collegata⁵.

Infatti l'Autorità, ai fini di garantire uno sviluppo delle infrastrutture coerente con le esigenze del settore e nel rispetto dei criteri di efficienza ed efficacia, ha superato il sistema di incentivazione indifferenziata degli investimenti in infrastrutture di rete di trasmissione ed ha adottato, già a partire dal primo anno del terzo periodo di regolazione, uno schema di incentivi differenziati in relazione alla tipologia di investimento che permetta di associare ad ogni tipologia di investimento individuata uno specifico livello di extra remunerazione. In particolare, è stato previsto che agli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto, volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato e intrazonali, e agli investimenti volti ad incrementare la *Net Transfer Capacity (NTC)* sulle frontiere elettriche sia riconosciuta una maggiore remunerazione sul capitale investito pari al 3% per 12 anni rispetto al tasso di remunerazione base (6,9%).

L'Autorità ha avviato anche un procedimento per la definizione di indicatori di efficacia degli investimenti finalizzati a misurare il beneficio relativo che ogni investimento è in grado di apportare al sistema, in modo da individuare criteri oggettivi sia per la definizione di un ordine di priorità degli investimenti nelle infrastrutture di rete, sia per graduare oggettivamente il livello di extra remunerazione riconosciuta ai nuovi

⁵ Ovvero, entro il 31 luglio di ciascun anno del terzo periodo di regolazione (n), le imprese di rete dovranno comunicare all'Autorità gli investimenti effettuati nell'anno $n-1$ i quali saranno riconosciuti nelle tariffe dell'anno $n+1$.

investimenti di sviluppo. Tali indici saranno introdotti in via sperimentale a partire dal 2011.

Anche con riferimento alla regolazione del servizio di distribuzione, l'Autorità ha introdotto meccanismi tariffari che consentono la promozione di particolari tipologie di investimento ritenute utili per lo sviluppo e l'efficienza delle infrastrutture della rete di distribuzione (come gli investimenti relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT, gli investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e gli investimenti in sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT) riconoscendo, ad integrazione degli incentivi forniti dalla regolazione della qualità, una maggiore remunerazione sul capitale investito pari al 2% per un periodo di 8 o 12 anni rispetto al tasso di remunerazione base (7%). È stato inoltre previsto che la selezione di detti investimenti avvenga, in analogia con i criteri sopra richiamati per il servizio di trasmissione, tramite la definizione di opportuni indici di efficacia in grado di misurare il beneficio per il sistema elettrico. Avendo escluso gli ammortamenti dall'ambito di applicazione del *price cap*, l'Autorità ha previsto al contempo modalità di aggiornamento analoghe a quelle previste per il capitale investito riconosciuto.

L'Autorità ha inoltre avviato un procedimento per il monitoraggio del livello di indebitamento degli esercenti i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica in una logica di stabilità economico-finanziaria del settore nel medio termine, a tutela sia degli azionisti sia dei consumatori, riservandosi di intervenire nei casi in cui l'assetto finanziario presenti particolari criticità.

Nell'ottica di garantire una semplificazione dei meccanismi tariffari ed al fine di promuovere lo sviluppo della concorrenza nel segmento della vendita dell'energia elettrica, caratterizzato dalla recente totale apertura alla concorrenza, l'Autorità con delibera n. 348/07, ha previsto una revisione del sistema di tariffazione del servizio di distribuzione volta a garantire il superamento del sistema basato sulle opzioni tariffarie, nonché l'adeguamento del sistema di tariffazione di allacciamenti e diritti fissi. Per quanto riguarda il sistema di tariffazione del servizio di distribuzione, è stata prevista l'introduzione di una tariffa definita dall'Autorità ed applicata obbligatoriamente da tutte le imprese di distribuzione. Per quanto invece attiene alla disciplina tariffaria degli allacciamenti e diritti fissi, l'Autorità ha proceduto ad un riordino della normativa vigente in materia di condizioni economiche di connessione alle reti elettriche, apportando limitati interventi innovativi in attesa di una revisione complessiva della disciplina.

Tavola 3.10 Incidenza delle singole quote parte delle componenti tariffarie a copertura delle diverse tipologie di costo, periodo di regolazione 2008-2011

Attività Tipologia di costo	Trasmissione	Distribuzione	Misura
Costi operativi	32,3%	37,3%	32,2%
Ammortamenti	24,5%	25,2%	39,5%
Remunerazione del capitale investito	43,2% ^(A)	37,5%	28,3%
Totale costi	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Inclusa parte a copertura degli oneri relativi al Piano di difesa sulla base della legge n. 290/03.

Fonte: AEEG.

Con riferimento al servizio di trasmissione l'Autorità, tenuto conto dell'introduzione delle nuove fasce orarie⁶ a partire dall'1 gennaio 2007, ha previsto che le tariffe a partire dalla stessa data, fossero applicate in maniera indifferenziata nelle tre fasce orarie. Di conseguenza, la tariffa di trasmissione per il 2007 è stata caratterizzata da una differenziazione tra le tipologie di utenza unicamente riconducibile al diverso livello di perdite previsto per le utenze in bassa, media e alta/altissima tensione. Relativamente al servizio di distribuzione, le variazioni registrate dalle tariffe dal 2006 al 2007 sono in gran parte riconducibili all'adeguamento della componente destinata a garantire la copertura dei costi riconosciuti alle imprese distributrici per recuperi di qualità dei servizi.

Tavola 3.11 Regolazione dei gestori di rete

	Numero di società regolate	Stima della tariffa di trasporto (Euro/MWh) - 2007		
		Ig	Ib	Dc
Trasmissione	11 ^(A)	3.40	3.40	75,73 ^(B)
Distribuzione	138	6.08	42.51	

(A) Le società che possiedono porzioni della rete di trasmissione nazionale e/o stazioni di trasformazione e smistamento sono 11; di queste, una (RTL) è interamente controllata da TERNA mentre 4 sono proprietarie solo di stazioni e non di elettrodotti.

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

Fonte: AEEG e TERNA.

Continuità del servizio elettrico - qualità commerciale

Proseguendo un trend di continuo miglioramento a partire dal 2000, anno di prima introduzione della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, nel 2007 sono ulteriormente migliorati sia il numero che la durata delle interruzioni senza preavviso, al netto degli effetti degli incidenti rilevanti che hanno causato disservizi sulla rete di trasmissione.

Considerando le interruzioni sulle reti di *distribuzione* e di *trasmissione* (esclusi gli "incidenti rilevanti" e gli interventi dei sistemi di difesa che agiscono automaticamente o manualmente in caso di inadeguatezza della generazione), nel 2007 la *durata complessiva* delle interruzioni per cliente è scesa a 58 minuti, in riduzione del 70% in media nazionale rispetto al 1999 (ultimo anno prima dell'introduzione della regolazione incentivante dell'Autorità).

Nel 2007, come negli anni precedenti, la riduzione dei minuti persi per cliente deriva dai miglioramenti realizzati sulle reti di distribuzione: 48 minuti nel 2007 rispetto ai 50 minuti nel 2006 (-4%). Il numero di interruzioni lunghe (durata superiore a 3 minuti) per cliente è risultato di 2,16 interruzioni per cliente (considerando tutte le interruzioni); il miglioramento complessivo per il numero medio di interruzioni lunghe è del 43% rispetto al 1999. Anche per quanto riguarda il numero di interruzioni brevi per cliente (durata

⁶ Nell'attuale quadro regolatorio le fasce orarie hanno un impatto rilevante per l'approvvigionamento del mercato di maggior tutela. Nel 2007 avevano effetti sia sulla vendita ai clienti del mercato vincolato sia sul servizio di distribuzione.

inferiore a 3 minuti ma superiore a 1 secondo), si è assistito ad un miglioramento dell'indicatore a livello nazionale, passando da 4,77 interruzioni brevi registrate per cliente nel 2006 a 4,73 interruzioni brevi nel 2007; il miglioramento dal 2002 (primo anno per cui sono disponibili i dati sulle interruzioni brevi) è di circa il 30%. Il miglioramento è dovuto al sistema di incentivi e penalità che l'Autorità ha applicato ai distributori di energia elettrica nei primi due periodi di regolazione (2000-03 e 2004-07) e ha permesso di ridurre sensibilmente i differenziali di continuità del servizio elettrico tra Nord e Sud, con beneficio non solo per le famiglie ma anche per la competitività dei settori produttivi.

Per il quadriennio 2008-11 l'Autorità ha rafforzato il sistema di incentivi e penalità con la delibera 19 dicembre 2007, n. 333. Dal 2008, le imprese distributrici italiane sono soggette a incentivi e penalità riferiti non solo alla durata delle interruzioni (come negli anni precedenti), ma anche, per la prima volta in Europa, al miglioramento del numero delle interruzioni lunghe e "brevi", cioè tutte quelle di durata superiori a 1 secondo.

Se si considerano anche gli effetti sulla continuità dovuti all'intervento dei "sistemi di difesa", il miglioramento in otto anni si riduce al 64%; questo è dovuto ad alcuni "incidenti rilevanti" occorsi nel 2007 sulla rete di trasmissione nazionale.

Tavola 3.12 Indicatori di continuità del servizio elettrico (esclusi gli incidenti rilevanti e gli interventi dei sistemi di difesa)

Indicatori	2000	2001	2002	2003 ^(A)	2004	2005	2006	2007
Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione (minuti persi per cliente)	187	149	115	105	91	80	61	58
Numero di interruzioni lunghe all'anno per cliente in bassa tensione	3,6	3,1	2,8	2,8	2,5	2,4	2,3	2,2

(A) Esclusi distacchi programmati e black-out

Fonte: AEEG.

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; tra questi, in particolare, la pubblicazione annuale di un rapporto sulla qualità del servizio. Tale rapporto è stato pubblicato per la prima volta da TERNA nel 2007 e fornisce informazioni inerenti la qualità del servizio di trasmissione nell'anno 2006, a fronte dei "livelli attesi di qualità" del servizio di trasmissione proposti dalla stessa TERNA e approvati dall'Autorità per l'anno 2006 con la delibera 17 gennaio 2006, n. 6. I livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione sono stati aggiornati per l'anno 2007 con la delibera 23 febbraio 2007, n. 37 e riguardano le disalimentazioni ai clienti e alle imprese distributrici (direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale) attribuibili alla responsabilità del gestore della rete di trasmissione, al netto degli "incidenti rilevanti" (disalimentazioni con energia non fornita superiore a 150 MWh/evento) e delle cause di forza maggiore.

Esaminando i dati sulla qualità del servizio di trasmissione al netto degli incidenti rilevanti, su una durata media complessiva di interruzione per cliente pari a circa 1 ora per

anno, meno di 1 minuto, al netto degli incidenti rilevanti sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), dipende dalla trasmissione.

Con la delibera 27 dicembre 2007, n. 341, la regolazione della qualità del servizio di trasmissione è stata modificata, introducendo uno schema di incentivi e penalità per l'energia non servita e per il numero di disalimentazioni relativi alla RTN. Tale schema di regolazione incentivante richiede la ricostruzione dei dati storici di continuità del servizio di trasmissione in accordo alle regole che verranno utilizzate nel periodo 2008-2011.

La regolazione della qualità commerciale è in vigore dall'1 luglio 2000, con la determinazione degli standard nazionali di qualità commerciale che esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposta a reclami, etc.) e che definiscono la prestazione di base che ogni impresa deve assicurare ai propri clienti. La regolazione della qualità commerciale ha lo scopo di tutelare i clienti finali con interventi di garanzia e promozione della qualità del servizio, affinché la liberalizzazione non comporti l'indebolimento della tutela soprattutto per i clienti con minore forza contrattuale, nel rispetto del diritto di scelta in regime di concorrenza per le prestazioni erogate dai venditori.

Il cliente che richiede una prestazione soggetta a standard specifico viene informato dall'impresa che eroga il servizio del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Almeno una volta all'anno, tutti i clienti del servizio di maggior tutela devono ricevere dall'esercente, attraverso la fattura commerciale, le informazioni sugli standard di qualità garantiti e sui risultati effettivamente raggiunti nel corso dell'anno. L'Autorità pubblica annualmente, nell'ambito della propria indagine sulla qualità del servizio, i tempi medi di effettuazione delle prestazioni dichiarati dalle imprese esercenti e i relativi parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa esercente, al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi).

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

Per tenere conto dell'avanzamento della liberalizzazione nel settore a tutti i clienti connessi in bassa tensione avvenuta l'1 luglio 2007 e per effetto delle modifiche legislative intervenute, la regolazione della qualità commerciale è stata aggiornata al fine di:

- adattare le disposizioni al nuovo assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla normativa;
- rivedere gli standard di qualità commerciale in relazione al livello di qualità registrato nel secondo periodo di regolazione e all'impatto della telegestione;

- estendere gradualmente la regolazione della qualità commerciale a tutte le aziende, comprese quelle minori, del settore elettrico;
- allineare la regolazione della qualità commerciale del settore elettrico all'analogia disciplina prevista per la qualità dei servizi gas, compresa l'adozione del metodo di verifica per l'effettuazione dei controlli dei dati di qualità commerciale.

Dal 2009 entrerà in vigore una nuova disciplina degli indennizzi che prevede che gli stessi siano legati al tempo effettivo di esecuzione della prestazione, introducendo, in particolare, un raddoppio dell'indennizzo per esecuzione oltre un tempo doppio rispetto allo standard e un indennizzo triplo per esecuzione oltre un tempo triplo; inoltre, l'indennizzo sarà ulteriormente triplicato se, qualora dovuto, non venga corrisposto entro 6 mesi, con un obbligo tassativo di corresponsione entro 7 mesi, pena la possibilità che sia erogata una sanzione.

Dal 2009, inoltre, tutti gli appuntamenti saranno soggetti a indennizzo automatico in caso di mancato rispetto della fascia di puntualità e l'indennizzo per la mancata puntualità si potrà sommare all'indennizzo per il mancato rispetto dello standard di tempestività (in termini di giorni) se la prestazione viene eseguita in ritardo.

Con la delibera del 19 giugno 2007 luglio 2007, n. 139 l'Autorità ha fissato standard di qualità obbligatori sui servizi telefonici commerciali dei venditori di energia elettrica e gas per assicurare un adeguato livello di servizio a tutela dei consumatori. Inoltre viene introdotta una graduatoria di merito dei call center basata su un sistema di punteggio per le aziende che daranno ai clienti un'assistenza migliore rispetto ai requisiti minimi previsti.

La direttiva sulla qualità dei servizi telefonici è stata adottata a seguito di un processo di consultazione che ha coinvolto gli operatori in un gruppo di lavoro e la diffusione di due documenti di consultazione. È stata inoltre effettuata un'indagine sulla soddisfazione dei clienti in relazione ai call center commerciali che ha individuato fra le maggiori criticità del servizio la struttura del risponditore automatico (albero fonico), spesso troppo complessa, e i tempi di attesa, eccessivamente lunghi.

Gli standard di qualità per i call center delle aziende di vendita, costituiscono una delle iniziative adottate dall'Autorità per agevolare la transizione verso la piena liberalizzazione della vendita anche sul mercato domestico. L'obiettivo è infatti di promuovere un miglioramento continuo della qualità dei servizi forniti dai call center, garantendo al tempo stesso alle imprese di vendita un adeguato livello di flessibilità nell'offerta del servizio, elemento essenziale per l'efficacia dell'apertura del mercato.

Gli obblighi di servizio minimi fissati dall'Autorità riguardano la semplicità del risponditore automatico (albero fonico), che deve essere tale da permettere di parlare con un operatore dopo non più di due scelte (tre se sono presenti più servizi); l'orario di apertura: almeno trentacinque ore alla settimana per i servizi con operatore, aumentate a cinquanta per le imprese che non hanno sufficienti sportelli sul territorio servito; la gratuità delle chiamate per il cliente, almeno da rete fissa; l'informazione ai clienti con la pubblicazione su internet e sulle fatture del numero telefonico del call center, degli orari e del tipo di chiamate abilitate. L'Autorità ha anche fissato livelli standard per il tempo medio di attesa, per il livello di servizio (percentuale di chiamate andate a buon fine) e per l'accessibilità al servizio, al fine di limitare code di attesa troppo elevate e di ridurre il fenomeno delle linee occupate.

Tavola 3.13 Standard generali di qualità dei call center

INDICATORE	STANDARD GENERALE
Accessibilità al servizio (AS)	≥ 90 per cento
Tempo medio di attesa (TMA)	≤ 240 secondi
Livello di servizio (LS)	≥ 80 per cento

Gli standard generali di qualità dei call center e gli obblighi di servizio si applicano a tutte le imprese di vendita di energia elettrica e gas, con gradualità a cominciare dalle imprese principali dal 1° gennaio 2008 per i venditori con più di 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2006, alimentati in bassa tensione e/o in bassa pressione; dal 1° luglio 2008 per i venditori con più di 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2007, alimentati in bassa tensione e/o in bassa pressione; dal 1° gennaio 2009 infine sarà estesa ulteriormente ai venditori di minori dimensioni.

Una parte innovativa del provvedimento prevede la creazione di una graduatoria dei call center, che verrà pubblicata con aggiornamenti semestrali. La classifica sarà determinata da un sistema di punteggio (attraverso "bonus") risultante dalle scelte delle imprese che, volontariamente, avranno raggiunto livelli di qualità migliorativi rispetto a quelli minimi fissati dall'Autorità. I bonus verranno assegnati in base a servizi particolarmente graditi ai clienti come, ad esempio, la gratuità completa delle chiamate (anche da rete mobile); la facilità di navigazione nell'albero fonico; una più ampia disponibilità del servizio; l'apertura di sportelli accessibili al pubblico per almeno 35 ore alla settimana; la presenza di servizi on line su internet o di meccanismi di gestione delle chiamate nei periodi di picco.

Un riconoscimento particolare verrà offerto anche alle iniziative congiunte con le associazioni dei consumatori per il miglioramento dei servizi telefonici, incluso l'avvio di procedure per la risoluzione extra-giudiziale delle controversie connesse con i servizi forniti. Ad acquisire punti in graduatoria contribuirà anche la soddisfazione dei clienti che si rivolgono ai call center, rilevata attraverso un'indagine che l'Autorità svolgerà a cadenza regolare ogni semestre a partire dal 2008. La graduatoria con i punteggi di qualità dei call center sarà pubblicata nei primi mesi del 2009 e sarà riferita al semestre precedente. L'introduzione di nuovi standard di qualità sui servizi telefonici commerciali ha il duplice scopo di tutelare i clienti che contattano i venditori tramite i call center e di venire incontro alle esigenze di differenziazione e competitività espresse dagli operatori, considerando che l'attività di vendita di energia elettrica e di gas sono attività libere ed i servizi telefonici commerciali costituiscono una componente importante delle strategie commerciali dei venditori.

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 approvvisa 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 sono state descritte nel dettaglio nella Relazione Annuale alla Commissione europea dello scorso anno.

Nel corso del 2007 sono state introdotte alcune modifiche significative nella disciplina del dispacciamento, al fine di regolamentare l'approvvigionamento a termine da parte di TERNA delle risorse di dispacciamento e l'approvvigionamento di tali risorse all'estero in situazioni eccezionali di criticità.

In riferimento al primo aspetto, con la delibera n. 130/07, l'Autorità ha approvato per la prima volta, in via sperimentale per il solo anno 2007, delle procedure per l'approvvigionamento a termine, attraverso meccanismi trasparenti, di alcune risorse per il servizio di dispacciamento, in particolare con riferimento a: la presenza in servizio; la riserva di sostituzione rotante; la riserva di sostituzione fredda; la riserva di sostituzione senza specificazione di stato e la riserva pronta senza vincoli di gradiente. La delibera n. 111/06, consente, infatti, a TERNA di approvvigionarsi delle risorse necessarie per la gestione e il bilanciamento del sistema non solo per mezzo dell'apposito MSD ma anche attraverso la stipulazione di contratti a termine con gli operatori attraverso procedure trasparenti e non discriminatorie. La possibilità di approvvigionare a termine alcune risorse potrebbe consentire a TERNA di gestire meglio il fabbisogno delle varie risorse nell'MSD, garantendo al contempo una stabilizzazione dei relativi costi. La delibera n. 130/07 prevede inoltre che TERNA invii una proposta per la definizione delle procedure finalizzate alla conclusione di contratti di durata pluriennale per l'approvvigionamento di nuova capacità produttiva garantita da unità turbogas a ciclo aperto. Tale disposizione intende assicurare al sistema la necessaria riserva di potenza da impianti di punta quali quelli indicati, garantendo un'adeguata remunerazione agli investimenti in questo settore specifico.

La delibera n. 184/07 ha introdotto alcune novità nella disciplina del dispacciamento volte a prevenire possibili criticità nell'esercizio del sistema elettrico in condizioni eccezionali quali quelle che possono verificarsi in alcune ore di periodi estivi particolarmente torridi o di periodi invernali caratterizzati da temperature estremamente rigide. In tali condizioni può infatti verificarsi, in concomitanza con punte di domanda particolarmente elevate, una scarsità di offerta dovuta anche alla mancanza di meccanismi di mercato per il bilanciamento del gas naturale, che possono spingere gli operatori a esportare energia elettrica anziché destinarla alla copertura del mercato interno, come per esempio durante l'inverno 2005-2006. Con la delibera n. 184 l'Autorità ha consentito a TERNA, nelle condizioni eccezionali di criticità sopra descritte, di importare energia elettrica in Italia per mezzo di contratti appositamente stipulati con soggetti aventi disponibilità di energia (produttori e *traders*) nei mercati esteri, quale misura estrema per la copertura del carico interno. L'Autorità ha inoltre stabilito che gli eventuali oneri sostenuti da TERNA per l'approvvigionamento di tale energia siano da ricomprendere nei costi per il dispacciamento. La delibera prevede l'obbligo da parte di TERNA di dare piena informativa all'Autorità e al Ministero per lo sviluppo economico in merito agli eventuali contratti stipulati e ai relativi costi.

Inoltre, l'Autorità, attraverso la delibera n. 350/07, ha confermato, nell'ambito della disciplina del dispacciamento di merito economico, la soglia del 3% al di sotto della quale gli sbilanciamenti per unità di consumo vengono valorizzati al prezzo del Mercato del Giorno Prima e ha prorogato la facoltà di TERNA di presentare offerte integrative in tale mercato, al fine di contenere i costi relativi all'approvvigionamento delle risorse di

dispacciamento. La delibera ha previsto, tra l'altro, l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento a prezzo marginale alle sole unità abilitate. Tale misura tutela in particolar modo le unità di cogenerazione di taglia superiore ai 10 MVA che, in quanto unità rilevanti, si trovavano fortemente penalizzate da eventuali sbilanciamenti che per le loro caratteristiche tecniche sono difficilmente in grado di controllare. Lo sbilanciamento a prezzo marginale viene quindi riservato a partire dal 2008 alle sole unità che partecipano al MSD.

3.1.4 Regolamentazione dell'*unbundling*

La legge 125 del 10 agosto 2007 dispone (in coerenza con la Direttiva 2003/54/CE) l'entrata in vigore, dal 1 luglio 2007, dell'obbligo di separazione societaria per le imprese di distribuzione elettrica che alimentano più di 100.000 clienti finali. Le imprese distributrici che superano tale soglia devono, entro 180 giorni dall'entrata in vigore della legge, costituire società di vendita separate alle quali trasferire i beni, i rapporti, le attività e le passività relative all'attività di vendita.

Fino a tale data, la maggior parte delle imprese distributrici hanno continuato ad operare anche nel settore della vendita ai clienti vincolati. Il decreto legislativo 79/99, di attuazione della direttiva comunitaria 96/92/CE, aveva infatti introdotto l'obbligo di separazione societaria, limitatamente all'attività di distribuzione e vendita rivolta ai clienti vincolati, solo per i soggetti titolari di impianti di distribuzione che alimentano più di 300.000 clienti finali. In seguito la legge n. 239 del 2004 ha riformulato la suddetta previsione disponendo che "i soggetti proprietari di impianti di distribuzione che alimentano più di 300.000 clienti possono costituire una o più società per azioni" a cui trasferire le attività e le passività, i beni e i rapporti pertinenti l'attività di distribuzione e vendita ai clienti vincolati.

Nell'anno 2007 il settore della distribuzione elettrica risulta caratterizzato dalla presenza di 138 operatori di cui soltanto 11 alimentano più di 100.000 clienti e sono quindi soggetti all'obbligo di separazione societaria. Gli operatori che presentano quote di mercato rilevanti risultano essere Enel (che vanta l'86% circa dei volumi distribuiti), AceaElectrabel, Aem Milano, Asm Brescia e Iride (quest'ultima nata nel 2006 dalla fusione tra AEM Torino e AMGA di Genova). Il numero di imprese distributrici, invece, con meno di 1.000 punti di prelievo risulta essere pari a 52.

Nel gennaio 2007, con la delibera n. 11/07 (Testo Integrato di unbundling), l'Autorità ha portato a termine la riforma delle regole di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nel settore del gas e dell'elettricità avviato nel corso del 2005. Le regole di unbundling fissate nel 2001 dalle delibere 310 e 311, rispettivamente per il settore elettrico e il gas, si limitavano ad imporre alle imprese del settore obblighi di separazione contabile e di separazione amministrativa finalizzate a garantire la neutralità gestionale dell'attività di rete.

Il Testo Integrato di unbundling è essenzialmente rivolto al raggiungimento dei seguenti obiettivi in materia di separazione delle attività di rete da tutte le altre attività liberalizzate esercitate congiuntamente da un medesimo operatore verticalmente integrato:

- 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 operate 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, nonché di definizione di un sistema tariffario certo e trasparente.

Il provvedimento adottato dall'Autorità sposa pertanto l'impostazione della Direttiva europea per il settore elettrico 2003/54/CE, di una separazione amministrativa declinata in termini di separazione funzionale, volta ad 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. Nel contempo, il provvedimento opera una importante semplificazione delle disposizioni in materia di separazione contabile delle attività dei due settori, prevedendo anche il ricorso alle informazioni derivanti dalla cosiddetta contabilità analitica o industriale.

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" volti a rendere i processi interni delle imprese coerenti con le finalità della separazione funzionale. Per quanto riguarda l'attività di misura, è stato previsto un regime transitorio in deroga all'obbligo di separazione funzionale, per cui fino al 1 gennaio 2010 le due attività di distribuzione e di misura potranno essere svolte congiuntamente rispettando soltanto quanto disposto in materia di separazione contabile. L'Autorità è inoltre recentemente intervenuta (26 giugno 2008) pubblicando un documento di consultazione che espone le linee guida che dovranno essere seguite dagli esercenti nell'elaborare il programma degli adempimenti per l'applicazione della separazione funzionale da parte degli operatori interessati da tale obbligo.

Relativamente all'attività di trasmissione si veda quanto esposto nel par. 3.1.3.

3.2 Concorrenza

3.2.1 Descrizione del mercato all'ingrosso

Nel 2007 la richiesta di energia elettrica, pari a 339,9 TWh, è aumentata dello 0,7% rispetto al 2006. Il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato il suo massimo nel mese di dicembre, quando ha raggiunto 56,8 GW.

La produzione nazionale netta ha fatto registrare un aumento del 0,02%, mentre il saldo estero è aumentato rispetto all'anno precedente (2,9%).

Tavola 3.14 Bilancio aggregato dell'energia elettrica in Italia nel 2007

GWh

	2007	2006	Variazione
Produzione lorda	313.888	314.090,3	-0,1%
<i>Servizi ausiliari</i>	12.589	12.864,3	-2,1%
Produzione netta	301.299	301.225,9	0,02%
<i>Energia destinata ai pompaggi</i>	7.653,6	8.751,9	-12,5%
Produzione netta destinata al consumo	293.645,5	292.474	0,4%
Saldo estero	46.282,7	44.985	2,9%
Richiesta sulla rete	339.928,2	337.459	0,7%
<i>Perdite di rete</i>	20.975,7	19.925,7	5,3%
Consumi	318.952,5	317.533,2	0,4%

Fonte: TERNA.

La produzione termoelettrica netta è cresciuta del 1,5%, risultando pari a circa 254 TWh. La produzione da gas naturale nel 2007 è aumentata del 9,3%, parallelamente a una forte contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-33,3%).

La produzione da fonti rinnovabili ha registrato invece una diminuzione. Accanto a un decremento della produzione idroelettrica netta del 11,4%, va però evidenziato un forte aumento della produzione eolica (+36,1%) e da fotovoltaico (+1630,8%).

Il saldo estero per il 2007 è ammontato a 46.282,7 GWh, quale differenza tra le importazioni, pari a 48.930,8 GWh (+5,0%), e le esportazioni, pari a 2.648,1 GWh (+64,4%). Rispetto al 2006 il saldo estero è aumentato del 2,9%; esso ha garantito nel 2007 la copertura del 13,6% del fabbisogno.

Le importazioni dalla Svizzera, rispetto al 2006, sono aumentate del 20,7% (per un totale di 28.864,5 GWh), mentre quelle dalla Slovenia e dalla Grecia sono diminuite rispettivamente del 40% e dell'81,6%.

Per quanto riguarda le esportazioni, l'aumento dei flussi è stato determinato principalmente dalla Grecia (1.127,9 GWh) e dalla Slovenia (297,7 GWh).

In termini di energia elettrica netta generata, in linea con il *trend* degli ultimi anni, si evidenzia un'ulteriore contrazione della quota di mercato del gruppo Enel, la cui quota di mercato si attesta nel 2007 al 31,3%, e una variazione in aumento di Edison, che ha raggiunto una quota di mercato del 13,7%. Seguono gruppo Eni (9,7%), Endesa Italia (8%) ed Edipower (8%).

Il calcolo dell'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) con riferimento alla generazione netta evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato rispetto al 2006; l'indice relativo al 2007 assume un valore pari a 1.418 rispetto al valore di 1.636 dell'anno precedente.

Tavola 3.15 Sviluppo del mercato all'ingrosso

	Richiesta ^(A) (TWh)	Domanda di punta (GW)	Capacità netta installata (GW)	N. di società con una quota > 5% nella generazione netta	Quota % delle tre maggiori società nella generazione netta
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	337,5	55,6	89,8	5	57,1
2007	339,9	56,8	93,6	5	54,7

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

Fonte: elaborazione AEEG su dati TERNA e dei produttori.

La massima capacità di generazione netta installata al 31 dicembre 2007 risulta pari a 93.598,3 MW. Mentre la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) risulta pari a 77.574,9 MW.

Per quanto riguarda la capacità netta installata, gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono cinque: Enel (43,2%), Edipower (9,2%), gruppo Edison (8,8%), Endesa Italia (7%) e gruppo Eni (5,7%). Sulla base di questi dati, la percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori risulta pari al 61,2%.

Se prendiamo invece in considerazione la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) otteniamo: Enel (48,2%), gruppo Edison (10,6%), Edipower (8,2%), Endesa Italia (8,1%) e gruppo Eni (6,4%). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori è del 67%.

L'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) relativo alla massima capacità netta installata evidenzia una leggera diminuzione della concentrazione del mercato rispetto al 2006; infatti il valore relativo al 2007 è pari a 2.126 mentre era uguale a 2.265 nel 2006.

L'indice HHI relativo alla capacità netta disponibile con riferimento al 2007 è pari a 2.629.

La struttura del mercato elettrico

Il mercato regolamentato gestito dalla società Gestore del mercato elettrico Spa (GME) si suddivide in due sottomercati: il mercato del giorno prima (MGP), in cui si scambiano blocchi orari di energia per il giorno successivo, e il mercato di aggiustamento (MA), che consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita.

Successivamente a questi vi è il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) in cui TERNA si approvvigiona delle risorse necessarie all'esercizio dell'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, prorogate per l'anno 2007 e 2008, stabiliscono 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 sarebbe trovata 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 i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica.

Un elemento che apporta ulteriore flessibilità al sistema è l'entrata in vigore, da maggio 2007, della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE) che, in pratica, sostituisce la precedente Piattaforma Bilaterali. Le modalità di funzionamento della PCE sono previste dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111 (e successive modifiche e integrazioni) e dal Regolamento emanato dal GME.

Per l'anno 2007, è stato previsto un abbassamento della soglia di tolleranza per le penali di sbilanciamento, che passa dal 7% per l'anno 2006 al 3% per il 2007.

Inoltre, per consentire alla domanda il necessario tempo di apprendimento al fine di gestire in modo efficiente le proprie negoziazioni sul MGP, è stato previsto nella disciplina del mercato elettrico che TERNA potesse presentare offerte integrative sul MGP per far sì che il livello di domanda risultante dal MGP non si discostasse di più del 5% in valore assoluto dalle proprie previsioni. Con riferimento all'anno 2007 tale meccanismo è stato prorogato con una soglia del 2%.

Per quanto riguarda il numero degli operatori, per il quarto anno consecutivo il GME ha registrato un aumento del numero degli operatori iscritti raggiungendo quota 127 (+23% rispetto al 2006, +74% rispetto al 2004). Tale crescita è stata determinata soprattutto dagli operatori attivi sul MGP, che hanno raggiunto le 89 unità sotto la spinta di quelli attivi lato vendita, mentre sono rimasti sostanzialmente stabili e meno numerosi gli operatori attivi sul MA (32) e sul MSD (19). In riduzione solo il numero dei soggetti che partecipano alla PAB (37), la cui diminuzione, così come quella dei volumi scambiati su detta piattaforma, è da ricondursi all'avvio della PCE, che ha risposto con maggiore efficienza alle esigenze di flessibilità della domanda precedentemente demandate alla PAB.

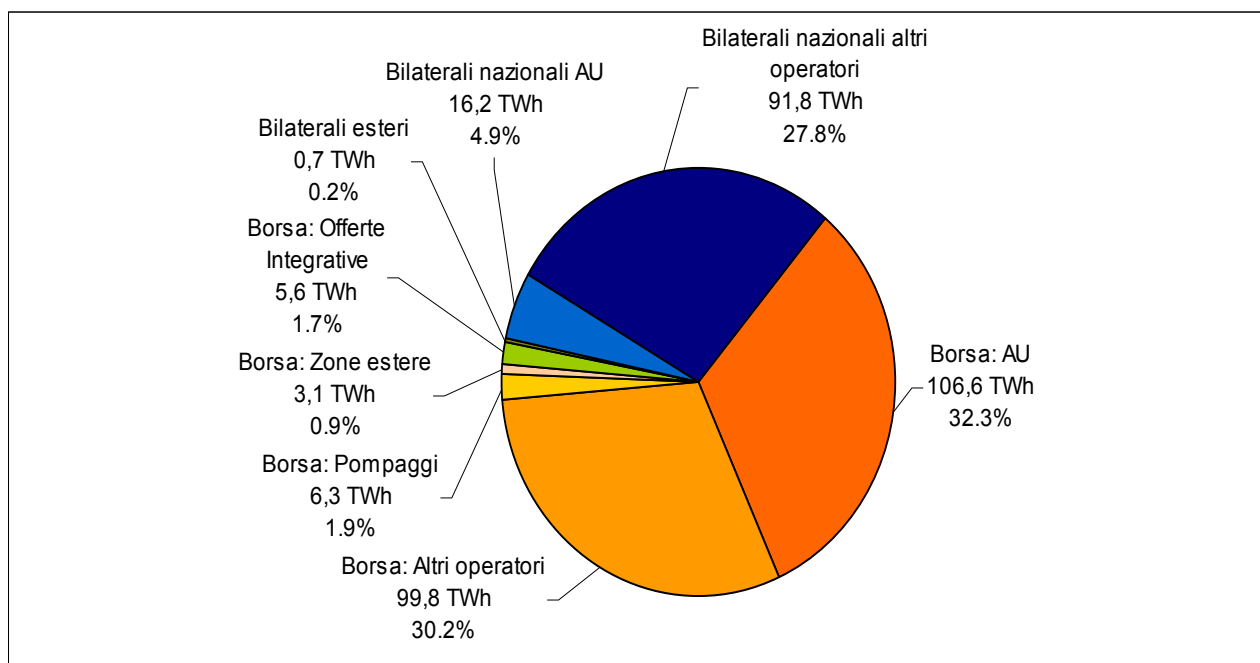
Il Mercato del Giorno Prima

La domanda di energia elettrica sul MGP nel 2007 è stata pari a 330 TWh, con una crescita dello 0,05% rispetto al 2006.

Le operazioni sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 221 TWh, in aumento del 12,6% rispetto all'anno precedente; di conseguenza risulta aumentata anche la liquidità media del mercato pari per il 2007 a 67,1% contro il 59,6% del 2006.

L'aumento della liquidità, che può essere interpretato come il segnale di maggiore competitività sulla borsa, è essenzialmente imputabile all'incremento delle transazioni sia dal lato vendita sia dal lato acquisto da parte di operatori non istituzionali (diversi dalla società Acquirente Unico Spa, dal GSE⁷ e da TERNA) che si concentrano soprattutto nel secondo semestre del 2007.

Figura 3.3 Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2007



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

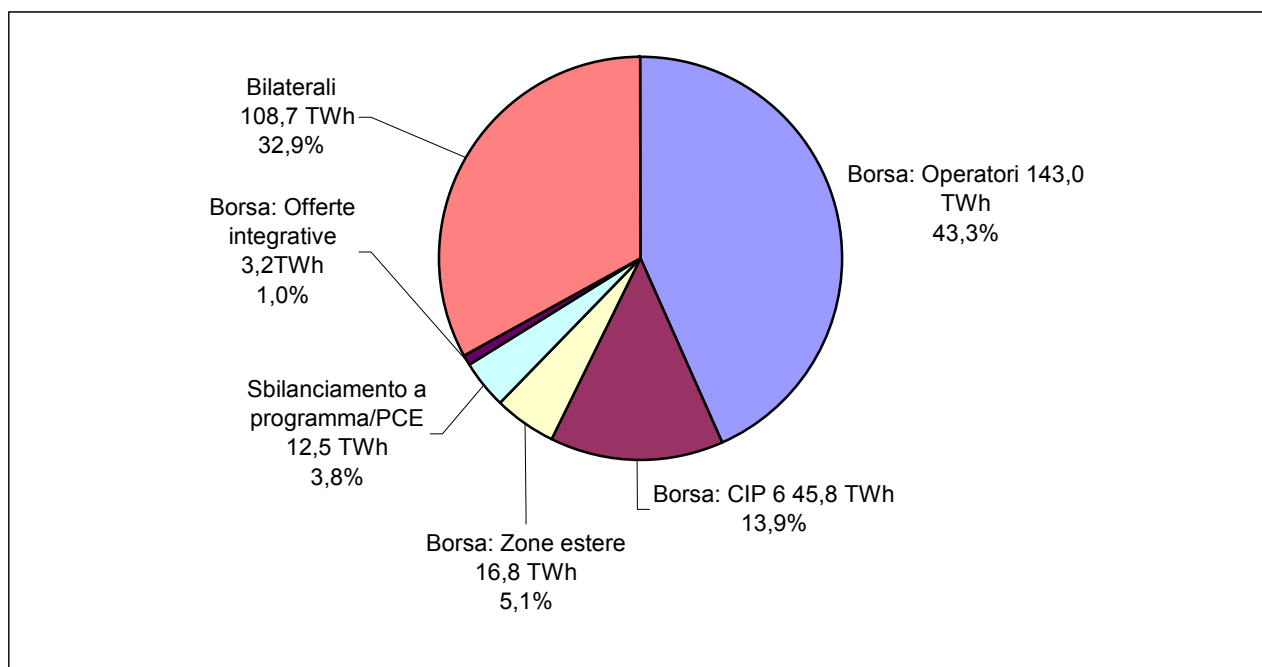
In ragione della progressiva contrazione del mercato vincolato e della completa liberalizzazione del settore della vendita dal 1° luglio 2007, la domanda espressa dalla società Acquirente Unico si è ulteriormente ridotta rispetto all'anno precedente del 19,4%. Questa tendenza è stata al contempo bilanciata da un sostanziale aumento della domanda da parte degli altri operatori che risulta essere pari a 99,8 TWh contro i 49,7 TWh dell'anno 2006.

La domanda sottostante i contratti bilaterali subisce una riduzione complessiva del 18,5% sul 2006 risultando pari a 108,7 TWh. Questa riduzione interessa in modo particolare le contrattazioni bilaterali con l'estero che risultano diminuite del 43,5% rispetto al 2006 e in misura solo relativamente minore i contratti bilaterali conclusi dall'Acquirente Unico (-22,2%) e quelli conclusi da operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico (-17,5%).

⁷ Il GSE (Gestore dei servizi elettrici Spa) è un'impresa a capitale pubblico (Ministero dell'economia) che si occupa di promozione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Controlla al 100% le società Acquirente Unico (AU) e la società Gestore del mercato elettrico (GME).

Per quanto riguarda le offerte in Borsa, si evidenzia una crescita del 15,7% rispetto al 2006 delle offerte degli operatori nazionali che, per l'intero 2007, ammontano complessivamente a 143 TWh. A ciò si aggiunge un'ulteriore crescita del peso dell'offerta estera complessivamente pari a 16,8 TWh, che si distribuisce in maniera omogenea nell'arco dei 12 mesi. Soltanto l'offerta da parte dei soggetti titolari di impianti CIP⁶⁸ presenta una lieve diminuzione per un totale di circa 3 TWh.

Figura 3.4 Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2007



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Le offerte integrative dal lato dell'offerta sono risultate pari a 3,2 TWh, in aumento del 4,7% rispetto al 2006. Le offerte dal lato domanda risultano essere pari a 5,6 TWh, in aumento di circa il 46,6% rispetto all'anno precedente.

Il Prezzo medio di acquisto nella borsa elettrica italiana (PUN) è stato pari a 70,99 €/MWh, in diminuzione di 3,8 €/MWh rispetto al 2006 (-5,0%).

La diminuzione del PUN verificatasi nei primi mesi nel 2007 è imputabile, in parte, al temporaneo allentamento delle tensioni sui mercati petroliferi internazionali nella prima parte dell'anno e al parallelo contenimento dei prezzi all'importazione del gas naturale in Europa. Un'ulteriore variabile di natura congiunturale, che si deve tener presente, è la diminuzione registrata dalla domanda (-4,4%) nel primo trimestre del 2007 rispetto al primo trimestre 2006.

Particolarmente rilevante è il picco raggiunto nel mese di novembre quando il prezzo medio d'acquisto ha toccato il massimo storico di 90,82 €/MWh (+22,7% rispetto al mese di novembre 2006) per effetto delle tensioni sui prezzi delle borse del Centro Europa. L'aumento del livello e della volatilità dei prezzi si è infatti concentrato nei giorni centrali

⁸ Impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili o assimilate per i quali è prevista un'incentivazione economica.

del mese, in corrispondenza del rilevante calo delle importazioni nette (che in alcune ore ha dato luogo a fenomeni di esportazione) dovuto agli alti prezzi registrati nelle borse europee limitrofe.

L'indice di concentrazione HHI a livello zonale, calcolato in relazione alle vendite effettive di energia e alle offerte di vendita (accettate e non accettate), mette in evidenza la presenza di criticità di natura strutturale, legate al livello di sviluppo della concorrenza dal lato dell'offerta. Tale dinamica è particolarmente visibile nelle macrozone diverse da quella Nord.

L'indice di operatore marginale evidenzia la presenza di un unico operatore per macrozona in grado di fissare il prezzo di borsa; si segnala un leggero miglioramento della situazione concorrenziale nel 2007 rispetto al 2006: infatti, mentre la percentuale dei volumi complessivamente scambiati su cui l'operatore marginale ha fissato il prezzo ha superato l'80% a livello nazionale in tutti i mesi dell'anno 2006, nell'anno successivo tale percentuale è scesa sotto l'80% in cinque mesi.

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 medio mensile ponderato è risultato abbastanza correlato rispetto al PUN. Il prezzo medio di acquisto, ponderato per le quantità scambiate, per l'anno 2007 è risultato pari a circa 69,36 €/MWh, inferiore del 2,3% rispetto al PUN. Rispetto all'anno 2006, il prezzo medio ponderato nel MA presenta un decremento pari all'8,2%. In media i volumi sono risultati pari al 3,9% della domanda complessiva sul MGP.

Nel 2007 nella Piattaforma di Aggiustamento dei Bilaterali (PAB), che consente la registrazione di scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica, sono stati complessivamente scambiati 3,3 TWh con un decremento rispetto all'anno precedente del 60,5%. Gli scambi hanno rappresentato l'1% dei volumi del MGP.

Il Mercato del Servizio di Dispacciamento

Con riferimento al MSD, gli acquisti *ex ante* a salire sono risultati pari a 14,6 TWh, in aumento del 19,8% rispetto al 2006. Le quantità vendute *ex ante* a scendere sono invece risultate pari a 12 TWh, in diminuzione del 15,8% rispetto all'anno precedente. Rispetto alle quantità complessivamente scambiate sul MGP, tali volumi hanno rappresentato rispettivamente il 4,4% e il 3,6%, con una marcata variabilità mensile. Le offerte a salire sono risultate maggiori in termini relativi nei mesi estivi di giugno e agosto (rispettivamente 5% e 5,6% della domanda mensile) e, similmente, le offerte a scendere hanno toccato il massimo in termini relativi nei mesi di giugno (4,3%) e luglio (3,9%).

Per quanto riguarda l'MSD *ex post* a salire, nel 2007 TERNA ha acquistato 9,3 milioni di MWh, in diminuzione del 15,3% rispetto all'anno precedente e pari al 2,8% dei volumi scambiati su MGP. Su MSD *ex post* a scendere TERNA ha venduto 10,7 milioni di MWh, in forte aumento rispetto all'anno precedente (+33,4%) e corrispondenti al 3,2% dei volumi su MGP.

Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel corso del 2007 si è registrata, rispetto all'anno precedente, un aumento dell'energia ceduta in Borsa, parallelamente ad una significativa diminuzione della quota di energia scambiata sulla base di contratti bilaterali nel MGP.

Nel complesso, l'energia approvvigionata tramite contratti bilaterali sul MGP è risultata pari a 108,7 TWh. Non sono disponibili informazioni di dettaglio sulla durata di tali contratti.

Tavola 3.16 Mercato dell'energia elettrica

TWh

	Contrattazioni su MGP			
		<i>di cui borsa</i>	<i>di cui bilaterali</i>	<i>di cui forward</i>
2002	-	-	-	-
2003	-	-	-	-
2004	231,6	67,3	164,3	-
2005	323,2	203,0	120,2	-
2006	329,8	196,5	133,3	-
2007	330,0	221,3	108,7	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

La diminuzione dell'energia scambiata tramite contratti bilaterali (-18.5%) è riconducibile ad un decremento dei volumi negoziati con l'estero (-43.5%) e in misura solo relativamente minore ai contratti bilaterali conclusi dall'Acquirente Unico (-22.2%) e a quelli conclusi da operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico (-17.5%).

Tavola 3.17 Contratti bilaterali sul MGP nel 2007

TWh

	2007	2006
Contratti bilaterali	108,7	133,3
Nazionali	108,0	132,0
<i>di cui Acquirente Unico</i>	16,2	20,8
<i>di cui altri operatori</i>	91,8	111,2
Esteri	0,7	1,3

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

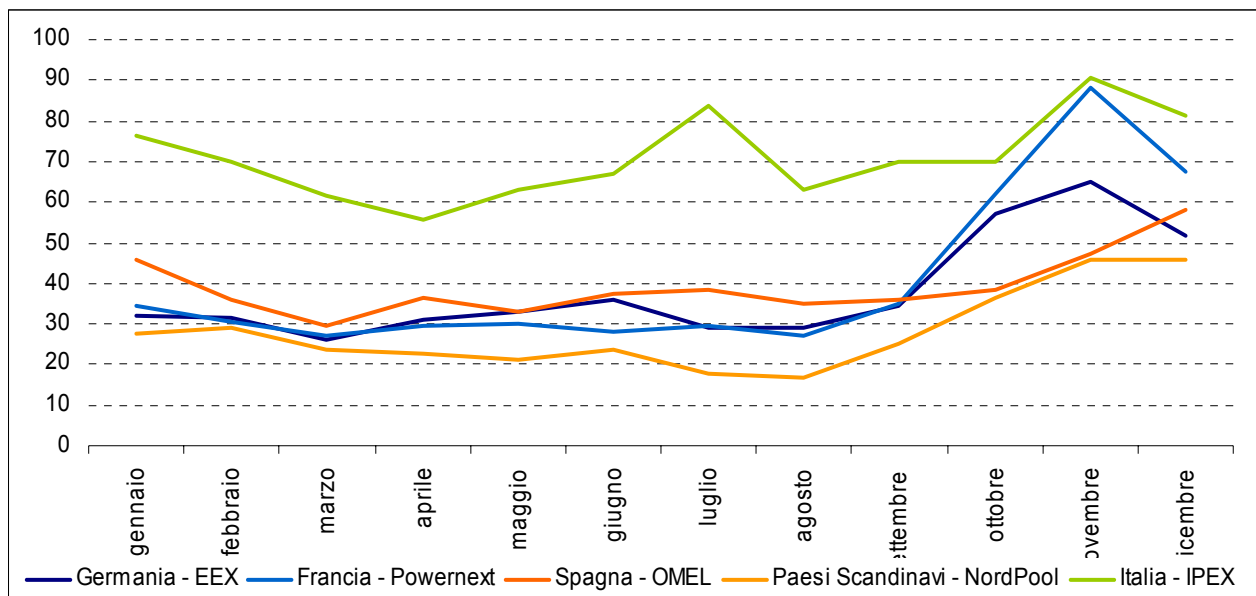
Il grado di integrazione del mercato italiano nel contesto europeo

In tema di integrazione tra il mercato italiano e i mercati dei paesi limitrofi, nel corso del 2007 si è confermato il sussistere di un rilevante differenziale di prezzo tra la Borsa elettrica italiana e le principali borse elettriche estere.

Il prezzo medio *baseload* dell'energia elettrica all'ingrosso è stato, infatti, pari a 38 €/MWh sulla borsa tedesca (EEX), 40,9 €/MWh sulla borsa francese (Powernext), 39,3 €/MWh sulla borsa spagnola (OMEL) e 27,9 sulla borsa scandinava (NordPool). Questi numeri si confrontano con i 71 €/MWh registrati sulla borsa italiana nel MGP.

Figura 3.5 Andamento dei prezzi dell'energia elettrica nelle principali borse europee nel 2007

Valori medi *baseload*; €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle borse elettriche europee.

Passando all'andamento mensile dei prezzi dell'energia elettrica nelle principali borse europee notiamo come nei primi mesi del 2007, in un contesto caratterizzato da minori tensioni sui mercati petroliferi e da livelli di fabbisogno relativamente contenuti per via del clima eccezionalmente mite, i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso abbiano presentato una tendenza al contenimento in tutti i paesi europei, Italia compresa. Nell'ultimo quadrimestre dell'anno i prezzi europei hanno invece ripreso a salire sulla scia degli aumenti del prezzo del petrolio.

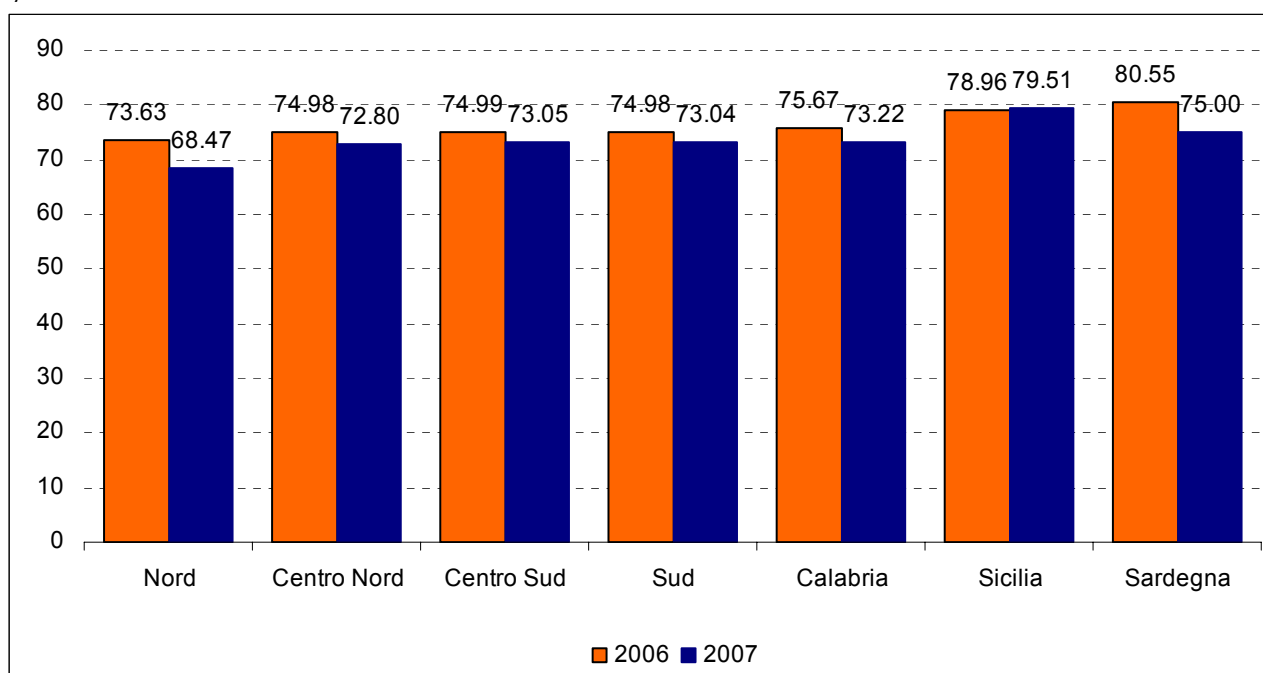
Il divario di prezzo dell'IPEX nei confronti delle altre borse europee ha determinato nel corso dell'anno considerevoli flussi di importazione concentrati nelle ore di picco in corrispondenza dei differenziali di prezzo più elevati.

Tale dinamica, complessivamente stabile in tutto il 2007, ha subito tuttavia un significativo ridimensionamento a partire dal mese di ottobre. Nel mese di novembre si è assistito a una crescita sostenuta del prezzo in Francia, Italia e Germania. In particolare si sono registrati prezzi su Powernext superiori a quelli rilevati su IPEX che hanno determinato un incremento dei flussi di esportazione, soprattutto nelle ore di picco, e una conseguente riduzione delle importazioni sia nelle ore piene sia nelle ore vuote. Il notevole aumento dei prezzi sul mercato elettrico francese è sostanzialmente imputabile all'ondata di scioperi che ha interessato anche il settore energetico e a un guasto in una centrale nucleare.

Per quanto riguarda i prezzi zionali di vendita, questi sono variati tra 68,47 €/MWh del Nord, che si è confermata la zona con i prezzi più bassi, e 79,51 €/MWh della Sicilia. Rispetto al 2006, i prezzi hanno avuto decrementi in linea con la variazione annuale del PUN, compresi tra il -7% del Nord e Sardegna e il -3% circa delle restanti macrozone, a eccezione della Sicilia dove si è verificato un incremento dello 0,7%.

Figura 3.6 Andamento dei prezzi zionali medi nel 2007

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

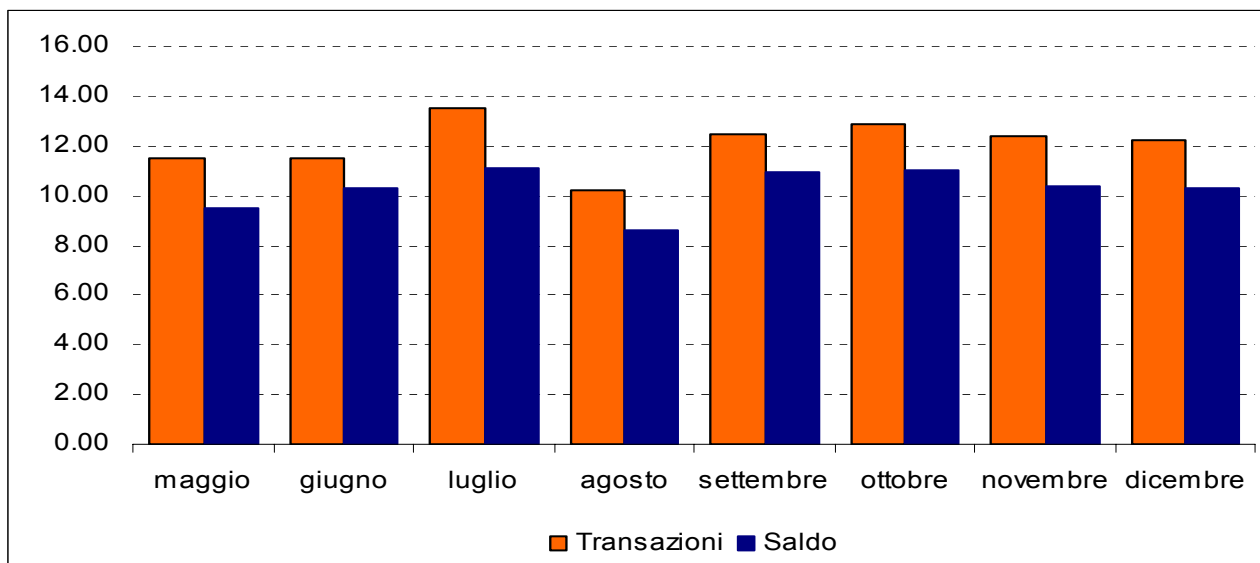
La Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)

La PCE è la nuova piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali sulla quale gli operatori possono registrare i dati di quantità e durata della consegna relativi ai contratti a termine con due mesi massimo di anticipo rispetto alla data di consegna fisica. In generale ciascun operatore dispone di uno o più conti energia in immissione e di uno o più conti energia in prelievo su ciascuno dei quali può registrare acquisti e vendite a condizione che il saldo netto risultante, a fronte della nuova registrazione, sia nel primo caso una vendita netta e nel secondo un acquisto netto. Il saldo del conto determina la quantità di energia che può essere consegnata/ritirata o venduta/acquistata sul MGP.

Con il mese di maggio è iniziata la consegna dei contratti a termine registrati a partire dal mese di aprile. I volumi scambiati nel corso dell'anno dimostrano l'ampio utilizzo da parte degli operatori delle flessibilità offerte dalla nuova piattaforma. Le transazioni complessive sono ammontate a 96,7 TWh a fronte di una posizione netta pari a 82,2 TWh.

Figura 3.7 Andamento delle transazioni sulla PCE nel 2007

TWh



Elaborazione AEEG su dati GME.

La PCE consente la registrazione di cinque tipologie di contratto di cui quattro standard (*baseload*, *peakload*, *offpeak*, *weekend*) e una non standard. Nel corso del 2007, in tutti i mesi dell'anno, il profilo di contratto maggiormente utilizzato è stato quello non standard, mentre tra i contratti standard il più diffuso risulta essere stato il *baseload*. Occorre infine precisare che contratti del tipo *weekend* sono stati sottoscritti soltanto nel mese di maggio.

Le operazioni di concentrazione nel settore dell'energia elettrica nel 2007

Nel corso del 2007 è proseguito il processo di concentrazione del settore, soprattutto nel mercato della distribuzione e vendita di energia elettrica.

L'operazione più importante è quella relativa alla costituzione del gruppo A2A, perfezionata tramite una fusione per incorporazione di Asm Brescia S.p.A. in Aem Milano S.p.A. nel dicembre 2007.

Così come previsto dal progetto di fusione approvato dalle Assemblee di ASM e di AEM il 22 ottobre 2007, gli effetti giuridici sono decorsi dal 1° gennaio 2008 e da tale data l'incorporante AEM S.p.A. ha modificato anche la propria denominazione sociale in A2A S.p.A.

Le due società avevano nel 2007 una potenza elettrica installata, di proprietà o in gestione diretta, pari a circa 3,4 GW; nello stesso anno hanno venduto 28 miliardi di kWh di energia elettrica e 4,6 miliardi di metri cubi di gas mentre hanno distribuito 12 miliardi di kWh di elettricità e 1,8 miliardi di metri cubi di gas.

In data 14 novembre 2007 Edison e Dolomiti Energia hanno sottoscritto un accordo per la costituzione di una impresa comune operante nel settore idroelettrico nella provincia di Trento. L'accordo prevede il conferimento, in una società a responsabilità limitata, dei rami d'azienda relativi a 3 centrali idroelettriche di proprietà di Edison per una potenza installata complessiva di circa 180 MW e una producibilità media di oltre 500 milioni di

kWh all'anno, e la successiva cessione del 51% del capitale della società a Dolomiti Energia. Edison manterrà il residuo 49% del capitale.

In data 6 dicembre 2007 Edison e Cofathec Servizi, società del Gruppo Cofathec, hanno firmato un accordo che prevede l'acquisizione da parte di Cofathec di sette centrali termoelettriche, operanti nell'ambito di convenzioni CIP6/92, per una capacità installata complessiva di circa 540 MW. Inoltre, Edison cederà direttamente a Cofathec Servizi la partecipazione del 70% nella società che controlla gli impianti di Boffalora (MI); per quanto riguarda la cessione della partecipazione del 70% nella società che controlla l'impianto di Celano (AQ), è stato esercitato il diritto di prelazione da parte dei soci di minoranza (Seci Energia Srl).

A livello europeo si ricorda l'operazione di acquisizione di Endesa da parte del gruppo Enel che ha avuto riflessi anche sulla struttura del mercato italiano. Infatti, nella primavera del 2007 l'italiana Enel e la spagnola Acciona hanno lanciato un'offerta pubblica di acquisto (OPA) sul 100% delle azioni di Endesa S.A. L'OPA si è conclusa positivamente lo scorso ottobre con l'acquisizione del controllo della società da parte di Enel e Acciona (92%, di cui il 67% in capo a Enel e il 25% in capo a Acciona). Contestualmente al lancio dell'OPA, Enel e Acciona hanno sottoscritto un accordo con E.On, azienda tedesca leader nel mercato europeo e già presente in Italia, con il quale si sono impegnate a cedere 10.000 MW ubicati in vari paesi, tra i quali l'Italia attraverso la cessione di Endesa Italia. Con la conclusione dell'OPA di Enel ed Acciona sul gruppo Endesa e nel rispetto degli impegni presi con la Commissione Europea in sede di valutazione antitrust, Enel e Acciona hanno nominato, a novembre 2007, una banca d'affari internazionale (ING) quale "Trustee" per Endesa Italia. La banca ha monitorato il rispetto degli obblighi assunti da Enel e Acciona. Fra questi, veniva previsto il mantenimento di una gestione indipendente di Endesa Italia. ING ha agito quindi per conto della Commissione Europea ed ha operato fino al momento dell'effettivo ingresso di Endesa Italia nel Gruppo E.On, avvenuto a fine giugno 2008.

Attività dell'Autorità in tema di sviluppo delle fonti rinnovabili, della generazione distribuita e della cogenerazione ad alto rendimento

L'Autorità, con la delibera 11 aprile 2007, n. 90, in attuazione del decreto 19 febbraio 2007 del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, ha definito le regole per l'avvio operativo del Conto energia ai fini di incentivare la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici. Tale meccanismo ha l'obiettivo di incentivare l'energia prodotta e di arrivare all'installazione di almeno 1200 MW.

In particolare, l'Autorità ha regolato le condizioni per la realizzazione di unità di produzione fotovoltaiche, in termini di connessioni alla rete elettrica e di misura dell'energia prodotta, ai fini dell'erogazione della tariffa incentivante. L'Autorità ha definito inoltre le condizioni e le modalità per l'ammissibilità al Conto Energia e per l'erogazione della tariffa e del premio, nonché gli obblighi da rispettare nella gestione dell'impianto ammesso agli incentivi e le modalità di raccolta delle risorse per l'erogazione degli incentivi e per la gestione delle attività previste dal decreto ministeriale 19 febbraio 2007. Tali disposizioni sono gestite operativamente dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), che ha attivamente collaborato con l'Autorità alla loro definizione.

L'Autorità ha definito inoltre delle regole per facilitare il ritiro dell'energia elettrica prodotta da unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili e da unità di produzione di media e piccola taglia connesse alla rete di distribuzione, garantendo ai produttori maggiori certezze e procedure semplificate (cosiddetto "ritiro dedicato"). In particolare, con la delibera 280/07 l'Autorità ha regolato le procedure per il ritiro dedicato dell'energia elettrica da parte del GSE. Il GSE, in tale ambito, riveste il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico, normato attraverso un'apposita convenzione. Le funzioni di ritiro fisico dell'energia elettrica, oltre che di rilevazione e registrazione delle misure, continuano ad essere svolte dal gestore di rete cui l'impianto è connesso. Il nuovo schema di ritiro dedicato è operativo dall'1 gennaio 2008.

Al fine di aggiornare il quadro regolatorio relativo alla generazione distribuita, l'Autorità, con la delibera 26 febbraio 2007, n. 40, ha avviato un procedimento per la valutazione dell'impatto sul sistema elettrico degli impianti di media e piccola taglia connessi alla rete di distribuzione. Nel medesimo contesto si collocano i successivi documenti di consultazione del 26 febbraio 2007, n. 9 e 10. Il documento per la consultazione n. 9/07, relativo alle condizioni tecnico-economiche per la connessione di impianti di generazione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi con tensione nominale minore o uguale ad 1 kV, muove dal crescente interesse verso lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e della cogenerazione basato su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia. Ciò si riflette nella necessità di ridefinire le condizioni tecnico-economiche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione in bassa tensione. Il documento per la consultazione n. 10/07 mira invece a fare chiarezza sull'aspetto della misurazione dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione, con particolare riferimento ai casi in cui la misurazione è funzionale all'attuazione di una disposizione normativa che ne prevede l'utilizzo esplicito, come nel caso degli impianti di produzione fotovoltaici ammessi al beneficio degli incentivi in conto energia o in caso di rilascio dei certificati verdi.

Infine, nel documento per la consultazione del 31 luglio 2007, n. 31 l'Autorità ha indicato i propri orientamenti circa la definizione della disciplina dello scambio sul posto⁹ per la cogenerazione ad alto rendimento, prefigurando un assetto di erogazione del servizio innovativo rispetto all'assetto precedentemente adottato per gli impianti fino a 20 kW alimentati da fonti rinnovabili.

3.2.2 Descrizione del mercato finale

Il comportamento di fronte alla liberalizzazione

Sulla base dei dati di consuntivo elaborati dal gestore della rete di trasmissione nazionale (TERNA), nel 2007 i volumi complessivamente venduti sul mercato finale della vendita sono stati pari a circa 298 TWh, mentre i consumi complessivi (inclusi gli autoconsumi)

⁹ Il servizio di scambio sul posto è la modalità che consente di operare un saldo netto (net metering) tra le immissioni in rete dell'energia elettrica prodotta dagli impianti e i prelievi di energia elettrica dalla rete in caso di non contemporaneità tra produzione e consumo e nei casi in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata coincidano. In pratica è come se venisse utilizzata la rete per "immagazzinare" l'energia elettrica immessa quando non ci sono necessità di consumo, "ri-prelevandola" dalla rete medesima quando serve.

sono ammontati a 319 TWh. La tavola 3.18 riporta la ripartizione di questi ultimi per settore finale di utilizzo.

Tavola 3.18 Ripartizione dei consumi nazionali per settore finale nell'anno 2007

TWh

Settore produttivo	2006	2007	Variaz. %
Industria	156,1	155,8	-0,2%
Terziario	88,3	90,3	2,3%
Domestici	67,6	67,2	-0,6%
Agricoltura	5,5	5,7	3,6%
Totale	317,5	319,0	0,4%

Fonte: TERNA.

Dal 1 luglio 2007 tutti gli utenti connessi in BT sono considerati liberi e quindi possono scegliere il proprio venditore e contrattare le condizioni di fornitura, fatto salvo il diritto per i clienti domestici e le piccole imprese di restare nel mercato tutelato e pagare le condizioni economiche definite dall'Autorità. Per ulteriori dettagli sulla completa liberalizzazione del settore *retail* si rinvia al paragrafo 3.1.1.

In ragione dei cambiamenti strutturali avvenuti nel corso dell'anno 2007, i consumi del mercato vincolato (comprensivo dei servizi di maggior tutela e di salvaguardia relativi al secondo semestre 2007), sulla base dei dati forniti dagli operatori all'Autorità, sono diminuiti del 13,7% rispetto all'anno precedente passando da 138,4 TWh a 119,4 TWh mentre i consumi sul mercato libero sono aumentati del 17,4%, essendo stati pari a 154,7 TWh nel 2006 e a 181,7 TWh nel 2007¹⁰.

Nell'ambito del mercato vincolato/di maggior tutela le vendite alla clientela domestica nel 2007 sono state pari a circa 62 TWh (un quinto dei volumi complessivamente forniti sul mercato *retail*) e hanno interessato oltre il 75% dei punti di prelievo (ovvero circa 27 milioni). E' trascurabile il numero di clienti domestici che nel secondo semestre 2007 si sono approvvigionati sul mercato libero (meno di 40.000 punti di prelievo calcolati con il criterio pro-die).

Il numero di operatori esercenti il servizio di maggior tutela nel secondo semestre 2007 risulta essere stato pari a 130; di questi, 120 risultavano essere anche distributori di energia elettrica e circa 100 anche esercenti il servizio di salvaguardia. Di questi ultimi circa una settantina hanno servito effettivamente i clienti ammessi a questo regime. Nel mercato libero invece il numero di società operanti nel segmento *retail* è stato pari a 135. Gli operatori (trader e/o società di vendita al dettaglio) collegati societariamente a un distributore di energia elettrica sono risultati 39 mentre 61 sono quelli collegati a un produttore di energia elettrica.

Con riferimento al mercato della maggior tutela (secondo semestre 2007) Enel Distribuzione si è confermata la prima società di vendita con una quota di mercato pari al

¹⁰ I volumi venduti nel mercato libero nel 2006 sono stati calcolati a partire dai dati forniti dai distributori mentre i volumi venduti nel 2007 sono stati elaborati sulla base dei dati forniti dai trader/società di vendita. I valori, in entrambi i casi, includono i cosiddetti regimi tariffari speciali pari a circa 5 e 6 TWh, rispettivamente nel 2006 e nel 2007.

78%. I tre principali operatori, Enel Distribuzione, AceaElectrabel Elettricità (11,1%) Aem Distribuzione Energia Elettrica (3,3%) coprono il 92,3% del mercato di maggior tutela.

Anche con riferimento all'erogazione del servizio di salvaguardia (secondo semestre 2007), Enel Distribuzione si rivela essere l'operatore con la maggiore quota di mercato (88,6%) seguito da AceaElectrabel Elettricità e Aem Distribuzione Energia Elettrica, le cui quote di mercato sono state nel 2007, rispettivamente, pari a 3,4% e 3,0%.

Il mercato della vendita ai clienti del mercato libero presenta un grado di concentrazione inferiore rispetto a quello della vendita sul mercato vincolato (tutelato e di salvaguardia). Infatti, la quota di mercato cumulata dei primi tre operatori è stata pari al 42,7% nel 2007.

Nel mercato *retail* complessivo (vincolato in senso lato e libero) i gruppi societari che nel 2007 hanno raggiunto una quota di mercato superiore al 5% sono tre: Enel (46%), Edison (7%) e AceaElectrabel (7%).

La tavola 3.19 evidenzia il dettaglio per tre classi di consumo.

Tavola 3.19 Mercato *retail*: quote di mercato dei primi tre operatori per classe di consumo

Classe di consumo annuale	N. operatori con quota di mercato > 5%	Quota di mercato cumulata primi tre operatori
< 50 MWh	2	84%
50 MWh – 2000 MWh	3	53%
> 2000 MWh	6	65%
Totale	3	60%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Considerando esclusivamente le vendite al mercato libero nel loro complesso, i gruppi con una quota di mercato maggiore o uguale al 5% sono risultati 5: Enel (24,7%), Edison (11,5%), Eni (6,7%), Axpo (5,9%) e AceaElectrabel (5,4%).

Nell'ambito delle indagini svolte annualmente dall'Autorità presso gli operatori, è stato rilevato con riferimento al 2007 un tasso annuale di *switching* pari a 1,9%, calcolato in termini di punti di prelievo. La tavola 3.20 evidenzia il dettaglio per classe di tensione. La metodologia utilizzata nel calcolo tiene conto del numero di clienti che erano già sul mercato libero e hanno cambiato fornitore e dei clienti che sono passati dal mercato vincolato (tutelato/di salvaguardia) al libero e viceversa mentre sono esclusi dal calcolo i punti di prelievo che hanno formalmente cambiato fornitore restando però legati al gruppo iniziale di appartenenza.

Tavola 3.20 Tassi di *switching* nel 2007 degli utenti finali

Classe di tensione	Tasso di <i>switching</i> (punti di prelievo)
BT	1,9%
MT	22,6%
AT	28,2%
Totale	1,9%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Le tariffe elettriche finali

A fine di rendere la struttura tariffaria applicata ai clienti domestici compatibile con la liberalizzazione in atto, l'Autorità ha definito una 'tariffa di transizione' per l'energia elettrica, da applicare a tale clientela a partire dal 1 luglio 2007, in attesa della definizione del futuro assetto tariffario comprensivo della tariffa sociale. Tale 'tariffa di transizione' ha rappresentato il primo passo di un più ampio processo di revisione dell'intero sistema tariffario che coinvolge anche la ridefinizione dei meccanismi di tutela destinati alle utenze domestiche che versano in condizioni di disagio. Su questi temi l'Autorità ha pubblicato, nel corso del 2007, tre documenti di consultazione. Alla fine dello scorso anno il Governo ha definito il quadro normativo primario di riferimento per la tutela dei clienti vulnerabili che diventerà operativo nel 2008 con appositi provvedimenti dell'Autorità.

I prezzi dell'energia elettrica, pagati nel 2007 dai consumatori-tipo definiti in base alla metodologia di rilevazione dei prezzi utilizzata da Eurostat fino a giugno 2007, e la loro scomposizione, sono illustrati nella tavola 3.21.

Tavola 3.21 Tariffe elettriche finali

Anno 2007, €/MWh

Cliente tipo (definizione Eurostat)	Dc	Ib	Ig
Prezzo dell'energia elettrica ^(A)	83.25	96.59	87.62
Tariffe di trasmissione e distribuzione ^(B)	75.13	45.91	9.48
Perdite di rete	9.32	4.93	4.47
Oneri regolatori ^(C)	17.75	21.00	17.66
Imposte (accise e IVA)	47.95	27.47	9.07
TOTALE PREZZO AL LORDO DELLE IMPOSTE (Eurostat)	233.40	195.90	128.30

Note:

- A) I costi per i servizi ancillari di generazione e la perequazione dei costi di generazione sono inclusi nel prezzo dell'energia elettrica. La voce comprende anche i servizi di commercializzazione della vendita.
- B) 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.
- C) 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.

Il prezzo relativo al consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 3500 kWh (Dc) è la media aritmetica della tariffa in vigore il 1 gennaio 2007 e del prezzo del servizio di maggior tutela in vigore al 1 luglio 2007. In entrambi i casi, per la parte energia, si tratta di prezzi stabiliti dall'Autorità sulla base dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente unico, il soggetto a cui è stato affidato per legge il compito di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato fino al 30 giugno 2007 e ai clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela dal 1 luglio 2007. Per i consumatori non domestici (Ib e Ig) con consumi annui, rispettivamente, pari a 50 MWh e 24000 MWh, i prezzi riportati nella tavola 3.21 si riferiscono, per la parte energia, alle medie aritmetiche delle tariffe in vigore il 1 gennaio 2007 nel mercato vincolato e dei prezzi di salvaguardia al 1 luglio 2007, definiti transitoriamente dall'Autorità con riferimento al periodo luglio-settembre 2007 per gli esercenti che, per tale servizio, hanno continuato ad approvvigionarsi tramite l'Acquirente Unico. Con riferimento all'anno 2008 i prezzi finali

saranno invece rilevati secondo la nuova metodologia approntata da Eurostat e terranno pertanto conto anche dei prezzi che si formano sul mercato libero. Si segnala, inoltre, che il prezzo al netto delle imposte pubblicato da Eurostat è da intendersi non solo al netto delle accise e dell'IVA ma anche al netto degli oneri regolatori.

Reclami, segnalazioni

L'attività di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni, provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori, ha visto un forte aumento del trend di crescita già evidenziato negli anni precedenti. Nel periodo compreso tra il 1 aprile 2007 e il 31 marzo 2008, a fronte di un totale di 4.306 comunicazioni inoltrate all'Autorità, 2.776 (64% del totale) hanno interessato il settore elettrico. Delle comunicazioni pervenute il 93% sono reclami, il 4% richieste d'informazione e il restante 3% segnalazioni.

Un'analisi più particolareggiata mostra come le comunicazioni abbiano riguardato, nello specifico, fatturazione (33,4%), interpretazione e applicazione di clausole contrattuali (17,2%), qualità commerciale (1,8%), problematiche attinenti al mercato (15,0%), qualità della fornitura, tensione e interruzione (9,6%), allacciamenti (9,0%), tariffe (4,9%), contatori (2,6%), distacchi (1,6%), bollette e loro trasparenza (1,3%), misura (0,4%).

Tavola 3.22 Argomenti delle comunicazione ricevute dall'Autorità negli ultimi due anni

Argomenti	Aprile 2006 – Marzo 2007		Aprile 2007 – Marzo 2008	
	Numero	%	Numero	%
Interruzioni e tensione	215	17,1	267	9,6
Allacciamenti	135	10,7	250	9,0
Fatturazione	408	32,4	926	33,4
Contratti e qualità commerciale	179	14,2	528	19,0
Misura	21	1,7	12	0,4
Tariffe	36	2,9	135	4,9
Bollette	17	1,4	37	1,3
Mercato	81	6,4	418	15,0
Contatori	47	3,7	72	2,6
Distacchi	43	3,4	45	1,6
Altro	75	6,0	86	3,1
TOTALE	1257	100,0	2776	100,0

Fonte: Elaborazione e dati AEEG.

Nell'ambito dei servizi di distribuzione e di vendita di energia elettrica, si rileva un notevole incremento rispetto al periodo precedente delle comunicazioni relative alle tariffe, alle interruzioni/tensione di fornitura e agli allacciamenti. Marcati aumenti si registrano anche per le comunicazioni relative alla fatturazione (specialmente per conguagli elevati relativi a punti di prelievo non letti da tempo, spesso a seguito di sostituzione dei misuratori elettromeccanici, e per doppia fatturazione) e alle problematiche contrattuali. E' altresì notevolmente cresciuto il numero delle comunicazioni riguardanti gli aspetti dell'attività di vendita del mercato libero, favorite

dell'aumento del numero di procedure di *switching* e di cambio del fornitore, in conseguenza della avvenuta totale liberalizzazione del mercato dal 1 luglio 2007.

Infine, si segnala che le comunicazioni con minore incidenza numerica rappresentano il 3,1% sul totale di quelle riguardanti il settore e sono ricomprese nella categoria "altro". In tale gruppo sono confluite le comunicazioni aventi ad oggetto problemi sulla rete elettrica, sicurezza, qualità tecnica, call center, furto di energia, imposte e morosità.

3.2.3 Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante

Nel corso del 2007 è proseguita l'attività dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas volta a promuovere la concorrenza nel mercato all'ingrosso.

Particolare attenzione è stata riservata alla procedura di assegnazione dei *Virtual Power Plant* (VPP) in capo a Enel Produzione.

L'Autorità fin dal 2005, con la delibera n. 212/05, ha proposto l'adozione dei VPP, prevedendo l'imposizione di un obbligo temporaneo, in capo alla suddetta società, 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 1000 MW nella macrozona Sud e 1000 MW per il 2008. 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 orario 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 3.23 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.

Anche per l'anno 2008, è stata presentata una procedura di assegnazione di capacità produttiva virtuale il cui esito viene riportato nella tavola 3.24. Per il contratto baseload il prezzo *strike* di assegnazione è stato di 76 €/MWh, per quello peakload 108,65 €/MWh e infine di 57,8 €/MWh per quello offpeak.

Tavola 3.24 Risultati dell'assegnazione di capacità virtuale per il 2008

Prodotto	Operatori offerenti	Numero bande richieste	Operatori assegnatari	Numero bande assegnate
Contratto baseload (dalle 0 alle 24 di tutti i giorni)	31	1.961	21	100
Contratto peakload (dalle 8 alle 20 dal lunedì al venerdì)	29	1.029	16	50
Contratto offpeak (nelle ore residue)	25	865	17	50

Fonte: Enel.

L'Autorità ha inoltre avviato diverse iniziative volte ad assicurare un sufficiente livello di trasparenza e concorrenzialità nella fase di vendita dell'energia in vista della completa apertura del mercato elettrico, prevista per l'1 luglio 2007. L'obiettivo dell'Autorità è di mettere i clienti finali, in particolare i clienti domestici, nelle condizioni di poter scegliere il proprio fornitore in modo consapevole, garantendo inoltre l'affidabilità delle società di vendita di energia elettrica.

Oltre al Codice di condotta commerciale e alle Schede di confrontabilità dei prezzi, l'Autorità intende sviluppare ulteriori strumenti per aiutare i clienti finali a confrontare le offerte di vendita presentate dagli esercenti (per esempio, motori di calcolo della spesa annua del cliente, indici sintetici, siti indipendenti per il confronto delle offerte di vendita).

Con la delibera 19 marzo 2007, n. 61, l'Autorità ha inoltre avviato un procedimento finalizzato a definire delle direttive per lo svolgimento dell'attività di vendita. Tali direttive punteranno a tutelare i consumatori garantendo loro, nei rapporti con i venditori, un livello adeguato di potere contrattuale e di informazioni; quest'ultime dovranno riguardare anche le caratteristiche dei venditori, nonché la chiarezza delle loro offerte. In particolare l'Autorità intende:

- imporre obblighi informativi minimi a capo delle società di vendita di energia;
- introdurre un apposito albo degli esercenti l'attività di vendita di energia al dettaglio, definendo nel contempo i requisiti minimi che gli operatori devono rispettare per poter iscriversi all'albo;
- assicurare un'ampia conoscenza, da parte dei clienti finali, delle società operanti nella fase di vendita, attraverso la pubblicazione dell'elenco delle società incluse nell'albo predisposto dall'Autorità.

4 REGOLAMENTAZIONE E PERFORMANCE DEL MERCATO DEL GAS NATURALE

4.1 Regolamentazione

4.1.1 Sguardo generale

Considerati i tardivi progressi nel potenziamento delle infrastrutture per l'importazione del gas naturale (rigassificatori compresi), l'Italia è ancora ben lontana da quell'assetto virtuoso nel quale l'offerta di capacità possa sopravanzare il crescente fabbisogno. La disponibilità di capacità infrastrutturale abbondante è una condizione necessaria, anche se non sufficiente, per guardare a un mercato vero e per garantire sicurezza; sicurezza e concorrenza vanno di pari passo e oggi, per il sistema nazionale gas, entrambe sono al di sotto dei livelli desiderabili.

Per facilitare lo sviluppo del sistema infrastrutturale di trasporto e stoccaggio gas è stata attivata la regolazione incentivante, ma l'attuale situazione conferma la necessità di sostenere ogni azione che consenta di accelerare i progetti di sviluppo, fra i molti pur avviati o semplicemente avanzati: gasdotti, rigassificatori (particolarmente importanti anche per la diversificazione degli approvvigionamenti) e stoccaggi.

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.

Nel mercato all'ingrosso, nonostante fin dal 2004 l'Autorità, mediante la delibera n. 22/04, avesse prefigurato un percorso che vedeva la realizzazione di un mercato del bilanciamento e di una borsa del gas, il persistere di una forte posizione dominante da parte dell'*incumbent* ne ha finora ostacolato la realizzazione.

A tutt'oggi manca, dunque, una piattaforma organizzata per la negoziazione centralizzata del gas e gli strumenti di negoziazione esistenti sono oggi basati unicamente su scambi OTC, sebbene di recente l'Autorità abbia pubblicato un documento per la consultazione (DCO 21/08) in cui ha posto le basi per la creazione di una borsa anche in vista dei nuovi flussi di gas attesi per il prossimo futuro (si pensi agli 8 G(m³) dal Qatar che alimenteranno il nuovo terminale GNL di Rovigo, il gas proveniente dai potenziamenti dei gasdotti TTPC dall'Algeria e TAG per il gas russo, nonché i numerosi progetti di importazione). D'altro canto è difficile sviluppare una vera borsa del gas in un mercato in cui l'operatore dominante controlla la stragrande maggioranza di tutte le importazioni.

Nel mercato al dettaglio, una recente legge ha sostanzialmente confermato l'assetto di tutele, in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale, definito dall'Autorità già a partire dal 2003. L'attività di regolazione ha puntato alla promozione di un contesto normativo tale da garantire parità di condizioni tra i venditori in concorrenza fra loro, così da rendere le scelte del consumatore sempre più informate e consapevoli.

Nel 2007, hanno avuto successo le procedure concorsuali relative alla selezione del fornitore di ultima istanza, per garantire, similmente a quanto previsto nel settore elettrico, continuità di fornitura a clienti finali che si trovassero temporaneamente senza fornitore.

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 2007-2008 e quelli dell'anno termico avviato.

Rispetto alle capacità¹¹ messe a disposizione nell'anno termico precedente, a inizio dell'anno termico 2007-2008 si nota una significativa variazione di capacità conferibile al punto di Mazara del Vallo, dove si registra un aumento di 4,9 M(m³)/giorno a seguito dell'entrata in esercizio dei metanodotti Mazara-Menfi, Montalbano-Messina e del potenziamento della centrale di Enna. Tali potenziamenti sono stati resi necessari dall'incremento della capacità del gasdotto proveniente dall'Algeria di 6,5 G(m³), di cui 3,2 operativi dal 1 aprile 2008 e i restanti 3,3 in esercizio dal 1 ottobre 2008.

Le capacità di trasporto relative agli altri punti di entrata sono in linea con quelle pubblicate lo scorso anno.

Tavola 4.1 Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2007-2008

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	VALORI A INIZIO ANNO TERMICO				VALORI AL 30/06/2008	
	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE (%)	CONFERITA	SATURAZIONE (%)
Passo Gries	58,0	52,8	5,2	91,0%	58,0	100,0%
Tarvisio	100,9	84,9	16,0	84,1%	92,6 ^(C)	91,8%
Mazara del Vallo	90,0 ^(A)	69,2 ^(A)	20,8	76,9%	88,0	97,8%
Gorizia ^(B)	2,0	0,0	2,0	0,0%	0,5	25,0%
Gela	25,6	21,9	3,7	85,5%	25,6	100,0%
TOTALE	276,5	228,8	47,7	82,7%	264,7	97,5%

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

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

(C) Capacità massima conferita nel mese di dicembre 2007.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2007-2008 mostrano come la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata conferita ad inizio anno termico per quasi l'83% a 50 soggetti.

¹¹ È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. La capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries). In particolare Snam Rete Gas ha valutato i massimi quantitativi che possono essere immessi sulla rete da ciascun punto di entrata senza che siano superati i vincoli minimi di pressione nei vari punti del sistema, e senza superare le prestazioni massime degli impianti. Ciò al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico.

Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, la quota di capacità complessivamente conferita sulla conferibile aumenta di circa 15 punti percentuali.

Nell'anno termico precedente, 2006-2007, 29 soggetti avevano richiesto capacità continua e 4 interrompibile presso i punti di entrata della rete nazionale e le capacità richieste sono state interamente soddisfatte.

Non è riportato in tabella il punto di entrata di Panigaglia, la cui capacità conferibile giornaliera, pari a 13 M(m³)/giorno, in base alle procedure attuali è assegnata all'operatore del terminale di Panigaglia, GNL Italia, 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

Tavola 4.2 Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2008-2009 al 2013-2014

M(m³) standard per giorno

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

Fonte: Snam Rete Gas.

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

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*). L'impresa di trasporto conferisce nel corso dell'anno termico la capacità che risulti o si renda disponibile, 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.

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).

Inoltre, come anticipato lo scorso anno, con delibera 2 luglio 2007 l'Autorità ha modificato la disciplina del conferimento della capacità di trasporto introducendo i conferimenti infrannuali, nell'intento di consentire la massimizzazione delle importazioni, specie nei periodi critici per l'approvvigionamento del sistema e la loro flessibilizzazione. L'impresa di trasporto può effettuare i conferimenti infrannuali con i seguenti criteri e modalità:

- all'inizio dell'anno termico, contestualmente all'assegnazione della capacità di trasporto di durata annuale e con decorrenza a partire dall'inizio dell'anno termico, ovvero con decorrenza ad anno termico avviato, nel solo caso di contratti pluriennali il cui inizio è previsto in corso d'anno termico;
- in corso di anno termico, con decorrenza a partire dal mese successivo al mese in cui è effettuato il conferimento;
- nel rispetto di un ordine di priorità che privilegia i conferimenti di maggiore durata;
- per una durata complessiva del conferimento non eccedente la durata dei contratti di importazione;
- considerando inclusi nella durata di un contratto di importazione i mesi all'interno dei quali ricadono la data di decorrenza e/o di conclusione del medesimo contratto.

I conferimenti infrannuali e di durata non superiore all'anno sono infatti strettamente legati alle effettive disponibilità di gas estero in considerazione dell'attuale momento di carenza delle infrastrutture di importazione e in coerenza con le misure di massimizzazione delle importazioni che potrebbero essere richieste dal Ministero per lo sviluppo economico nei casi di emergenza del sistema nazionale.

È prevista inoltre la possibilità di conferimenti di capacità interrompibile per i casi di capacità conferita e non nominata.

In previsione di eventuali emergenze invernali, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico sullo schema di decreto recante le misure di massimizzazione delle importazioni di gas naturale e di riempimento degli stoccaggi ai fini della sicurezza del sistema del gas per il ciclo invernale 2007-2008 (delibera n. 202/07), suggerendo che il decreto individui esplicitamente il soggetto preposto a compiere la valutazione della sussistenza delle cause di provata forza maggiore che, se accertate, autorizzano il ricorso allo stoccaggio strategico in caso di mancato utilizzo della capacità conferita e conseguenti mancate importazioni; e che tale soggetto, coerentemente con la normativa in vigore per le autorizzazioni per l'utilizzo dello stoccaggio strategico, sia individuato nello stesso Ministero dello sviluppo economico.

Il ministero è quindi intervenuto con decreto del 30 agosto 2007; il provvedimento, per il periodo dal 5 novembre 2007 al 31 marzo 2008, pone in capo alle imprese titolari di capacità di trasporto di gas naturale a ogni punto di entrata della rete nazionale di trasporto del gas naturale interconnesso con l'estero, l'obbligo di massimizzare le immissioni complessive di gas in rete, utilizzando completamente la capacità di trasporto, tenuto conto dei volumi massimi consentiti dai contratti di importazione e della loro gestione. I quantitativi di gas che dovessero complessivamente risultare non importati per il mancato utilizzo della capacità conferita, sono considerati quali prelievi virtuali non autorizzati dallo stoccaggio strategico e quindi pagati in base a un apposito corrispettivo.

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 la normativa relativa ai contratti di trasporto e alle tariffe non prevede condizioni specifiche per i transiti; i volumi destinati al transito in Italia sono, tuttavia, limitati.

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, seppure il numero delle imprese di trasporto sia lievemente aumentato in seguito alla riclassificazione di alcune reti da reti di distribuzione a rete di trasporto. La rete di trasporto gas, suddivisa in rete nazionale e rete regionale, fa capo a un ristretto numero di imprese: 2 per la rete nazionale e 7 per la rete regionale. Il principale operatore di trasporto, Snam Rete Gas Spa, possiede 31.082 km di rete sui circa 32.900 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è la Società Gasdotti Italia Spa, che gestisce 1.263 km di reti (di cui 120 sulla rete nazionale). Vi sono poi altri 5 operatori minori (Retragas Srl, Metanodotto Alpino Srl, Carbotrade Spa, Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Netenergy Service Srl) che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

L'attività del trasporto è normata da codici di rete predisposti dalle imprese di trasporto sulla base dei criteri stabiliti dal regolatore e da esso approvati. 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 naturale, nel corso del 2007, è proseguito il processo di concentrazione proprietaria che ha caratterizzato questi ultimi anni. Tuttavia la proprietà della rete di distribuzione rimane frammentata tra circa 300 distributori (erano circa 430 nel 2005), con il gruppo Eni che controlla una quota pari a circa il 26,1% del mercato (in termini di volumi venduti).

L'estensione delle reti di distribuzione nelle regioni italiane è illustrata nella tavola 4.4.

Tav. 4.4 Estensione delle reti di distribuzione nell'anno 2007

km

REGIONE	ESTENSIONE RETE		
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE
Val d'Aosta	0,3	165,5	191,7
Piemonte	107,7	11.295,2	10.871,4
Liguria	57,4	1.874,8	4.114,8
Lombardia	98,2	13.561,2	30.224,8
Trentino Alto Adige	185,0	1.975,9	1.948,2
Veneto	225,2	10.723,8	17.466,4
Friuli Venezia Giulia	5,1	1.890,2	4.469,8
Emilia Romagna	372,2	15.615,7	11.929,2
Toscana	201,1	5.723,8	8.914,0
Lazio	178,7	6.445,1	7.340,1
Marche	31,5	4.070,0	4.297,1
Umbria	105,1	1.734,2	3.062,7
Abruzzo	1,4	3.850,1	4.435,3
Molise	5,2	967,3	981,9
Campania	17,4	3.276,2	7.157,8
Puglia	89,6	2.916,7	7.383,9
Basilicata	0,8	763,4	1.508,0
Calabria	35,7	2.013,3	3.242,5
Sicilia	62,4	3.505,9	7.279,9
Non in funzione	6,9	179,5	174,6
Totale	1.787,0	92.548,0	136.994,2

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2004 l'Autorità ha disciplinato le condizioni di accesso ed erogazione del servizio di distribuzione del gas naturale, disponendo tra l'altro che le imprese di questo segmento devono operare in base a un Codice di rete. Nel 2006 l'Autorità ha predisposto un Codice di rete tipo. Da allora, tutte le imprese di distribuzione devono predisporre un proprio Codice di rete scegliendo tra adottare la disciplina prevista dal Codice di rete tipo o trasmettere all'Autorità, per la sua approvazione, una proposta di Codice redatta comunque sulla base del Codice tipo. Nel corso del 2007 è stato approvato il Codice di rete della più importante impresa di distribuzione, la Società Italiana per il Gas Spa (Italgas)

del gruppo Eni, e sono stati effettuati aggiornamenti e modifiche ai codici di altre imprese di distribuzione.

Nel dicembre 2007 l'Autorità ha modificato e integrato alcune parti del Codice di rete tipo riguardanti soprattutto le letture.

Tavola 4.5 Regolazione delle società di trasmissione e distribuzione

	Numero di società regolate	Tariffe di rete stimate ^(A) Euro/m ³		
		I4 (418600 GJ)	I1 (418,6 GJ)	D3 (83,7GJ)
Trasmissione	2+5	0,0177 ^(A)	0,0280 ^(B)	0,0305 ^(C)
Distribuzione ^(D)	338	-	0,0552	0,0801

(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, nell'agosto 2007, prima dell'inizio del nuovo anno termico, l'Autorità ha approvato i valori dei corrispettivi di trasporto per l'anno termico 2007-2008 definiti dalle imprese sulla base dei criteri tariffari individuati all'inizio del periodo regolatorio dall'Autorità stessa.

Come accennato più sopra, il numero delle imprese di trasporto è aumentato in seguito alla riclassificazione di alcune reti da reti di distribuzione a reti di trasporto; conseguentemente, in esito alla verifica delle informazioni pervenute, con delibera 2 agosto 2007, n. 205, l'Autorità ha approvato le tariffe di trasporto delle società Carbotrade Spa, Consorzio della Media Valtellina, Edison Stoccaggio Spa, Netenergy Service Srl, Retragas Srl, Società Gasdotti Italia Spa e Snam Rete Gas Spa, e Metanodotto Alpino Srl.

L'Autorità, sempre con la delibera n. 205/07, ha ritenuto necessario prevedere transitoriamente per l'anno termico 2007-2008 l'introduzione di un corrispettivo tariffario unitario integrativo CV^F, addizionale al corrispettivo unitario variabile, per il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti dall'impresa di trasporto in merito all'acquisto del gas per la compressione e le perdite di rete. L'Autorità non ha però ancora quantificato tale corrispettivo in quanto è in corso una verifica complessiva della equazione di bilanciamento della rete di trasporto, poiché, nel triennio appena trascorso, sono emersi alcuni elementi di incongruenza.

I nuovi livelli tariffari per il servizio di rigassificazione del GNL dell'unico terminale operante in Italia, situato in Liguria e gestito dalla società GNL Italia Spa (interamente di proprietà del gruppo Eni), si sono determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che la società ha presentato sulla base dei criteri stabiliti dalla delibera 4 agosto 2005, n. 178.

Il 30 settembre 2008 terminerà il secondo periodo regolatorio delle tariffe di rigassificazione stabilito con la delibera n. 178/05.

Pertanto, nel settembre 2007, l'Autorità ha avviato il procedimento per la regolazione delle tariffe di rigassificazione nel terzo periodo regolatorio, che andrà dall'ottobre 2008 al settembre 2012. In un'ottica di stabilità regolatoria, tra i principali interventi di revisione della disciplina tariffaria disposti con la delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08 si evidenziano i seguenti:

- la sostituzione dell'attuale fattore correttivo con un fattore di garanzia che assicuri all'impresa una quota dei propri ricavi e la cui copertura avvenga tramite il sistema tariffario del trasporto;
- l'applicazione del criterio del *profit sharing*, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, una quota parte dei maggiori recuperi di produttività realizzati nel corso del precedente periodo di regolazione;
- l'applicazione del recupero di produttività alle sole componenti del vincolo dei ricavi relative ai costi operativi, escludendo gli ammortamenti dall'ambito di applicazione del *price cap*;
- l'applicazione per i nuovi terminali di un recupero di produttività nullo e, per i terminali esistenti, di un recupero di produttività che permetta il riassorbimento del *profit sharing* riconosciuto alle imprese in otto anni;
- la disposizione di una ripartizione dei ricavi tale per cui nella componente *commodity* confluisca la quota di ricavo riconducibile ai costi operativi e nella componente *capacity* confluiscono le quote di ricavo riconducibili al capitale, prevedendo che detta componente non possa assumere una percentuale inferiore al 90% dei ricavi riconosciuti;
- la conferma della disciplina incentivante relativa ai nuovi investimenti anche tramite l'introduzione di meccanismi di efficientamento e riduzione dei costi;
- la possibilità di definire, nel caso in cui vengano enucleati i costi sottostanti dai costi riconosciuti per il servizio di rigassificazione, tariffe per l'erogazione di eventuali ulteriori servizi associati ma non ricompresi nel servizio di rigassificazione offerti dall'impresa.

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.

Con il 30 settembre 2008 si concluderà il secondo periodo di regolazione anche per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, attualmente disciplinati dalla delibera 29 settembre 2004, n. 170. Il secondo periodo di regolazione è stato caratterizzato da un forte contenzioso amministrativo, che ha generato costanti incertezze sui valori definitivi delle tariffe per il servizio di distribuzione; solamente con l'approvazione delle tariffe per l'anno termico 2007-2008, avvenuta nel corso del 2007, si è riusciti ad approvare, con sufficiente tempestività, le tariffe del servizio per la maggior parte dei distributori.

Data l'imminente conclusione del secondo periodo regolatorio, nel settembre 2007 è stato avviato un procedimento per la predisposizione delle nuove regole. Le proposte, sottoposte come di consueto a consultazione, prospettano una netta cesura con la disciplina in vigore nel primo e nel secondo periodo di regolazione, nell'auspicio che la discontinuità rispetto al passato e l'approdo verso un nuovo assetto regolatorio possano favorire una riduzione del contenzioso e quindi dare maggior certezza a clienti e operatori.

Le principali direttrici di riforma dell'attuale impianto regolatorio sono:

- la revisione dei criteri di determinazione del capitale investito riconosciuto ai fini regolatori;
- la disaggregazione dei vincoli ai ricavi ammessi in una parte centralizzata per impresa e una parte riferita alla località, al fine di garantire la massima flessibilità nel cambiamento di gestore;
- la revisione degli ambiti territoriali per l'applicazione delle tariffe e l'introduzione di meccanismi di perequazione per permettere una maggiore uniformità tariffaria a livello territoriale;
- la revisione della struttura tariffaria e la riduzione dell'impatto della variabilità stagionale sui ricavi delle imprese;
- l'individuazione tariffaria separata per le attività di distribuzione, misura e commercializzazione del servizio.

Inoltre, il sistema tariffario per il terzo periodo dovrà tenere conto delle disposizioni della legge 29 novembre 2007, n. 222 (che ha convertito il decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159) in materia di concorrenza e qualità dei servizi essenziali nel settore della distribuzione del gas e, in particolare, in materia di proposte per l'individuazione degli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas. In questo contesto, l'Autorità ritiene che:

- debba essere perseguita una riduzione del numero di imprese di distribuzione, ancora troppo elevato, per raggiungere una dimensione critica tale da garantire un efficiente impiego dei fattori produttivi;
- non possano essere messi in discussione i diritti acquisiti, se conformi alle prescrizioni legislative;
- gli incentivi alle aggregazioni debbano essere mirati a compensare tali diritti in una prospettiva di più rapida messa a regime delle nuove concessioni.

Il servizio di distribuzione del gas e, più in generale, i servizi pubblici locali sono attualmente oggetto di numerosi interventi normativi in itinere che potrebbero incidere significativamente sull'assetto strutturale.

Tariffe di stoccaggio

Nel 2006, concluso il primo periodo di regolazione dello stoccaggio, 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). Da allora, al fine di promuovere il potenziamento e lo sviluppo dei nuovi giacimenti caratterizzati da costi crescenti, è prevista l'applicazione di una tariffa unica nazionale. Per garantire a ogni impresa il recupero dei ricavi di propria competenza esiste un sistema di perequazione, che comporta il pagamento di un corrispettivo variabile addizionale applicato all'energia movimentata.

Per una descrizione dettagliata della tariffa di stoccaggio si veda l'*Annual Report* dello scorso anno.

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 2007-2008. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, l'Autorità ha approvato (delibera n. 78/07) i corrispettivi d'impresa e ha determinato i corrispettivi unici nazionali (tavola 4.6) e le percentuali di riduzione dei corrispettivi unitari relativi alla capacità di stoccaggio interrompibile per l'anno termico 2007-2008, proposte rispettivamente da Stogit Spa e da Edison Stoccaggio Spa (tavola 4.7).

Tavola 4.6 Corrispettivi unici nazionali di stoccaggio facenti parte della tariffa

CORRISPETTIVI	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio f_s	0,166261 (€/GJ/anno)
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f_{PI}	9,088074(€/GJ/giorno)
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f_{PE}	11,690370 (€/GJ/ giorno)
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas CVS	0,103441 (€/GJ)
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f_D	0,159156 (€/GJ/anno)

Tavola 4.7 Riduzione percentuale dei corrispettivi unitari f_{PI} e f_{PE} per la capacità di stoccaggio interrompibile di Stogit

Anno termico 2007-2008

		Durata del conferimento		
		intera fase	mensile	giornaliero
STOGIT Spa	% riduzione di f_{PI}	30%	20%	5%
	% riduzione di f_{PE}	30%	20%	5%
Edison Stoccaggio Spa	% riduzione di f_{PI}		70%	
	% riduzione di f_{PE}		70%	

Bilanciamento

Nel 2007, ai fini della riforma del bilanciamento gas, l'Autorità ha definito nuovi profili di prelievo standard e categorie d'uso del gas (delibera 2 febbraio 2007, n. 17).

Con questo provvedimento l'Autorità ha modificato la precedente delibera n. 138/04 al fine di attuare una ridefinizione dei processi allocativi in termini sia di responsabilità dei soggetti interessati sia di tempistiche e modalità operative, in quanto essenziale al raggiungimento dell'obiettivo di predisposizione giornaliera del bilancio commerciale definitivo e all'istituzione di un mercato giornaliero di bilanciamento. Con lo stesso provvedimento, sono stati stabiliti i profili di prelievo standard che dovranno essere utilizzati con omogeneità su tutto il territorio nazionale. Questi provvedimenti sono entrati in vigore a partire dall'1 ottobre 2007.

A seguito di queste nuove disposizioni, con la delibera 2 ottobre 2007, n. 247, l'Autorità ha ritenuto opportuno aggiornare il Codice di rete tipo per il servizio di distribuzione al fine di recepire le modifiche e le integrazioni alla delibera n. 138/04 e la definizione dei profili di prelievo standard, di cui alla delibera n. 17/07.

Tav. 4.9 Categorie d'uso del gas stabilite con la delibera n. 17/07

Uso cottura cibi
Produzione di acqua calda sanitaria
Uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria
Uso tecnologico (artigianale – industriale)
Uso condizionamento
Riscaldamento individuale/centralizzato
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi
Riscaldamento individuale + produzione di acqua calda sanitaria
Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria
Riscaldamento centralizzato + produzione di acqua calda sanitaria
Uso tecnologico + riscaldamento
Uso condizionamento + riscaldamento

Nell'aprile 2008 l'Autorità ha pubblicato un documento per la consultazione (DCO 10/08) per l'introduzione del mercato del 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.

Trasporto

In Italia il principale operatore di trasporto, Snam Rete Gas è controllato dall'*incumbent* Eni al 50,03% (quota al 12/4/2008). In base a quanto disposto alla fine del 2006 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 decreto di privatizzazione della stessa Snam Rete Gas. Al giugno 2008, tuttavia, tale decreto non è ancora stato promulgato.

Come già altrove accennato, Snam Rete Gas possiede 31.082 km di rete sui circa 32.900 km (94,5%) di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas.

La seconda società di trasporto è la Società Gasdotti Italia Spa, che gestisce 1.263 km di reti (pari al 3,5%), di cui 120 sulla rete nazionale. Nata nel 2004 dalla vendita della società Edison T&S al fondo di private equità Clessidra Capital Partners, dal febbraio 2007 è di proprietà di Abn Amro Global Infrastructure Fund. Il General Partner del Fondo è Abn Amro Infrastructure Capital Management Ltd., che fa parte della Fortis Investments. Il gruppo Edison mantiene però la gestione della rete, sulla base di un contratto di management.

Vi sono poi altri cinque operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale, complessivamente il 2,1% del sistema italiano di trasporto del gas. Si tratta delle società:

- Retragas SpA, fondata e controllata dalla società di distribuzione Asm Brescia SpA, che oggi è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di A2A SpA, la nuova società risultante dalla fusione tra le due società di distribuzione Aem Spa e Asm Brescia;
- Netenergy Service Srl, di proprietà del Consorzio di Sviluppo Industriale della Valle del Biferno, che opera nel Molise;
- Metanodotto Alpino Srl, che opera in Piemonte (Alta Val Chisone e Alta Val di Susa);
- Carbotrade Spa, che gestisce una rete in Piemonte, principalmente nella provincia di Cuneo;
- Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, che opera in Lombardia.

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 340 distributori. Di questi il 70% 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 2007 sono 296, 21 dei quali hanno dichiarato di essere rimasti inattivi nel corso dell'anno. Delle 296 società rispondenti poco più della metà (154) risultano essere collegati societariamente ad almeno una società di vendita di gas naturale.

Tav. 4.10 Attività dei distributori di gas naturale nel 2007

OPERATORI	2007
NUMERO	296
Molto grandi (con più di 500.000 clienti)	7
Grandi (con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000)	25
Medi (con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000)	30
Piccoli (con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000)	126
Piccolissimi (con meno di 5.000 clienti)	87
Inattivi	21
VOLUME DISTRIBUITO (in milioni di m³)	31.398
Molto grandi (con più di 500.000 clienti)	15.303
Grandi (con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000)	8.282
Medi (con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000)	3.589
Piccoli (con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000)	3.864
Piccolissimi (con meno di 5.000 clienti)	359
Inattivi	0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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

Circa la proprietà degli *asset*, i risultati delle risposte all'indagine dell'Autorità sulle attività svolte nel 2007 sono riassunti nella tavola 4.11. 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 19 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 7 esercenti nel caso delle cabine.

Tavola 4.11 Proprietà degli asset gestiti dai distributori di gas naturale

DISTRIBUTORI	RETE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE
Non possiedono l'infrastruttura che gestiscono	89	107	91
Possiedono meno del 50% dell'infrastruttura che gestiscono	34	13	28
Possiedono più del 50% dell'infrastruttura che gestiscono	54	43	50
Possiedono il 100% dell'infrastruttura che gestiscono	97	107	98
Non rispondenti	22	26	28
TOTALE	296	296	296

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Sotto il profilo della natura societaria gli esercenti l'attività di distribuzione del gas naturale sono per il 45,7% società per azioni, mentre il 46,4% sono società a responsabilità limitata. Il rimanente 9% dei distributori si ripartisce tra le diverse altre forme di natura giuridica; in particolare l'1,3% 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.

Tavola 4.12 Composizione societaria dei distributori

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	43,2
Società diverse	20,1
Imprese energetiche locali	13,3
Persone fisiche	12,9
Imprese energetiche nazionali	8,2
Imprese energetiche estere	1,3
Istituti finanziari nazionali	0,6
Flottante	0,3
Altro	0,5
Istituti finanziari esteri	0,0
TOTALE	100

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 4.12 mostra una prima elaborazione della composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2007, limitata, però, alle partecipazioni dirette di primo livello, così come rilevate nell'ambito dell'Indagine annuale. In prima battuta è opportuno osservare che sono solo 3 le società quotate in borsa: AceI, Hera e Ascopiave. Tali 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 energetiche: locali nel 13,3% dei casi,

nazionali nell'8,2% ed estere nell'1,3% (con casa madre in Spagna, Austria e Francia). Infine, il 13% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuto da persone fisiche.

Conformemente alla legge di liberalizzazione del settore gas, sin dal 2001, 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. In base alle disposizioni fissate nel 2001, 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, è stato disposto che nei conti separati siano evidenziate le transazioni tra soggetti giuridici appartenenti al medesimo gruppo e ha previsto la redazione del bilancio consolidato separato per ciascun soggetto. 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.

Nel gennaio 2007 l'Autorità ha aggiornato la disciplina dell'*unbundling* con la delibera n. 11/07 che, accanto ad alcune semplificazioni della disciplina contabile precedentemente in vigore, ha introdotto nuove norme in materia di separazione funzionale, in applicazione delle Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE. In particolare la nuova disciplina ha imposto l'obbligo alle imprese operanti nella distribuzione con più di 100.000 clienti di separare funzionalmente tale attività dalle altre eventualmente svolte nella filiera (es. misura). A meno che non siano "marginali" (ovvero che servano meno di 5.000 clienti) per i distributori con meno di 100.000 clienti vi è comunque l'obbligo della separazione contabile.

È necessario precisare che la delibera n. 11/07 ha generato un contenzioso legale non ancora concluso. Le risultanze del giudizio di primo grado hanno tuttavia confermato la correttezza del criterio di separazione funzionale alternativo, introdotto successivamente (con la delibera 4 ottobre 2007, n. 253), che permette di derogare dalla separazione funzionale dell'intero consiglio di amministrazione ove sia previsto un comitato esecutivo o figura analoga, separato funzionalmente, il cui giudizio sia vincolante per tutte le decisioni gestionali e organizzative inerenti il servizio amministrato.

Tavola 4.13 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.

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 naturale¹² fra il 2006 e il 2007 è cresciuto appena dello 0,5%, da 84,5 a 84,9 G(m³) anche in relazione a condizioni climatiche relativamente miti. La produzione nazionale, come ormai da molti anni, ha continuato a ridursi, scendendo poco sotto la soglia dei 10 G(m³), mostrando un decremento dell'11,7% al rispetto al 2006; tale segmento di mercato è dominato da Eni che possiede la quota maggioritaria, superiore all'80%, di gas naturale prodotto nel territorio nazionale e di gran lunga sovrastante ai suoi concorrenti.

Nonostante la riduzione delle quantità di gas importate rispetto al 2006, la dipendenza dell'Italia dall'estero resta sensibilmente elevata. Secondo i dati provvisori diffusi dal Ministero per lo sviluppo economico, nel 2007 sono stati importati 73,9 G(m³), il 4,1% in meno rispetto al 2006, arrivando a coprire l'87% dei consumi.

La capacità d'importazione è aumentata rispetto all'anno precedente di circa 4,5 G(m³), come pure la capacità riservata ai contratti d'importazione di lungo periodo presso quasi tutti i punti di interconnessione con l'estero (per effetto della proroga al 2035 delle forniture dalla Russia ottenuta da Eni e dell'incremento dei quantitativi provenienti dal nord Africa a seguito del termine della fase di *build up* del gasdotto libico).

Come l'anno scorso i gruppi¹³ 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'86% del totale; gli altri operatori possiedono quote di gas importato

¹² Mediamente il potere calorifico del gas naturale in Italia è pari a 38,1 MJ/m³.

¹³ 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.

e/o prodotto che partono dal 3,5%. I medesimi tre gruppi possiedono anche più del 5% del gas disponibile, con una quota analoga (86,7%) a quella del gas approvvigionato.

Tavola 4.14 Sviluppo del mercato all'ingrosso

	Domanda Totale ^(A) G(m ³)	Domanda di punta ^(B) M(m ³)/giorno	Produzione G(m ³)	Capacità di importazione G(m ³)/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 ^(C)	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%
2007	136,1	429	9,7	98,6	0,5	86,1	12,0	3	3	63,8%

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

(B) Picco di immissione raggiunto nei giorni: 26/01/2004, 19/12/2005, 25/01/2006, 18/12/2007; il volume indicato comprende le immissioni, le erogazioni da stoccaggio, le perdite e i consumi interni di rete.

(C) 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.

Le principali fonti di importazione via gasdotto, entrambe extracomunitarie, sono la Russia e l'Algeria.

Anche nel 2007 il primato di volumi di gas importati spetta all'Algeria, da cui proviene il 33,2% del gas totale importato. Da questo paese il gas arriva principalmente via gasdotto, al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo (22.153 dei 24.584 M(m³) giunti dall'Algeria sono entrati per questa via), e in misura minore via nave, rigassificato presso l'impianto di Panigaglia. Seguono le importazioni dalla Russia (30,7%) che arrivano in Italia via gasdotto attraverso i punti di entrata della rete nazionale di Tarvisio e Gorizia. La Libia è divenuto il terzo più importante paese di origine delle importazioni di gas in Italia; nel 2007 la sua quota ha raggiunto il 12,5%, superando per la prima volta le quote di Paesi Bassi e Norvegia, presi singolarmente.

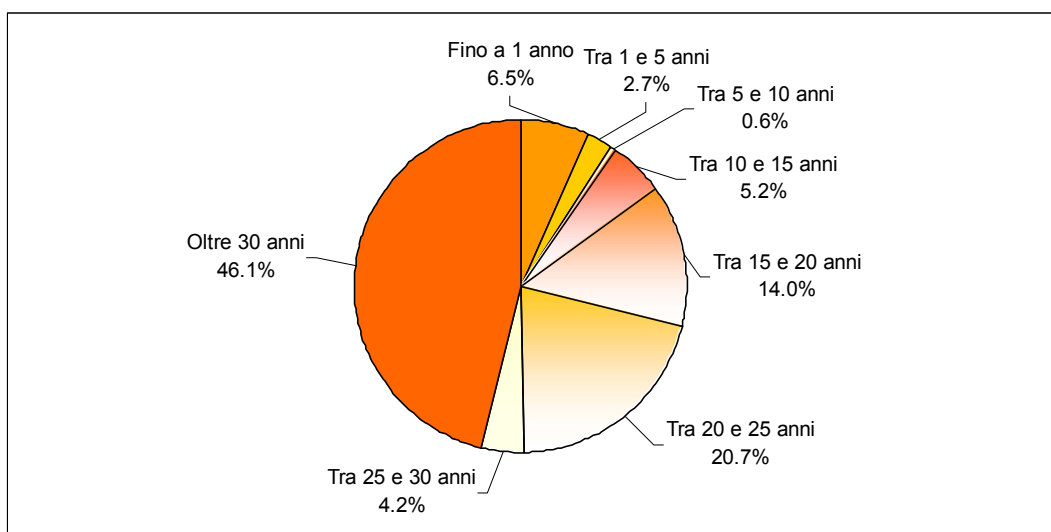
Le importazioni dai paesi del Nord Europa, infatti, che insieme rappresentano il 18,4%, sono quelle provenienti dai Paesi Bassi (10,9%) e dalla Norvegia (7,5%), che arrivano in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries (presso il confine svizzero). Il restante 5,2% del gas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

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

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. Considerando i volumi contrattualizzati per l'anno 2007 secondo la durata intera (figura 4.1) i contratti di durata ultra trentennale pesano per il 46,1% sul totale, seguiti dai contratti con una durata compresa tra 20 e 25 anni (20,7%) e da quelli con durata tra 15 e 20 anni (14%).

I contratti di durata inferiore o uguale a un anno rappresentano il 6,5% del totale dei volumi complessivamente contrattualizzati.

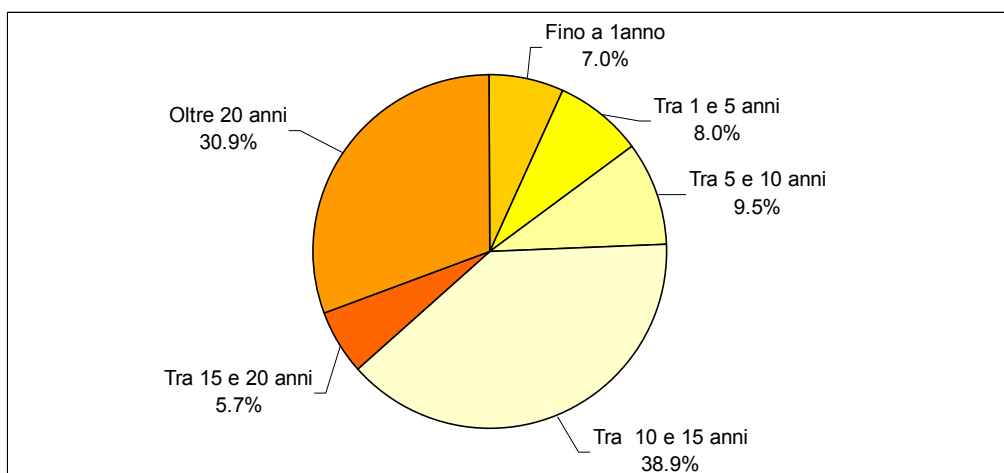
Figura 4.1 Contratti di importazione attivi nel 2005, secondo la durata intera



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Se si analizzano i medesimi contratti secondo la durata residua nel 2007 (figura 4.2) si osserva come i contratti attivi siano ancora molto lunghi: poco più del 75% scadrà infatti tra 10 anni o più (e tra loro il 31% risulta avere una durata residua di almeno 20 anni). Poco più del 24% dei contratti esistenti scadrà, invece, al più tardi tra 10 anni.

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2007 sono state rilasciate 13 autorizzazioni per importazioni di durata pluriennale e 30 per importazioni *spot* di durata non superiore a un anno. A queste se ne sono aggiunte 4 nei primi mesi del 2008. Sono invece pervenute al Ministero dello sviluppo economico 38 comunicazioni di importazioni intracomunitarie nel 2007 e 6 nei primi mesi del 2008.

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 2007 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 136,1 G(m³), registrando una modesta crescita, pari all'1,3% rispetto al 2006 (tavola 4.14). 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 63,8 della domanda totale (l'anno scorso era il 66,5%) con quote, rispettivamente del 42,1%, 12,5% e 9,2%, di gran lunga superiori a quelle dei concorrenti che partono dal 2,6%.

Tavola 4.15 Mercato del gas

G(m³)

	Consumi totali ⁽¹⁾	Contrattazione mercato <i>spot</i> organizzato	Contrattazione mercato <i>forward hub</i>	Contrattazione bilaterale OTC ⁽²⁾
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
2007	84,9	non applicabile	non applicabile	12,1

(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.

Dagli acquisti effettuati sul mercato secondario (tavola 4.15) risulta evidente come esso stia rapidamente crescendo. Nel 2007 le transazioni al PSV hanno toccato i 9,7 G(m³); rispetto allo scorso anno sono più che raddoppiate e hanno raggiunto quasi un quinto dei volumi complessivamente ceduti dagli operatori sul territorio nazionale¹⁴. Di questi circa 1 G(m³) 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. A partire dal 2004, ma specialmente negli ultimi due anni termici, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua

¹⁴ Dei 12,1 G(m³) volumi di scambio complessivamente effettuati presso il PSV indicati in tabella, 2,4 riguardano in effetti le riconsegne di gas da parte dell'operatore del terminale di rigassificazione di Panigaglia GNL Italia agli utenti del terminale che, seppure vengano registrate come operazioni al PSV, non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario.

importanza, sia in termini di volumi scambiati, sia in termini di numero delle contrattazioni. Ciò è stato facilitato dalle disposizioni dell'Autorità previsioni che, dal novembre 2006, consentono ai *trader* di effettuare transazioni presso l'*hub* nazionale, senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto. I quantitativi mediamente scambiati sono rimasti, tuttavia, relativamente piccoli.

4.2.2 Descrizione del mercato finale

Alla data dell'10 maggio 2007 le società autorizzate dal Ministero dello sviluppo economico a esercitare l'attività di vendita al mercato finale erano 399; è noto però che alcune delle società che chiedono l'autorizzazione ministeriale alla vendita restano poi inattive. 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 2007, condotta dall'Autorità, sono 312 di cui 232 venditori al mercato finale, 73 "grossisti" che vendono gas sia ad altri operatori, sia direttamente al mercato finale e 17 "grossisti puri" che vendono il gas solo ad altri rivenditori.

I venditori di gas indipendenti dalla distribuzione, nel senso che non sono collegati societariamente a imprese che svolgono l'attività di distribuzione sono risultati 178 sul totale di 333 rispondenti, pari al 53,5%. Molti di più sono risultati i venditori di gas indipendenti dal trasporto, pari a 316 sul totale di 333 rispondenti, pari al 95%.

La tavola 4.16 riporta i principali dati relativi al mercato finale e mostra come il 2007 sia stato un altro anno di relativa stabilità per il settore del gas naturale. Secondo i dati preconsuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico il consumo è cresciuto solo dello 0,5%, passando dagli 84,5 G(m³) del 2006 agli 84,9 G(m³) del 2007.

Il livello di concentrazione complessiva del mercato è rimasto invariato rispetto allo scorso anno: anche nel 2007, infatti, sono 3 le società con una quota superiore al 5%, che insieme detengono il 66,5% del mercato totale (comprendente, cioè gli autoconsumi). La composizione delle quote al loro interno vede però una discesa di Eni (quest'anno al 42,7% contro il 44,1% del 2006) a favore di Enel (quest'anno al 13,8% contro il 13,2% del 2006) e più ancora di Edison (quest'anno al 10,1% contro il 9,2% dello scorso anno).

Sono invece diminuiti i livelli di concentrazione per singolo mercato: nel 2007, infatti, i primi tre operatori di ciascun mercato hanno coperto:

- l'84,7% delle vendite alla generazione elettrica (nell'ordine: Eni, Enel ed Edison);
- il 67,0% delle vendite a clienti industriali (nell'ordine: Eni, Enel ed Energie Investimenti);
- il 47,1% delle vendite a clienti del commercio e dei servizi (nell'ordine: Eni, Hera ed Enel);

- il 44,6% delle vendite alle famiglie (nell'ordine: Eni, Enel ed Hera).

Tavola 4.16 Sviluppo del mercato al dettaglio

	Consumi totali (G(m ³))	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	53,0(E)		6,0(F)	1,0(G)
2005	86,3	3	123	91,2	71,1	43,1	47,3	7,0(E)		4,0(F)	1,0(G)
2006	84,5	3	182	89,7	71,1	47,3	47,1	7,0(E)		4,0(F)	1,0(G)
2007	84,9	3	178	84,7	67,0	47,1	44,6	n.d.		4,7(F)	1,0(G)

(A) Completamente indipendenti dalla distribuzione

(B) Imprese industriali

(C) Imprese commerciali e di servizi

(D) Clienti domestici

(E) Consumatore standard con un consumo annuale > 200.000 m³/anno.

(F) Consumatore standard con un consumo annuale 5.000-200.000 m³/anno.

(G) Consumatore standard con un consumo annuale < 5.000 m³/anno.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Come nel 2006 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 2007, 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 69,1 G(m³). I gruppi che risultano possedere più del 5% delle vendite sono soltanto 2: Eni, con una quota del 44%, ed Enel con una quota del 16,4%. Il terzo gruppo, che consuma un ampio quantitativo di gas nelle proprie centrali di produzione di energia elettrica, è Edison ma con una quota appena del 3,1%. 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. 20 sono risultate le società operanti nel mercato della vendita nel cui capitale sia presente almeno un socio estero (con una quota non inferiore al 30%) che hanno risposto all'Indagine dell'Autorità. Insieme esse coprono una quota pari al 10,5% del mercato totale (comprensivo degli autoconsumi) e il 2,8% delle sole vendite. Le prime società con partecipazione estera che vendono alla generazione elettrica sono Edison, Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg e Shell Italia E&P (insieme coprono il 21,9% di quel mercato); le prime tre che vendono a clienti industriali sono Energetic Source, Econgass Italia e Begas Energy International (con una quota complessiva dello 0,4%); le prime tre società che

vendono a clienti del commercio e servizi sono Gas Natural Vendita Italia, Selgas e Multiutility (con una quota complessiva dell'1,4%); infine, le prime tre società con almeno un socio estero che vendono al settore domestico sono Gas Natural Vendita Italia, Broni Stradella Gas e Selgas (con una quota complessiva dell'1,2%).

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 20. Le prime tre società sono Eni, Enel ed Edison; insieme queste detengono l'86% del gas prodotto o importato e il 63,5% del gas venduto a clienti finali (al netto degli autoconsumi).

Switching

L'indagine effettuata presso gli operatori della vendita sullo *switching* ha evidenziato che nel periodo luglio 2007 - giugno 2008 la percentuale di clienti che ha cambiato fornitore nel mercato del gas è stata pari allo 0,8%. La tavola 4.17 mostra il dettaglio di questo dato distinguendo i clienti per fascia di consumo.

Tavola 4.17 Tassi di *switching* degli utenti finali nel periodo luglio 2007 - giugno 2008

Clients per classe di consumo annuo	Tasso di <i>switching</i> (punti di prelievo)	Tasso di <i>switching</i> (volumi)
< 5.000 m ³	0,7%	1,0%
5.000 – 200.000 m ³	4,2%	4,7%
> 200.000 m ³	5,4%	n.d.
Totale	0,8%	n.d.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

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), che si sta riducendo gradatamente nel tempo. Dall'ottobre 2006 è rimasto in capo agli esercenti l'attività di vendita l'obbligo di offrire le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità ai soli clienti domestici con consumi inferiori a 200.000 m³. 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.

Nel 2007 il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute) al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale, è risultato pari a 32,28 c€/m³. I clienti nel mercato tutelato hanno pagato il gas in media 43,15 c€/m³, mentre 28,13 c€/m³ è stato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero.

Questi sono i risultati che emergono dalle prime e provvisorie elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori rilevate nell'ambito dell'indagine annuale sui mercati dell'energia elettrica e del gas che, per la prima volta quest'anno, ha ampliato il numero di classi in cui è suddivisa la clientela per dimensione dei consumi. L'ultima vecchia classe che prevedeva di indicare i clienti con consumi annui "superiori a 200.000 m³", è stata infatti sostituita con tre nuove classi: quella dei clienti con consumi annui "da 200.000 a 2.000.000 m³", quella dei clienti con consumi "da 2.000.000 a 20.000.000 m³" e, infine, quella dei clienti con consumi "superiori a 20.000.000 m³". Ciò nell'intento di analizzare con maggior precisione i volumi e i prezzi pagati dai grandi clienti energivori.

Come si vede dalla tavola 4.18, l'aggiunta delle nuove classi conferma le aspettative su andamenti e ordini di grandezza: i clienti del mercato tutelato pagano significativamente di più di quelli del mercato libero con analoghi profili di consumo; al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

Tavola 4.18 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (c€/m³)

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

(A) Fino al 2006 il prezzo veniva rilevato per la classe di clienti con consumi superiori a 200.000 m³. I dati non sono quindi confrontabili con il valore del 2007.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori.

I clienti più piccoli risultano pagare mediamente 44,59 c€/m³, contro i 39,16 e 33,75 c€/m³ dei clienti medi e i 33,28 c€/m³ dei clienti grandi; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi è dunque rilevante, essendo di 11,31 c€/m³. Una quota sostanziale di tale differenza è da ascrivere al costo della distribuzione in quanto i clienti con consumi bassi sono normalmente serviti da reti di distribuzione, mentre quelli di più ampie dimensioni sono spesso direttamente connessi alla rete nazionale. Tale considerazione vale anche per i piccoli clienti del mercato libero.

La classe di clienti più ampia non è ovviamente rappresentata sul mercato tutelato. A tal proposito è importante sottolineare che la presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m³ è dovuta al fatto che tali classi accolgono i

consumi e i prezzi di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali preesistenti, a prezzi tutelati dall'Autorità.

Nel mercato libero la dimensione del cliente tende a incidere in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare quasi 15 c€/m³ in più dei grandi, che ottengono il gas mediamente a un prezzo di 26,39 c€/m³.

Il confronto con gli analoghi dati del 2006 mostra variazioni nel costo del gas alquanto differenziate per tipologia di mercato e classi di consumo: i clienti del mercato tutelato hanno subito aumenti, mediamente del 3,8%. Viceversa i clienti del mercato libero hanno visto il prezzo del gas diminuire in media dell'1,4%, con l'eccezione di quelli nella fascia 5.000-200.000 m³ che, al contrario, paiono aver condiviso la medesima sorte dei clienti tutelati, con un prezzo che è cresciuto del 4,4%. Si può ancora osservare che, in valore assoluto, l'aumento dei prezzi medi dal 2004 al 2007 è stato praticamente lo stesso per i due mercati.

I livelli di prezzo mediamente prevalenti per le tipologie di consumatore rilevate da Eurostat sono indicati nella tavola 4.19 e risultano sostanzialmente in linea con i valori medi appena descritti.

Tavola 4.19 Ripartizione per componenti dei prezzi finali per i consumatori-tipo Eurostat

€/m³ ; anno 2007

	I4 ^(A)	I1 ^(B)	D3 ^(C)
Consumo annuo	418.600 GJ o 10.986.877 m³	418,6 GJ o 10.987 m³	83.7 GJ o 2.197 m³
Tariffe di rete (escluso oneri generali)	0,0177 ^(D)	0,0832 ^(D)	0,1106 ^(D)
Oneri generali inclusi nelle tariffe di rete	-	-	-
Costi della materia prima e margine di vendita	0,2607 ^(E)	0,3060 ^(E)	0,3248 ^(E)
Totale al netto delle tasse	0,2784	0,3892	0,4354
Tasse	0,0359	0,2052	0,2448
Totale (incluse le tasse)	0,3143	0,5944	0,6802

Rilevazione per i seguenti consumatori tipo:

(A) Cliente con consumi annui tra 2.000.001 e 20.000.000 (m³/anno)

(B) Cliente con consumi annui tra 5.001 e 200.000 (m³/anno)

(C) Cliente domestico con consumi tra 500 e 5.000 (m³/anno)

(D) Si veda la tavola 4.5.

(E) Include il costo dello stoccaggio.

Il cliente industriale di maggiori dimensioni I4, caratterizzato da un consumo annuo di circa 11 M(m³), risulta infatti pagare il gas al netto delle imposte 31,43 c€/m³, un valore che è compreso nel *range* (indicato nella tavola 4.18) tra i 33,28 c€/m³ del cliente tutelato e i 27,85 c€/m³ del cliente che ha acquistato il gas sul mercato libero per la fascia di consumo 2-20 M(m³). Analogamente il prezzo risultante per il cliente industriale con consumi ridotti I1, pari a 38,92 c€/m³, costituisce un valore intermedio tra quelli indicati nella tavola 4.18 per i clienti con consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m³, rispettivamente pari a 39,16 e

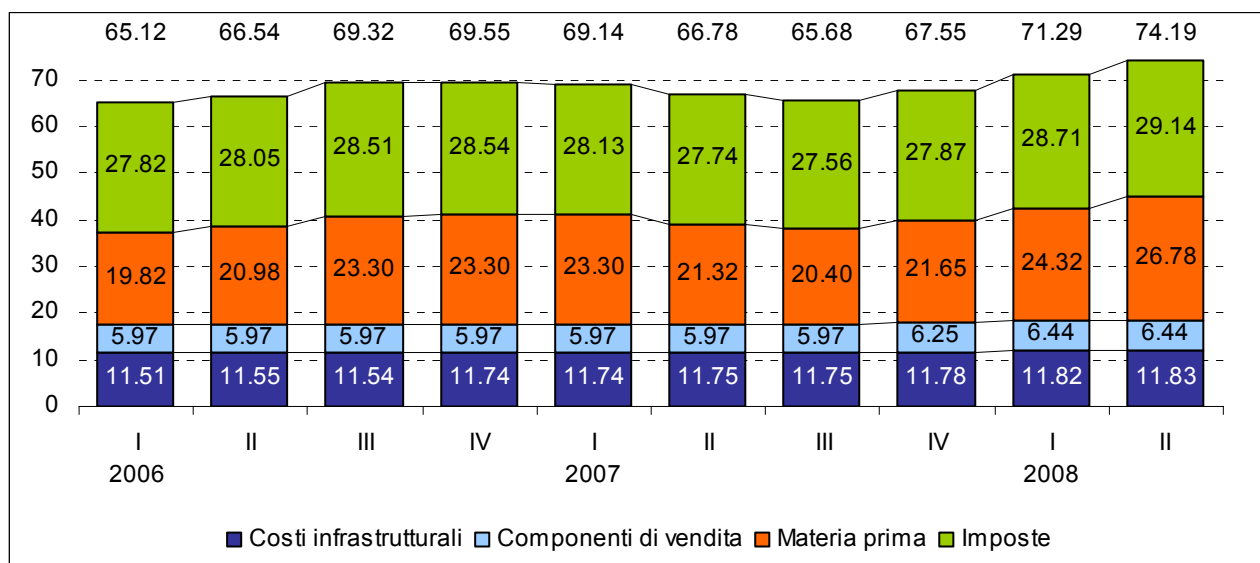
37,10 c€/m³ per i mercati tutelato e libero. Infine, anche per il cliente domestico D3 si evidenzia un prezzo al netto delle imposte di 43,54 c€/m³, compreso tra i valori di 44,59 e 40,96 c€/m³ rilevati dall'indagine sul mercato.

Condizioni economiche di riferimento

L'andamento delle condizioni economiche di fornitura pubblicate dall'Autorità con riferimento ai consumatori che utilizzano meno di 200.000 m³ 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 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 m³ all'anno.

Figura 4.3 Andamento del prezzo medio nazionale di riferimento pubblicato dall'Autorità con riferimento ai piccoli consumatori che utilizzano meno di 200.000 m³ all'anno

c€/m³, valore per m³ standard a 38,52 GJ



Nel 2007 il prezzo medio di riferimento, pari a 67,29 c€/m³, è risultato inferiore dello 0,5% rispetto al valore registrato nel 2006, pari a 67,63 c€/m³.

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

All'inizio del 2006 i rincari della QE sono stati attenuati dalla discesa della componente a copertura dei costi di vendita (a sua volta dovuta a una riduzione nel costo di commercializzazione all'ingrosso), parzialmente attenuata da un aumento dei costi infrastrutturali (cresciuti per un incremento del costo di trasporto). Nel secondo e nel quarto trimestre dello stesso anno, invece, gli aumenti della materia prima si sono accompagnati a un rialzo anche della componente a copertura dei costi infrastrutturali (per un aumento del costo di stoccaggio in aprile e per un aumento del costo di trasporto in ottobre). Anche nell'ultimo trimestre del 2007 l'aumento della componente materia prima si è associato a un incremento dell'1,7% delle componenti a copertura dei costi riconosciuti di trasporto e di vendita al dettaglio. All'accrescersi delle componenti indicate va infine aggiunto l'effetto moltiplicativo che le imposte, in parte calcolate in percentuale, aggiungono al prezzo complessivo.

Il 2008 si è aperto con un nuovo e significativo rincaro, del 5,5%, dovuto sia alla materia prima, sia alla revisione dei costi del trasporto e della commercializzazione al dettaglio. Anche in aprile il perdurare dell'eccezionale crescita delle quotazioni internazionali degli idrocarburi, registrata a partire dall'estate del 2007, ha causato un ulteriore incremento del costo della materia prima, a cui si è aggiunto un lieve rialzo della componente a copertura dei costi di stoccaggio. Complessivamente, il valore medio nazionale delle condizioni economiche di riferimento per i clienti domestici che consumano meno di 200.000 m³ all'anno è salito nel secondo trimestre del 4,1%.

All'1 aprile 2008 il prezzo medio nazionale di riferimento risulta composto per il 61% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 39% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA).

Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del prezzo per oltre un terzo (36,1%), i costi di commercializzazione per l'8,7% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 15,9%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione, la componente Cd incide infatti per il 10% sul valore complessivo; l'incidenza della componente a copertura dei costi di trasporto è pari al 4,6%, mentre è pari all'1,3% l'incidenza della componente per lo stoccaggio.

Soddisfazione dei consumatori e gestione dei reclami

L'attività di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni, provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori, ha assunto un peso significativo anche nel corso del 2007. Nel periodo compreso tra il 1° aprile 2007 e il 31 marzo 2008 il numero di comunicazioni riguardanti il settore gas ha rappresentato il 36% del totale. In particolare, a fronte di un numero complessivo di 4.306 comunicazioni inoltrate all'Autorità (Tavola 4.20), 1.530 comunicazioni hanno interessato il settore gas, con un incremento del 63% rispetto all'anno precedente; di queste, il 94% sono reclami, il 3% richieste di informazioni e il restante 3% segnalazioni.

Nonostante il numero di comunicazioni concernenti il settore gas non rappresenti la maggioranza delle comunicazioni valutate dall'Autorità, la completa liberalizzazione della domanda ha comunque accentuato la consapevolezza degli utenti e la percettibilità degli eventuali disservizi che possono verificarsi in tale settore: ciò anche alla luce delle difficoltà incontrate nel tentativo di cambiare fornitore.

Tavola 4.20 Comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità

Aprile 2007 – Marzo 2008

COMUNICAZIONI	SETTORE GAS	TOTALI
Reclami	1443	4024
Richieste di informazione	43	146
Segnalazioni	44	136
TOTALE COMUNICAZIONI	1530	4306

Nel dettaglio, le problematiche oggetto di più frequente trattazione (Tavola 4.20) hanno riguardato la contrattualistica, la qualità commerciale e della fornitura (20,3%), la fatturazione (30,4%), gli allacciamenti (22,9%), il mercato e la concorrenza (12,5%). La statistica non comprende i reclami inerenti a particolari questioni tariffarie, i reclami attinenti all'applicazione dell'IVA al 20% per le forniture a uso riscaldamento e i reclami inviati più volte dallo stesso cliente. Infine, numerose richieste di informazioni sono state avanzate ed evase telefonicamente o per posta elettronica. I dati relativi alle telefonate e alle e-mail di risposta non sono tuttavia considerati ai fini statistici.

Tavola 4.20 Argomenti oggetto di comunicazioni all'Autorità

ARGOMENTI OGGETTO DI COMUNICAZIONE	APRILE 2006 – MARZO 2007		APRILE 2007 – MARZO 2008	
	NUMERO	%	NUMERO	%
Contratti e qualità commerciale/fornitura	33	4,9	311	20,3
Fatturazione	48	26,5	465	30,4
Allacciamenti	161	17,2	351	22,9
Bollette	16	1,71	24	1,6
Tariffe	20	2,1	23	1,5
Misura	12	1,3	14	0,9
Mercato e concorrenza	145	15,5	191	12,5
Contatori	21	2,2	66	4,3
Distacchi	32	3,4	38	2,5
Altro	48	5,2	47	3,1
TOTALE	936	100,0	1.530	100,0

Nell'anno in corso, si registra una sostanziale conferma del numero di comunicazioni in materia di bollette, tariffe misura e distacchi. Si rileva invece un certo incremento di comunicazioni relative agli allacciamenti e ai contatori. Il primo aspetto deriva dal fatto che, anche nel periodo 2007-2008, sono riemerse problematiche contingenti relative agli allacciamenti e alla connessa applicazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40 (e successive modifiche e integrazioni) in merito alle attivazioni delle forniture di gas, mentre il secondo aspetto può esser collegato anche alle notizie di stampa che hanno riguardato problemi di corretto funzionamento dei contatori di gas c.d. "a membrana". Un sensibile aumento ha riguardato anche la tematica della contrattualistica e della fatturazione; quest'ultimo aspetto ha riguardato in particolare i conguagli di consumi (dipendenti sia da stime non perfettamente congrue in considerazione delle diverse rigidità invernali, sia da mancate letture consecutive nel tempo), nonché la doppia fatturazione ed errori di fatturazione.

Da ultimo, si segnala che le comunicazioni con minore incidenza numerica rappresentano il 3,1% sul totale di quelle riguardanti il settore e sono ricomprese nella categoria "Altro"; esse sono costituite, tra le altre, da comunicazioni aventi a oggetto principalmente le problematiche relative alla sicurezza, all'esecuzione dei lavori necessari per la fornitura di gas e alle imposte. Nell'ambito del servizio di distribuzione e di vendita del gas, deve altresì essere evidenziato anche il persistere di comunicazioni relative all'articolata tematica dell'esercizio del diritto di recesso.

4.2.3 Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante

Circa le norme sulla tutela e lo sviluppo della concorrenza nel mercato del gas, il decreto legislativo n. 164/00 ha stabilito che a decorrere dal 1° gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010:

- nessuna impresa del gas può vendere, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, ai clienti finali più del 50% dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale;
- nessuna impresa del gas può immettere gas importato o prodotto in Italia, nella rete nazionale, al fine della vendita in Italia, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, per quantitativi superiori al 70%¹⁵ dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale.

In pratica, sino al 2010, Eni che è il principale importatore nazionale è soggetto al rispetto dei tetti antitrust e deve quindi ridurre ogni anno di due punti percentuali le proprie immissioni (da produzione nazionale e da importazione) rispetto alle immissioni totali nel sistema.

Queste norme sono ormai prossime alla scadenza. Esse inoltre si sono rivelate facilmente aggirabili, in quanto ricorrendo alle cosiddette "vendite innovative" Eni ha di fatto potuto eludere i tetti. L'*incumbent*, infatti, ha continuato a essere il principale importatore e si è semplicemente limitato a vendere il gas poco prima dei confini del territorio nazionale, scegliendo, per giunta, a quali dei propri concorrenti cederlo e imponendo loro un prezzo significativamente più elevato del proprio costo di acquisto.

Ulteriori interventi sull'operatore dominante realizzati in questi anni sono state le due operazioni di *gas release*. Si tratta di cessioni di gas che Eni ha effettuato in esito a istruttorie dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) che hanno dimostrato l'abuso di posizione dominante da parte della società. In particolare, una prima *gas release* alla frontiera è stata decisa in esito al provvedimento A329B (Blugas-Snam) del 18 marzo 2004 con una durata di quattro anni termici, sino al settembre 2008, mentre a seguito del provvedimento A371 (Gestione e utilizzo della capacità di rigassificazione) del 19 aprile 2006 Eni sta realizzando una nuova *tranche* di cessioni da effettuarsi esclusivamente al Punto di scambio virtuale (PSV) per due anni termici a partire da ottobre 2007.

Più in dettaglio, le modalità fissate per la prima operazione di *gas release* decisa da Eni nel 2004 e concordate con l'AGCM riguardavano volumi e regole di accesso. Circa i volumi è

¹⁵ Le percentuali indicate del 50% e 70% sono da calcolare al netto delle perdite e degli autoconsumi.

stato stabilito che la quantità di gas da cedere è pari a 2,3 G(m³) annui, per un periodo di quattro anni; nel settembre 2008, al termine di tale operazione, Eni avrà quindi ceduto complessivamente 9,2 G(m³). Circa le regole di accesso è stato stabilito che il gas venga ceduto, suddiviso in lotti, al punto di ingresso della rete nazionale di Tarvisio (ovvero alla frontiera tra Italia e Austria). Gli acquirenti possono acquisire anche più di un lotto, sino a un certo numero massimo. Il prezzo è stato fissato da Eni in base a una semplice formula basata su una versione leggermente modificata della componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima QE (descritta in dettaglio al paragrafo precedente):

$$P = QE^* + 1,825 \text{ (c€/m}^3\text{)}$$

Il prezzo offerto comprende quindi il costo della materia prima, i costi di trasporto internazionali sino a Tarvisio e gli oneri di stoccaggio strategico sostenuti da Eni in qualità di importatore di gas extracomunitario; non comprende, invece, i costi relativi all'entry a Tarvisio (che sono a carico dell'acquirente del gas ceduto da Eni).

Le modalità per la seconda operazione di *gas release* del 2006, proposte da Eni e concordate con AGCM, hanno fissato in 2 G(m³)/anno, da rilasciarsi su due anni, i quantitativi di gas oggetto di cessione, per un totale di 4 G(m³), suddivisi in 50 lotti di 40 M(m³) annui ciascuno. Tali quantitativi, assegnati mediante una procedura pro-quota, vengono ceduti al PSV a partire dal 1° ottobre 2007.

Come nella prima *gas release*, il prezzo del gas ceduto è basato su una formula che ne prevede l'aggiornamento in base all'andamento delle quotazioni internazionali di un paniere di combustibili. Esso è tuttavia ridotto rispetto al precedente *gas release*, in quanto la cessione avviene al PSV anziché alla frontiera (e quindi il prezzo comprende già i costi relativi all'entry e le componenti di *commodity*) e nel sistema di indicizzazione è presente un coefficiente di 0,95, che tende ad attenuare le spinte provenienti dai prezzi internazionali.

5 SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI

5.1 Elettricità

Domanda di punta nel 2007 e previsioni per il 2008 - 13

Nel 2007 la domanda alla punta, sia invernale che estiva, ha registrato nuovi massimi storici. La richiesta di potenza alla punta invernale, verificata il 18 dicembre, è stata pari a 56.822 MW. La richiesta alla punta estiva, registrata il 20 luglio, è stata pari a 56,589 MW. La crescita della punta estiva rispetto all'anno precedente è stata inferiore a quella della punta invernale (1,7 contro 2,3%), in controtendenza rispetto agli anni precedenti che indicavano un progressivo orientamento verso un picco estivo.

Al riguardo, va detto che la tendenza verso un picco estivo risulta verosimile in base agli andamenti rilevati negli ultimi due decenni; tuttavia, la previsione dei valori con molti mesi di anticipo risulta praticamente impossibile in quanto questi dipendono in via fondamentale dalle temperature in gioco e da altri fattori che variano su base giornaliera in modo aleatorio. Le previsioni di TERNA per gli anni successivi, riportate nella tavola 5.1, indicano infatti una crescente differenza a favore del picco estivo, che dovrebbe raggiungere circa 1,0 GW nel 2010 e 1,8 GW nell'orizzonte del 2013.

Tavola 5.1 Richiesta di potenza alla punta negli anni 2006 - 13

GW

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Inverno medio	55,5	56,8	58,2	59,6	61,0	62,4	63,9	65,4
Estate torrida	55,6	56,6	58,7	60,3	62,0	63,7	65,4	67,2

Fonte: TERNA.

Capacità di generazione nel 2007

Tavola 5.2 Potenza di generazione efficiente netta negli anni 2003 - 07

MW

	2003	2004	2005	2006	2007
Idroelettrica	20.660	20.744	20.993	21.072	21.095
Termoelettrica ^(A)	56.047	58.990	62.164	65.797	69.100
Geotermica	665	642	671	671	671
Eolica	877	1.135	1.642	1.902	2.640
Fotovoltaica	7	7	7	7	87
Totale	78.256	81.518	85.477	89.449	93.593

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

Fonte: TERNA.

Nel 2007 è continuata la fase di forte potenziamento della capacità di generazione iniziata nel 2004 - 05. Secondo i dati di TERNA, la potenza netta installata a fine 2007 ammontava

a 93,6 GW, con la struttura per categorie di generazione riportate nella tavola 5.2. L'incremento è stato leggermente maggiore nel 2007 rispetto al 2006 (4,1 contro 4.0 GW) e rafforza l'oramai apprezzabile riserva di potenza a fronte dei picchi di domanda. Circa l'80% della crescita tra il 2004 e il 2007 è attribuibile a impianti termoelettrici, in prevalenza cicli combinati a gas, ma è molto significativo anche il contributo di impianti eolici con il 18% della crescita nello stesso periodo.

Nuova capacità di generazione nel periodo 2008 - 10

È ancora in pieno sviluppo l'opera di riqualificazione e potenziamento del parco produttivo italiano che si concretizza soprattutto con la realizzazione di impianti a ciclo combinato a gas e, in misura crescente, anche di impianti eolici. Come indicato nella tavola 5.3 si può dare per certa l'entrata in funzione di 2,8 GW di impianti termoelettrici nel 2008. Dei 3,2 GW attualmente in costruzione si può considerare ragionevolmente sicura l'entrata in esercizio di circa 1,8 GW nel 2009. Hanno inoltre ricevuto l'autorizzazione a procedere con la costruzione ulteriori 4,4 GW di potenza termoelettrica che dovrebbe entrare in esercizio nel 2010 e negli anni immediatamente successivi.

Tavola 5.3 Aggiunte alla capacità di generazione nel periodo 2008 - 12

MW

	Termoelettrica ^(A)	Eolica	Totale
Per anno di entrata in esercizio			
2008	2.750	416	3.166
2009	1.816	441	2.257
2010 e dopo	5.759	3.973	9.732
Per stato di avanzamento nel 2008			
In esercizio	2.750	416	3.166
In costruzione	3.150	429	3.579
Autorizzata	4.425	3.985	8.410
Per area geografica			
Nord	3.430	5	3.435
Centro	1.550	51	1.601
Sud e isole	5.345	4.774	10.119
Totale	10.325	4.830	15.155

(A) Include anche gli impianti a biomassa e rifiuti complessivamente valutabili in circa 300 MW.

Fonte: TERNA, *Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2008*, gennaio 2008.

Ancora più dinamica è l'evoluzione del parco di generazione da fonti rinnovabili, soprattutto di impianti eolici. 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 valutare che circa 850 MW entreranno in funzione tra il 2008 e il 2009. La situazione è meno chiara per gli anni successivi ma si può stimare l'entrata in esercizio di circa 4.0 GW nel 2010 - 12. Il potenziale è tuttavia molto

significativo dal momento che le richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale ammontano a circa 40 GW¹⁶. I dati riportati non includono la nuova potenza fotovoltaica, stimabile complessivamente in circa 3 GW, che dovrebbe essere installata entro il 2015¹⁷.

Due terzi della nuova potenza elettrica prevista entrare in esercizio nel prossimo quinquennio è localizzata nelle regioni meridionali: il 51% della capacità termoelettrica e la quasi totalità della nuova capacità eolica. La distribuzione geografica di nuova potenza da una parte dovrebbe contribuire ad attenuare le congestioni in alcune zone meridionali del Paese, ma dall'altra potrebbe determinare nel breve medio termine un loro aggravio soprattutto nella trasmissione di energia sulla sezione Nord - Centro Nord. Queste dovrebbero in buona parte attenuarsi con la realizzazione dei rinforzi di rete programmati da TERNA.

Disponibilità di potenza alla punta

Nell'ultimo quinquennio la disponibilità degli impianti si è mantenuta complessivamente tra il 64 e il 66% della potenza netta totale¹⁸. L'indisponibilità degli impianti idroelettrici è legata prevalentemente alla consistenza degli impianti ad acqua fluente, alla 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.

Dopo un periodo di stagnazione fino al 2001 - 02, la potenza elettrica disponibile alla punta è in costante ascesa, da 49,7 GW nel 2003 a 60,4 GW nel 2007, come rilevato nella tavola 5.4. Ma, è solo a partire dal 2005 che la potenza disponibile è stata 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, di 2,7 GW nel 2006 e di 3,6 GW nel 2007. Per i prossimi anni si può prevedere una ulteriore significativa crescita del surplus, grazie alle consistenti aggiunte di potenza indicate al precedente punto. Per una più completa valutazione della sicurezza del sistema elettrico italiano vanno aggiunti oltre 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 - 06, quando è stata registrata una indisponibilità di importazione alla frontiera nord di oltre 4.000 MW. In combinazione con la insufficiente produzione idroelettrica, questa ha comportato la quasi completa cancellazione del margine d'esercizio rispetto alla riserva operativa.

¹⁶ Le richieste sono aumentate soprattutto nel 2006 - 07 a seguito della pubblicazione della deliberazione n. 281/05 dell'Autorità. In termini cumulati erano 16 GW nel 2005, 23 GW nel 2006 e 44 GW nel 2007.

¹⁷ Decreto 28 luglio 2005 del MAP e 19 febbraio 2007 del MSE, che puntavano rispettivamente all'incentivazione di una potenza massima di 300 e 3.000 MW.

¹⁸ Il 65% per gli impianti idroelettrici, il 64% per gli impianti termoelettrici, l'83% per gli impianti geotermoelettrici e il 23% per gli impianti eolici.

Tavola 5.4 Disponibilità di potenza alla punta negli anni 2003 - 07

GW					
	2003	2004	2005	2006	2007
Potenza netta	78,2	81,5	85,5	89,4	93,5
Idroelettrici	20,7	20,7	21,0	21,1	21,1
Termoelettrici tradizionali	56,0	59,0	62,2	65,8	69,1
Geotermoelettrici	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7
Eolici e fotovoltaici	0,9	1,1	1,6	1,9	2,6
Potenza disponibile alla punta	49,7	52,8	56,3	58,1	60,4
Idroelettrici	13,5	13,6	13,7	13,8	13,8
Termoelettrici tradizionali	35,5	38,4	41,6	43,2	45,4
Geotermoelettrici	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Eolici e fotovoltaici	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Domanda alla punta	53,4	53,6	55,0	55,6	56,8
Surplus/deficit di potenza	-3,7	-0,9	1,3	2,5	3,6

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati TERNA.

Bilancio della generazione elettrica

Nel 2007 la richiesta di energia elettrica sulla rete è aumentata di appena lo 0,7% rispetto all'anno precedente, mentre la generazione è addirittura calata anche se di poco (-0,07%). Tale riduzione evidentemente non rappresenta un deficit del sistema elettrico nazionale, che è stato molto potenziato negli ultimi anni, quanto l'effetto del crescente divario di prezzo della generazione nazionale basata prevalentemente su fonti fossili importate rispetto alle importazioni di energia dalla Francia e da altri paesi limitrofi, prodotta da fonti interne largamente riparate dagli aumenti del prezzo internazionale del petrolio. Tra il 2006 e il 2007 il costo medio per la generazione in Italia riferito al solo combustibile è infatti aumentato di oltre il 25%.

I dati riportati nella tabella 5.5 danno una chiara misura della crescente dipendenza del sistema elettrico italiano dal gas naturale. L'incidenza di questa fonte nella generazione lorda totale è aumentata dal 35% nel 2000 al 55% nel 2007 in buona parte in sostituzione del petrolio che nello stesso periodo è calato dal 31 al 7%. Complessivamente la dipendenza della generazione elettrica dagli idrocarburi è rimasta pressoché stabile attorno al 62%.

Negli ultimi anni pare essersi sostanzialmente stabilizzata la generazione da carbone la cui ulteriore crescita attende la riconversione delle centrali di Civitavecchia e di Porto Tolle. La prima di queste è a buon punto, nonostante l'opposizione delle compagini politiche locali; la seconda è ancora ferma alla fase di autorizzazione.

Il 2007 è stato caratterizzato da un fortissimo sviluppo dell'energia eolica (+ 37%), che ha portato questa fonte a contribuire l'8,2% alla generazione complessiva da fonti rinnovabili (contro il 5,7% nel 2006 e il 4,7% nel 2005), ma anche da un apporto idroelettrico naturale notevolmente inferiore alla media dell'ultimo decennio (32,8 contro 41,8 TWh), dovuto

principalmente all'anno ideologico assai sfavorevole ma anche al progressivo impiego delle acque di bacino per usi irrigui e altri usi civili. Complessivamente, il contributo delle fonti rinnovabili diverse dall'energia idroelettrica è più che raddoppiato negli ultimi sette anni da 7,2 a 16,6 TWh (dal 2,6 al 5,3% in termini relativi). Includendo anche gli apporti idroelettrici naturali, il contributo delle rinnovabili è tuttavia calato, sia rispetto all'anno precedente (- 5,4%) che rispetto alla media dell'ultimo decennio (- 3,4%).

Tavola 5.5 Bilancio dell'energia elettrica negli anni 2000 - 07 (TWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Produzione lorda	276,6	279,0	284,4	293,9	303,3	303,7	314,1	313,9
Termoelettrica convenzionale	218,6	216,8	227,6	238,3	240,5	246,9	255,4	258,8
<i>Solidi</i>	24,4	29,1	32,0	34,3	39,9	37,5	37,5	37,2
<i>Gas naturale</i>	97,6	95,9	99,4	117,3	129,8	149,3	158,1	172,6
<i>Prodotti petroliferi</i>	85,9	75,0	77,0	65,8	47,3	35,8	33,8	22,9
<i>Altre fonti^(A)</i>	10,7	16,7	19,2	20,9	23,6	24,4	26,0	26,1
Idroelettrica	50,9	53,9	47,3	44,3	49,9	42,9	43,4	38,5
<i>da apporti naturali</i>	44,2	46,8	39,5	36,7	42,7	36,1	37,0	32,8
<i>da pompaggi</i>	6,7	7,1	7,7	7,6	7,2	6,9	6,4	5,7
Altre rinnovabili	7,2	8,3	9,5	11,3	12,9	13,8	15,2	16,6
<i>Geotermoelettrica</i>	4,7	4,5	4,7	5,3	5,4	5,3	5,5	5,6
<i>Biomasse e rifiuti</i>	1,9	2,6	3,4	4,5	5,6	6,2	6,7	7,0
<i>Eolica e fotovoltaica</i>	0,6	1,2	1,4	1,5	1,9	2,3	3,0	4,1
Consumi dei servizi ausiliari	13,3	13,0	13,6	13,7	13,3	13,1	12,9	12,6
Produzione netta	263,3	266,0	270,8	280,2	290,0	290,6	301,2	301,3
Energia destinata ai pompaggi	9,1	9,5	10,7	10,5	10,3	9,3	8,8	7,7
Energia destinata ai consumi	254,2	256,5	260,1	269,7	279,7	281,3	292,5	293,6
Importazioni nette	44,3	48,4	50,6	51,0	45,6	49,2	45,0	46,3
Importazioni	44,8	48,9	51,5	51,5	46,4	50,3	46,6	48,9
Esportazioni	0,5	0,5	0,9	0,5	0,8	1,1	1,6	2,6
Energia richiesta sulla rete^(B)	298,5	304,8	310,7	320,7	325,4	330,4	337,5	339,9

(A) Include gas derivati, altri combustibili solidi e gassosi e altre forme di energia.

(B) Energia richiesta sulla rete prima delle perdite di rete.

Fonte: TERNA.

Nel 2007 le importazioni elettriche al netto delle esportazioni sono aumentate di 1,3 TWh (il 2,9%) rispetto all'anno precedente, pur rimanendo ancora significativamente inferiori a quelle del 2005 (- 5,8%). Del resto, l'andamento dell'import/export di elettricità degli ultimi anni ha messo in rilievo la chiara propensione all'aumento delle esportazioni, quintuplicate negli ultimi 5 anni, a fronte di una relativa stabilità delle importazioni, limitate da vincoli infrastrutturali sugli interconnettori. L'aumento delle cessioni a clienti esteri riflette la crescente competitività del parco termoelettrico nazionale 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 TERNA¹⁹ e nel Codice di Rete²⁰ nei quali si prevede che TERNA persegue 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; 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.

Il Piano è basato su una crescita della domanda del 2,2% medio annuo nel periodo 2007 - 17 e identifica i valori dei picchi estivi e invernali in base alla previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta, definite come rapporto tra la domanda annua e la potenza alla punta.

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 2008 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 nel Continente, 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 limitazioni 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 a partire dal 2012.

¹⁹ D.M. del 20 aprile 2005.

²⁰ Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, di cui al D.P.C.M. 11 maggio 2004.

Criticità della rete di trasmissione elettrica

Rischi di sovraccarico della rete ad alta tensione interessano soprattutto l'area del Nord-Est del Paese, in particolare Veneto e Friuli Venezia Giulia, dove si sono verificati il 55% degli eventi rilevati nel 2007. Tale porzione di rete è caratterizzata da una capacità di trasporto non adeguata al transito delle potenze in importazione dalla frontiera austriaca e slovena a cui si aggiunge la produzione dei poli locali di generazione. L'evoluzione del sistema elettrico, lo sviluppo del parco di generazione in Europa e la graduale interconnessione del sistema UCTE con quelli dei Paesi dell'Est Europa, determina un progressivo aumento dei flussi di energia provenienti dal Nord Europa che rende potenzialmente critico l'esercizio della rete di trasmissione tra il Nord-Ovest ed il Nord-Est del Paese. Inoltre, permangono sovraccarichi nella rete primaria nel Triveneto mentre, con l'ingresso dei nuovi impianti a ciclo combinato nei poli di Rossano, Brindisi e Foggia, sono in aumento al Sud.

I rischi di sovraccarico sono aggravati dal mercato dell'energia. La separazione in zone nel MGP per via di congestioni interzonalie causate da vincoli di rete, determina da un lato una minore efficienza derivante dall'utilizzazione di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti e dall'altro la formazione di oneri da congestione a carico degli operatori e indirettamente degli utenti finali. Rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, si è verificato un aumento degli oneri dovuti al ricorso al MSD pari al 40%²¹. In particolare nella zona del Centro Sud la percentuale di incidenza sul totale degli oneri è passata dal 26% al 37%. In quest'ultimo periodo, il 76% degli oneri dovuti al MSD sono generati dalle Isole, dal Centro Sud e dalla Calabria, che rappresentano complessivamente il 26% del fabbisogno di energia elettrica del Paese.

Le congestioni rilevate sulla rete primaria hanno una serie di implicazioni negative: limitano la competizione in alcune zone riducendo l'efficienza e l'economicità del sistema, non consentono di sfruttare a pieno la capacità produttiva potenzialmente disponibile e talvolta scoraggiano l'ingresso di nuova capacità, con maggiori rischi per la copertura in sicurezza del fabbisogno.

Il Centro Sud e le Isole si confermano le zone più critiche dal punto di vista dell'esercizio (maggiore vulnerabilità della rete e maggiore onerosità dei servizi di dispacciamento). Oltre il 70% dell'energia non fornita per disservizi riguarda le regioni del Mezzogiorno e le Isole. Questo è causato da elementi di rete in condizioni non sempre ottimali (impianti vetusti e scarsamente affidabili), da ridotti livelli di magliatura della rete e da capacità di trasformazione e trasporto insufficienti in determinate situazioni di carico. In Sicilia, causa le limitazioni di portata di alcune linee a 150 kV, la rete AT è in parte esercitata smagliata con conseguenti rischi di disalimentazioni in caso di disservizi su impianti di generazione. Questi rischi non potranno essere rimossi fino a quando non saranno rilasciate le autorizzazioni per i rinforzi di rete programmati nell'area.

Negli ultimi 7 anni, le tensioni si sono mantenute per la maggior parte del tempo entro un intervallo del 5% del valore nominale, nel rispetto delle indicazioni fornite dal Codice di Rete, mentre per alcuni nodi la tensione è risultata contenuta sempre entro il 3% del valore nominale.

²¹ Secondo il Piano di sviluppo di TERNA 2008, infatti, gli oneri dovuti al ricorso al MSD sono passati da poco più di 1,0 miliardo di Euro del periodo luglio 2005 - giugno 2006 a oltre 1,4 miliardi del periodo luglio 2006 - giugno 2007.

Si notano valori di tensione elevati in Calabria, in Toscana e nel Lazio, dove sono presenti numerose linee a 380 kV di considerevole lunghezza, scarsamente impegnate nelle ore di basso carico, ma necessariamente in servizio per la sicurezza di esercizio. Nell'area nordorientale della Lombardia le tensioni sostenute sono invece da ricondurre al minor impegno dei collegamenti, normalmente interessati dal trasporto delle potenze in import dalla Svizzera, nelle ore di basso carico del periodo in esame.

Valori di tensione inferiori ai valori di attenzione, comunque compresa all'interno dei limiti previsti dal Codice di Rete, riguardano le aree di rete scarsamente magliate, interessate da ingenti transiti di potenza e dalla presenza di stazioni con elevati livelli di carico. Nel Meridione le aree che presentano maggiori scostamenti della tensione dai valori di attenzione risultano la Campania (in particolare la zona di Napoli) e la Puglia (aree di Brindisi e Bari), per la notevole entità del carico e per la presenza di fenomeni di trasporto delle potenze provenienti dal polo produttivo di Brindisi e dalla Grecia. Tensioni non ottimali si registrano anche nelle aree di Bergamo e Milano principalmente a causa dei carichi e dei transiti elevati sulla rete in particolari condizioni di esercizio.

I problemi di rete evidenziati sono in genere dovuti a un'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti e/o a una capacità di trasformazione non adeguata nelle stazioni AAT/AT. Il rischio di sovraccarichi è attualmente gestito attraverso la predisposizione di contromisure di carattere automatico o attivate da operatori in grado di ridurre quasi immediatamente i transiti su alcune sezioni di rete critiche al verificarsi di fuori servizio di determinati elementi. Tuttavia, in assenza dei rinforzi di rete previsti si riducono i margini di sicurezza per il corretto esercizio del sistema elettrico e il livello di adeguatezza, anche a causa dell'incremento dei transiti di potenza sulla rete, dovuti allo sviluppo del parco di generazione nazionale, esponendo il sistema al rischio di mancata copertura del fabbisogno in crescente aumento.

Principali interventi sulla rete di trasmissione realizzati nel 2007 e previsioni

Nel 2007 sono entrati in esercizio nuovi elementi della rete di trasmissione nazionale per circa 210 km di linee a 380 kV e 28,8 km a 150/132 kV mentre sono stati dimessi circa 12 km di linee a 150 kV; è stata inoltre incrementata la potenza di trasformazione AAT/AT per circa 1.763 MVA e sono stati installati dispositivi per la regolazione della potenza reattiva per circa 1.308 MVAR; sono state realizzate tre nuove stazioni della RTN a 150 kV e una nuova stazione a 380 kV.

Tra le principali opere completate nel corso del 2007 va segnalato l'elettrodotto a 380 kV che collega le due stazioni di Matera e S. Sofia. La linea riveste particolare importanza per il trasferimento in sicurezza dell'energia prodotta dai poli di generazione (attuali e futuri) del Sud verso il resto della rete nazionale e risulta particolarmente importante in quanto permette di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno, in particolare della Regione Campania, caratterizzata da un elevato deficit di energia.

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 medio periodo, riportato nella tavola 5.6 prevede un potenziamento complessivo di 21 GW nei principali transiti tra zone di mercato rispetto alla situazione esistente nel 2007.

Nel corso del 2007 sono inoltre stati completati gli studi per il potenziamento della capacità di trasporto sulle interconnessioni con la Francia e con la Slovenia. Sono stati conseguiti numerosi iter autorizzativi per 27 interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e per 11 nuove stazioni di smistamento. Sono inoltre in programma di realizzazione interventi per l'incremento degli scambi tra le aree Nord-Ovest e Nord-Est, per la riduzione delle congestioni fra zone di mercato, per la riduzione dei vincoli di rete alla capacità produttiva e di interventi nelle aree metropolitane.

Per il futuro va sottolineato l'importante ruolo svolto dal regime di incentivazione degli investimenti in nuova capacità introdotto dall'Autorità nel terzo periodo di regolazione delle tariffe di trasporto. Il rendimento ammesso del 6,9% sul valore dell'attivo esistente, viene infatti aumentato del 2% su un periodo di 12 anni per i nuovi investimenti e del 3% per investimenti diretti alla riduzione delle congestioni.

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

MW

SEZIONE INTERZONALE	CAPACITÀ DI TRANSITO	
	2007	PIANO
Nord - Centro Nord	3.200	4.000
Centro Nord - Centro Sud	1.300	1.600
Sud - Centro Sud	3.900	4.900
Calabria - Sud	5.600	6.800
Sicilia - Calabria	600	1.500
Calabria - Sicilia	100	1.100
Sardegna - Continente/Corsica	350	1.150

Fonte: TERNA, *Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2008*, gennaio 2008.

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 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. Al fine di incrementare la capacità di interconnessione in sicurezza dalla frontiera nord-orientale, sarà realizzata una nuova linea a 380 kV per collegare la direttrice RTN "Udine Ovest - Sandrigo" al nodo a 380 kV di Lienz in Austria. 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.

Un'ulteriore opportunità per l'Italia 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 nell'ex Repubblica di Macedonia.

Nella definizione degli scenari di sviluppo del sistema elettrico, si tengono in considerazione anche le proposte di realizzazione di interconnessioni private con l'estero (merchant line), avanzate secondo il quadro normativo comunitario e nazionale. Attualmente sono in fase di realizzazione o avvio due merchant line entrambe con la Svizzera: la Linea a 380 kV Mendrisio - Cagno appartenente alla Società Ferrovie Nord Milano e prevista in esercizio entro il 2008; la Linea a 150 kV Campocologno - Tirano, di proprietà della Società Edison e prevista entrare in esercizio nel 2009. Tenuto conto delle linee di interconnessione private già autorizzate o in via di autorizzazione, entro il medio termine possono prevedersi sui confini settentrionali interconnettori privati per un incremento di capacità stimabile tra 1.000 e i 2.000 MW. Tali valori sono suscettibili di modifiche in funzione degli interventi resi necessari per l'integrazione nella RTN. Diverse iniziative di *merchant line* sono in corso anche per l'interconnessione attraverso il Mare Adriatico.

5.2 Gas

Consumi di gas nel 2007 e previsioni di fabbisogno per il periodo 2007 - 2015²²

Nel 2007 i consumi di gas naturale sono leggermente aumentati (0,5%) rispetto all'anno precedente, rimanendo pur sempre al di sotto dei valori del 2005 (-1,6%). Come nel 2006, la relativa stabilità dei consumi è interamente attribuibile all'inverno mite che ha indotto un apprezzabile calo dei fabbisogni nel settore civile (da 30,2 a 28,8 miliardi di m³), calo che si è poi riflesso sui consumi finali complessivi, scesi da 51,9 a 50,6 miliardi di m³, con i consumi industriali praticamente stabili a 19,9 miliardi di m³.

Per contro, è aumentato significativamente (+5,4%) il consumo di gas naturale per la generazione termoelettrica, incremento tutt'altro che sorprendente considerando il forte potenziamento della capacità di generazione a ciclo combinato nel triennio 2005 - 07 e il calo della generazione idroelettrica per scarsità di risorse nel 2007. Complessivamente, l'aumento di 1,7 miliardi di m³ dei consumi per la generazione elettrica ha poco più che compensato il calo di 1,3 miliardi di m³ nei consumi finali portando il consumo complessivo di gas naturale a 84,9 miliardi di m³ nel 2007, rispetto a 84,5 miliardi di m³ nell'anno precedente.

Per le previsioni di fabbisogno nel prossimo decennio si fa riferimento agli scenari del Ministero dello sviluppo economico, pubblicati nella primavera del 2007²³. Questi scenari non sono ancora stati aggiornati per le conseguenze delle decisioni assunte in sede europea nel corso del Consiglio energia del 6 - 8 marzo 2007 che stabiliscono concreti obiettivi per il 2020 di efficienza energetica, di utilizzo delle fonti rinnovabili e di contenimento delle emissioni di gas serra. La ripartizione dell'impegno tra i 27 paesi membri proposta in sede europea nella primavera del 2008 è ancora in fase di discussione.

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 miliardi di m³ 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 miliardi di m³.

Tavola 5.7 Fabbisogno di gas naturale nel periodo 2005 - 15

G(m³)

SCENARIO	2005	2006	2007	2010	2015
Tendenziale	86,3	84,5	84,9	99	108
Ecosostenibile				98	105

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, maggio 2007.

²² I quantitativi di gas naturale vengono riportati in termini di metri cubi a condizioni standard di temperatura e pressione. Per convertire i valori da metri cubi a tonnellate di petrolio equivalente moltiplicare per 0,000825 tep/m³.

²³ Scenari della domanda di gas naturale in Italia e prospettive di sviluppo delle infrastrutture di approvvigionamento, MSE, maggio 2007.

Preparativi per l'inverno del 2008 - 09

La fase di emergenza per gli approvvigionamenti nel caso di un inverno rigido, come quello del 2005 - 06, non può dirsi del tutto superata nonostante l'accelerazione del potenziamento dei gasdotti di importazione riferita in un punto successivo. Infatti, solo una parte degli approvvigionamenti aggiuntivi di 13,0 miliardi di m³ annui disponibili attraverso metanodotti TAG e TTPC sarà disponibile durante l'inverno 2008 - 09. Analogamente, il terminale di rigassificazione di Rovigo sarà operativo solo all'inizio del 2009 e pertanto solo una piccola parte degli 8 miliardi di m³ addizionali potrebbe essere disponibile.

Nel caso di un inverno rigido come quello del 2005 - 06, considerato il continuo aumento della generazione da gas naturale nelle ultime fasi di espulsione del petrolio, e nonostante il favorevole apporto di risorse piovane per la generazione idroelettrica nel corso del 2008, il fabbisogno di gas naturale potrebbe aumentare anche a 88 miliardi di m³. In questa ipotesi, e considerando il probabile ulteriore calo della produzione nazionale, il fabbisogno di importazione potrebbe aumentare a circa 80 miliardi di m³, rispetto al valore massimo di poco meno di 77,6 miliardi di m³, raggiunto nel 2006²⁴. L'aumento della capacità di tipo continuo da 290 milioni di m³/giorno nell'anno termico 2007 - 08 a 310 milioni nell'anno termico 2008 - 09, dovrebbe permettere un sostanziale equilibrio tra domanda e offerta, a meno di interruzioni nelle forniture, quali quelle avvenute nell'inverno del 2005 - 06.

Pertanto rimane valido il Piano di emergenza che il Governo aveva varato nell'estate del 2006 diretto a fare fronte alla possibile carenza di gas nell'inverno 2006 - 07. Il Piano di emergenza teneva conto di una maggiore offerta di stoccaggio di modulazione da parte di Stogit pari a 0,6 miliardi di m³ 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; questo aveva determinato un consistente aumento delle importazioni di gas naturale nel corso del 2006 (+5,4% rispetto al 2005) nonostante il calo dei consumi registrato nel corso dell'anno. Le temperature eccezionalmente miti che hanno poi caratterizzato tutto il periodo invernale si sono riflesse in un forte aumento delle giacenze negli stoccaggi a fine 2006 (surplus di 3,5 miliardi di m³ rispetto a un deficit di 1,1 miliardi a fine 2005).

Il Piano di emergenza non ha dovuto essere utilizzato nemmeno nell'inverno del 2007 - 08, sempre per via del clima eccezionalmente mite, e il prelievo dagli stoccaggi è stato relativamente contenuto (-1,3 miliardi di m³ a fine 2007 rispetto al 2006).

²⁴ La situazione sarebbe molto più difficile se dovessero verificarsi le previsioni del MSE di un fabbisogno di 93 miliardi di m³ nel 2008, che tuttavia sembra molto improbabile allo stato attuale.

Produzione domestica nel 2007 e prevista negli anni futuri

Il calo nella produzione nazionale di gas è continuato ancora nel 2007. Sono stati prodotti da giacimenti sul territorio nazionale e nelle acque territoriali 9,7 miliardi di m³, rispetto agli 11,0 miliardi del 2006 e ai 12,1 miliardi nel 2004. L'inversione di tendenza nel 2006 rispetto agli anni precedenti negli indicatori di attività esplorativa (numero di permessi, numero di pozzi e metri perforati), che stimolava a sperare in un risveglio del settore, non è proseguita. Tutti i parametri indicativi delle attività di esplorazione e sviluppo hanno continuato e in alcuni casi accelerato il calo storico, nonostante la forte crescita nel prezzo degli idrocarburi avvenuta nel 2007. È tuttavia troppo presto per arrivare a conclusioni sulla predisposizione dei petrolieri ad aumentare gli investimenti nell'*upstream* nazionale che dipende in via fondamentale dalla certezza sulla stabilità di prezzi sufficientemente elevati, ed è possibile che già nel 2008 si possa avere una ripresa del settore.

Tavola 5.8 Attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi in Italia e risultati relativi al gas naturale nel periodo 1985 - 2007

Anni	Permessi	Numero di pozzi		Metri perforati (x1.000)		Riserve recuperabili G(m ³)	Produzione G(m ³)
		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
2007	90	10	26	19,4	43,6	128	9,7

Fonte: Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia, Rapporto annuale UNMIG 2007, Ministero dello sviluppo economico, giugno 2008.

Capacità di importazione nel 2007 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'ultimo Rapporto annuale del 2007 con l'accelerazione dei potenziamenti dei gasdotti TAG e TTPC. In particolare, una parte della capacità aggiuntiva del gasdotto TTPC era già disponibile nell'anno termico 2007 - 08 e la rimanente capacità sarà resa disponibile nell'autunno 2008, in tempo per il conferimento dell'anno termico 2008 - 09. Inoltre, è già completata la prima tranche di 3,3 miliardi di m³ del potenziamento del TAG e i rimanenti 3,2 miliardi di capacità aggiuntiva sarà disponibile in tempo per l'anno termico 2009 - 10.

Altri potenziamenti di infrastrutture di importazione esistenti non sono attualmente certe. 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 - 12. In particolare, quest'ultimo andrebbe incontro a notevoli complessità per vie delle procedure di autorizzazione che comportano decisioni concorrenti sia a livello statale che regionale e locale.

I dati riportati nella tavola 5.9 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 - 10, come già indicato in precedenza a meno di interruzioni delle forniture. La tavola 5.10 riporta una simulazione del bilancio tra domanda e offerta, 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.

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

M(m³)/giorno

PUNTO DI ENTRATA	ANNO TERMICO						
	2004 - 05	2005 - 06	2006 - 07	2007 - 08	2008 - 09	2009 - 10	2010 - 11
Tarvisio	88,2	88,3	100,9	100,9	109,9	118,7	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	90,0	99,0	99,0	99,0
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	289,5	308,9	317,7	317,7

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Snam Rete Gas.

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 vicine ai limiti di sicurezza fino al 2008 incluso, seguita da un crescente e forte surplus negli anni successivi. Evidentemente il bilancio dipende dall'effettiva data di entrata in esercizio delle nuove infrastrutture di importazione ma, in base ai potenziamenti già effettuati e quelli previsti a breve termine, può considerarsi attendibile almeno fino al 2009 - 10.

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 al 2015G(m³)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Fabbisogno	86	84	85	93	96	99	101	103	105	106	108
Produzione nazionale	12	11	10	9	9	8	7	7	7	6	6
Importazioni	74	74	75	84	87	91	94	96	98	100	102
Capacità minima importazione											
- in condizioni normali	88	87	88	97	101	105	108	111	113	115	118
- in condizioni di massima sicurezza	97	96	98	108	112	117	120	123	126	128	131
Capacità totale disponibile											
- impianti esistenti potenziati	96	100	105	109	114	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	17	13	18	25	31	42	48	50	48
- in condizioni di massima sicurezza	-2	4	7	2	7	13	19	30	35	38	35

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati MSE.

Nuove infrastrutture in costruzione o progetto - Gasdotti di importazione

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

Tavola 5.11 Nuovi progetti di gasdotti di importazione

Progetti	Capacità nominale annua G(m ³)	Lunghezza (km)	Data completamento studio di fattibilità	Previsione di inizio esercizio
IGI	8 - 10	212 ^(A)	2005	2012
Galsi	10	940	2005	2012
TAP	10 - 20	520	2006	n.d.
Interconnector Italia Austria	1,3	48	In corso	2009

(A) La lunghezza si riferisce alla tratta sottomarina.

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 2012. I promotori del progetto (Edison e Depa) hanno avviato negoziati per la fornitura di 8 - 10 miliardi di m³/anno con i paesi produttori del Mar Caspio. Nel gennaio 2007 è stato firmato un protocollo d'intesa tra i Governi italiano e greco ed è stata concessa l'esenzione dell'accesso a terzi per l'intera capacità della capacità per un periodo di 25 anni. La costruzione del gasdotto dovrebbe iniziare già nel 2008 con l'entrata in esercizio nei primi mesi del 2012.

Il progetto TAP, promosso 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 nei primi mesi del 2008 sono stati stipulati accordi di fornitura con l'Iran per un totale di 5,5 miliardi di m³/anno per 25 anni. Gli accordi di transito sono ancora in fase di perfezionamento e una decisione definitiva di investimento è stata rimandata al 2009 quando saranno chiariti gli accordi di fornitura per i rimanenti 5 - 15 miliardi di m³/anno. La società intende allocare la capacità di trasporto del gasdotto con il criterio dell'open season. Circa il 50% del gas importato andrebbe alle centrali che la EGL sta costruendo in Italia.

Il progetto Galsi, finalizzato al convogliamento di 8 miliardi di m³/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 progetto²⁵ hanno sottoscritto con il produttore algerino Sonatrach accordi per la fornitura di 6 miliardi di m³/anno per 15 anni, altri 2 miliardi di m³/anno, destinati alla metanizzazione della Sardegna, verranno distribuiti direttamente dalla Sonatrach tramite una società mista con la società Sfirs di proprietà della regione Sardegna.

Nuove infrastrutture in costruzione o progetto - Terminali di GNL

Lo stato dei progetti di nuovi impianti di rigassificazione, riportato nella tavola 5.12, evidenzia qualche progresso rispetto all'ultimo Rapporto annuale del 2007, ma vi sono anche degli arretramenti. L'unico impianto sicuro rimane il terminale di Porto Levante, previsto entrare in esercizio all'inizio del 2009. Il terminale Olt offshore ha ottenuto l'autorizzazione ma ha ancora pendenti dei ricorsi al TAR e difficilmente potrà entrare in esercizio entro il 2009, come previsto nel 2007. Un discorso analogo vale per il terminale di Brindisi LNG, autorizzato nel 2003 e bloccato dall'opposizione locale con la richiesta di nuovi accertamenti. Ai progetti elencati nella tavola e già proposti negli anni precedenti, nel 2008 si è aggiunto uno nuovo localizzato a Civitavecchia.

²⁵ La partecipazione azionaria è così composta: Sonatrach (36%), Edison (18%), Enel (13,5%), Wintershall (13,5%), Hera Trading (9%), Progemisa (5%), Sfirs (5%).

Tavola 5.12 Stato di avanzamento dei progetti di terminali di rigassificazione a fine 2007

Progetto	Provincia	Capacità G(m ³)/a	Società proponenti	Previsione Stato autorizzativo di inizio esercizio	
Porto Levante offshore	RO	8	GNL Adriatico (Edison - ExxonMobil - Qatar Petroleum)	2009	In fase finale di costruzione; previsto inizio esercizio all'inizio del 2009.
Brindisi	BR	8	Brindisi LNG (British Gas Italia)	ND	Autorizzazione del 2003 sospesa per nuovi accertamenti.
Toscana offshore	LI	4	OLT LNG (Endesa Italia, Iride, Asa, OLT Energy)	2009	Autorizzazione rilasciata nel 2006, ma sono ancora pendenti ricorsi al TAR contro il terminale.
Rosignano	LI	8	Edison, BP, Solvay	ND	Nulla osta di fattibilità rilasciato nel 2006, ma il processo autorizzativo è attualmente sospeso.
Gioia Tauro	RC	12	LNG MedGas (Cross Gas, Sorgenia, Iride, Azienda Energetica Etschwerke Bolzano)	2012	Nulla osta di fattibilità rilasciato nel 2007; VIA-VAS rilasciata nell'aprile 2008.
Taranto	TA	8	Gas Natural Internacional	ND	Procedimento di VIA attualmente sospeso per accertamenti.
Trieste Zaule	TS	8	Gas Natural Internacional	ND	Rilasciato il nulla osta di fattibilità; procedimento VIA in corso.
Trieste offshore	TS	8	Endesa Italia	ND	Autorizzazione in attesa di ridimensionamento del progetto e rilocalizzazione.
Porto Empedocle	AG	8	Nuove Energie (Enel)	2010	Nulla osta di fattibilità rilasciato nel 2005; VIA-VAS rilasciata con prescrizioni nell'aprile 2008.
Rada di Augusta	SR	12	Erg Power & Gas - Shell Energy Italia	ND	Nulla osta di fattibilità rilasciato nel 2006; VIA-VAS rilasciata con prescrizioni nel maggio 2008.
Ravenna	RA	8	Gruppo Belleli	ND	All'esame del MSE
Senigallia	AN	5	Gaz de France	ND	All'esame del MSE
Civitavecchia	RM	8	Gavio	ND	All'esame del MSE
Portovenere	SP	4,5	GNL Italia (ENI)	2014	VIA per l'ampliamento del terminale di Panigaglia avviato nel 2007.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Nuove infrastrutture in costruzione o progetto - Stoccaggi

I dati riportati nella tavola 5.13 non indicano apprezzabili modifiche per i sette progetti inclusi nell'*Annual Report 2007*, ma sono meglio definite le caratteristiche tecniche e i tempi

di entrata in esercizio di alcuni tra questi stoccaggi, comunque non prima del 2010. Si evidenzia l'aggiunta di sei nuovi potenziali siti, le cui caratteristiche sono ancora troppo incerte da includere nella tabella. Anche escludendo questi nuovi siti, il potenziamento del sistema di stoccaggio nazionale è comunque rilevante: l'aggiunta di working gas risulta complessivamente superiore a 9 miliardi di m³ e la capacità di erogazione aumenterebbe di almeno 100 di m³/giorno.

Tavola 5.13 Stato di avanzamento delle concessioni di stoccaggio a fine 2007

Progetto	Provincia	Tipo	Working gas M(m ³)	Erogazione di punta di inizio M(m ³)/giorno esercizio	Previsione di inizio esercizio	Assegnatario	Stato di avanzamento
Alfonsine	RA	Giacimento	1.550	10,0	ND	Stogit	Autorizzato ma l'avvio presenta difficoltà tecniche e ambientali.
Bordolano	CR, BG	Giacimento	1.440	20,0	2010	Stogit	Autorizzato, ma in attesa di VIA il progetto per la centrale di compressione.
Cornegliano	LO	Giacimento	891	16,5	ND	Ital Gas Storage	Procedimento di VIA in corso.
Cotignola - San Potito	RA	Giacimento	915	8,0	2012	Edison Stoccaggio	In corso di realizzazione.
Cugno le Macine - Serra Pizzuta	MT	Giacimento	742	6,6	ND	Geogastock	Presentata istanza di VIA.
Rivara	RA	Acquifero	3.000	32,0	ND	Independent Gas Management	Presentata istanza di VIA.
Sinarca	CB	Giacimento	324	3,3	ND	Gas Plus Storage e Edison Stoccaggio	Presentata istanza di VIA.
Poggiofiorito	TE	Giacimento	150	1,7		Gas Plus Storage	In istruttoria.
Bagnolo Mella	BS						In istruttoria.
Piadena Est	CR						In istruttoria.
Romanengo	CR, BG						In istruttoria.
Rapagnano	AP						In istruttoria.
San Benedetto	AP		500		2013	Gas Plus Storage, Acea, Gaz de France	In istruttoria.
Totale ^(A)			9.512	98,1			

(A) I totali si riferiscono ai dati dei singoli stoccaggi disponibili.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

6 OBBLIGHI RELATIVI AL SERVIZIO PUBBLICO E TUTELA DEI CONSUMATORI

I principali cambiamenti relativi agli obblighi di servizio pubblico, tutela dei consumatori e fornitura al mercato finale del 2007 discendono dalla normativa primaria e secondaria attuata in Italia in vista della completa liberalizzazione dei mercati finali del 1° luglio 2007. Questi hanno riguardato in larga misura il mercato elettrico dato che il mercato del gas naturale, come noto era già completamente liberalizzato dal gennaio 2003.

In particolare la legge 3 agosto 2007, n. 125 (di conversione in legge del decreto legge n. 73 del 18 giugno 2007 "*Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia*") ha dato attuazione ad alcune disposizioni comunitarie previste dalla Direttive 54 e 55 del 2003.

Ai fini delle informazioni contenute in questo paragrafo sono da segnalare:

- gli **obblighi di separazione societaria dalle attività di vendita** per le imprese di distribuzione con almeno 100.000 clienti finali che al 30 giugno 2007 svolgevano l'attività di vendita in forma integrata;
- l'istituzione di un **regime detto di "maggior 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, caratterizzato da condizioni standard di erogazione del servizio (prezzi di riferimento dell'energia per un periodo temporaneo, qualità commerciale e condizioni contrattuali minime) definite dall'Autorità; tali condizioni standard si applicano anche ai clienti domestici del settore del gas naturale;
- l'adozione di misure volte a **tutelare utenti in particolari condizioni di salute o di svantaggio economico**;
- l'istituzione di un **regime di "salvaguardia"** garantito da un fornitore di ultima istanza individuato dal Ministero sviluppo economico con procedure concorsuali, per i clienti che non rientrano nel regime di "maggior tutela" e che non abbiano scelto un venditore sul mercato libero;
- la definizione di **standard minimi di informazione** che devono essere accessibili attraverso la bolletta e la pubblicazione, sul sito web dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, di **tavole sinottiche di confronto tra i prezzi** rilevabili sul mercato libero, per tipologia di clientela, e i prezzi di riferimento;
- l'obbligo ai fornitori di fornire nelle fatture e nel materiale promozionale inviato ai propri clienti finali, le **informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato** per la produzione dell'energia elettrica fornita nel periodo dei due anni precedenti nonché le fonti informative disponibili sull'impatto ambientale della produzione, utili al fine di risparmiare energia.

Fornitura al mercato finale elettrico

In previsione dell'avvio della completa liberalizzazione del 1 luglio 2007 l'Autorità, aveva disposto nel giugno 2007 la pubblicazione sul proprio sito internet di un elenco volontario delle società di vendita elettriche che soddisfano alcuni requisiti di affidabilità, per permettere ai consumatori di conoscere meglio i venditori sul mercato (delibera 12 giugno 2007, n. 134).

Con la legge 125/07 di conversione del decreto legge n. 73/2007 i fornitori di energia elettrica sia del servizio di "maggior tutela" (i.e. domestici e piccole imprese BT) sia per quello di "salvaguardia" (i.e. clienti non domestici in BT di medie dimensioni e MT che non scelgono un fornitore sul mercato libero) con più di 100.000 clienti sono obbligati, (entro 180 giorni dall'entrata in vigore del decreto) ad attuare la separazione societaria dalle imprese di distribuzione.

Nel secondo semestre 2007, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità gli esercenti del servizio di "maggior tutela" erano 130, di questi 120 erano anche distributori e circa 100 esercitavano anche il servizio di "salvaguardia".

In attuazione di quanto disposto dalla legge n. 125/07 relativamente alla definizione del regime di "salvaguardia" l'Autorità, con la delibera 3 agosto 2007, n. 207, ha formulato una proposta al Ministro dello sviluppo economico per l'individuazione dei criteri fondamentali alla base della determinazione delle procedure concorsuali finalizzate all'individuazione dei soggetti intestatari del servizio di salvaguardia. Le proposte dell'Autorità sono state accolte dal Ministro dello sviluppo economico nel decreto 23 novembre 2007, con il quale sono stati stabiliti:

- la durata del periodo di erogazione del servizio di salvaguardia, pari a due anni, a eccezione della prima applicazione, in cui è pari a un anno;
- la distinzione delle procedure concorsuali per aree territoriali, definite per ciascun periodo di salvaguardia;
- l'affidamento della gestione delle procedure concorsuali a un soggetto terzo, identificato nell'Acquirente Unico;
- il riconoscimento all'esercente il servizio di salvaguardia di un corrispettivo a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso, dei servizi di dispacciamento e dei costi di commercializzazione, articolato per fascia oraria.

Con la delibera 21 dicembre 2007, n. 337 l'Autorità ha definito le disposizioni per l'erogazione del servizio di salvaguardia, in attuazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico del 23 novembre 2007, stabilendo come data di entrata in operatività del servizio di salvaguardia l'1 maggio 2008. La delibera ha inoltre definito le 6 aree territoriali per l'erogazione del servizio, le modalità, i tempi e i criteri per l'organizzazione delle procedure concorsuali nonché il corrispettivo di salvaguardia da riconoscere agli esercenti nel caso in cui il numero dei punti di prelievo dei clienti serviti in salvaguardia sia esiguo. L'esito della procedura concorsuale per il periodo di salvaguardia dall'1 maggio 2008 al 31 dicembre 2008, pubblicato sul sito dell'Acquirente Unico il 22 febbraio 2008, è il seguente:

- la società Exergia Spa è stata selezionata per le aree territoriali di Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria; Lombardia e Trentino-Alto-Adige; Veneto, Friuli-Venezia-Giulia ed Emilia Romagna;
- la società Enel Energia Spa è stata selezionata per le aree territoriali di Toscana, Umbria, Marche e Sardegna; Lazio, Abruzzo e Molise; Campania, Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia.

Fornitura al mercato finale del gas naturale

I requisiti per la fornitura di gas naturale al mercato finale nel 2007 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 maggio 2007 le società di vendita autorizzate erano 386 secondo i dati pubblicati dal ministero per lo sviluppo economico. Dato che però alcune delle società che richiedono l'autorizzazione ministeriale, come è noto, restano inattive, sono 312 i venditori autorizzati ed operativi nel 2007 come risulta dall'Indagine annuale condotta dall'Autorità.

Facendo seguito agli indirizzi contenuti nella legge 23 agosto 2004, n. 239, l'Autorità ha definito, con la delibera 18 gennaio 2007, n. 10, la procedura a evidenza pubblica finalizzata a individuare, per ciascun anno, i fornitori di ultima istanza per i clienti finali con consumi annui inferiori o pari a 200.000 m³. La delibera aveva fissato il primo termine per la presentazione dell'istanza di partecipazione alla procedura concorsuale al 5 febbraio 2007, ma entro quella data nessun operatore di vendita si era candidato all'assunzione dell'incarico. L'Autorità, con delibera 6 settembre 2007, n. 213, ha quindi provveduto a spostare in avanti il suddetto termine, ammettendo alla partecipazione alla procedura a evidenza pubblica per l'anno termico 2007-2008 (periodo dal 1° ottobre 2007 al 30 settembre 2008) gli operatori di vendita che ne abbiano fatto richiesta entro il 22 settembre 2007. L'Autorità ha poi chiarito il ruolo del fornitore di ultima istanza con la delibera 13 settembre 2007, n. 221 nonché alcune modifiche alle procedure operative. La graduatoria risultante da tale procedura, approvata dall'Autorità con la delibera 28 settembre 2007, n. 243 ha permesso di individuare 7 fornitori di ultima istanza per le 5 macro-aree in cui era stato diviso il paese.

Tav. 6.1 Graduatoria delle offerte: fornitori ultima istanza

MACROAREA	N.	OPERATORE	QUANTITÀ (m ³)
Nord piemontese (E1), Sud piemontese e Liguria (E2)	1	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000
Lombardo orientale (C), Lombardo occidentale (D)	1	Asm Energia e Ambiente S.r.l.	30.000.000
Friuli-Venezia Giulia (A), Trentino Alto Adige e Veneto (B), Basso Veneto (G)	2	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000
Friuli-Venezia Giulia (A), Trentino Alto Adige e Veneto (B), Basso Veneto (G)	1	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000
Emilia e Liguria (F), Romagna (I), Toscana e Lazio (H), Umbria e Marche (L)	1	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000
Lazio (N), Marche e Abruzzo (M), Basilicata e Puglia (O), Campania (P), Calabria (Q) e Sicilia (R)	1	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000

Obblighi dei fornitori, condizioni di fornitura e tutela dei consumatori

Il sistema di obblighi e condizioni di fornitura volte alla tutela dei consumatori nei due mercati elettrico e gas era già, al dicembre 2006 (si veda l'*Annual Report 2007*) disegnato nei suoi elementi essenziali che vanno in larga misura oltre ai requisiti di attuazione delle Direttive europee del 2003. In sintesi questo comprende:

- 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; queste sono state riviste alla luce dei requisiti delle Direttive nel 2006 e sono in vigore dal 1 gennaio 2007;
- le **condizioni contrattuali di fornitura** minime inderogabili (lettura contatore, calcolo consumi, periodicità fatturazione, tempi e modalità pagamento, ritardo pagamenti e 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; Il Codice di condotta commerciale per il settore elettrico 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;
- le procedure per la presentazione dei **reclami** e 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;
- 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).

Nel primo semestre 2007, in attesa che il Governo fornisse indicazioni circa l'assetto del mercato della vendita nel settore elettrico, l'Autorità, aveva in ogni caso adottato i seguenti provvedimenti che andavano a completare la succitata disciplina:

- la scheda di confronto prezzi, prevista dal Codice di condotta commerciale per il settore elettrico, che i venditori devono presentare insieme alle nuove proposte commerciali per forniture (delibera 11 maggio 2007, n. 110);

- 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, la pubblicazione di un servizio dedicato sul sito dell'Autorità (vedi Energia semplice e La finestra del Consumatore) e la pubblicazione di un documento divulgativo di informazione circa le opportunità della liberalizzazione diffuso in allegato con le principali testate nazionali.

Nel corso del 2007 è stata inoltre avviata, per i due settori, una ricognizione sulle problematiche ed esigenze relative alla confrontabilità delle offerte per la vendita al dettaglio nonché un Gruppo di lavoro per la realizzazione di un sistema di confronto automatico delle offerte basato su un motore di calcolo già esistente in altri paesi.

La legge 125/07 di conversione il legge del decreto legge - contenute e misure necessarie per ottemperare all'apertura completa del mercato elettrico dal 1 luglio 2007 - ha definito, inoltre anche l'obbligo per i fornitori di informazione trasparente sul mix energetico ai clienti attraverso la bolletta energetica in ottemperanza alle disposizioni della Direttiva Europea 2003/54/CE di cui all'art. 3 comma 6. Tale obbligo era solo parzialmente contenuto nella disciplina delle regole di trasparenza dei documenti di fatturazione rivista già nel 2006 dall'Autorità in quanto limitato alle informazioni circa il mix di fonti che caratterizzano la produzione nazionale di energia elettrica.

In risposta ad alcune criticità emerse nella prima fase di apertura del mercato elettrico alla clientela domestica, determinate anche dalla pluralità dei nuovi soggetti operanti nel settore, con delibera 26 ottobre 2007, n. 272, sono state adottate ulteriori misure di tutela che hanno riguardato in particolare controlli sulla correttezza dei comportamenti delle imprese nel soddisfare le richieste di adesione alle nuove offerte biorarie stabilite dall'Autorità, e regole più dettagliate affinché gli operatori svolgano il servizio per la maggior tutela previsto dall'Autorità in modo chiaramente distinguibile dalla commercializzazione delle offerte dei venditori sul mercato libero.

Inoltre, significativa nella seconda metà del 2007 è stata l'attività volta all'informazione dei consumatori delle opportunità della liberalizzazione. Con delibera 22 giugno 2007, n. 140, l'Autorità ha istituito presso l'Acquirente Unico Spa un *call center* che ha fornito dal 1° luglio 2007 informazioni ai consumatori sulla liberalizzazione del mercato dell'energia

elettrica e il cui servizio, visti i risultati positivi conseguiti, è stato esteso anche al settore del gas a partire dall'ottobre 2007.

Comune ai due settori è anche il progetto triennale avviato con la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CSSE) per la gestione dei reclami, istanze e segnalazioni (*Avvalimento della Cassa conguaglio per il settore elettrico per lo svolgimento di attività materiali, informative e conoscitive anche preparatorie e strumentali nell'ambito della valutazione di reclami, istanze e segnalazioni presentati dai clienti finali ai sensi dell'art. 2 comma 12, lettera m), della legge 14 novembre 1995, n. 481, avviato con delibera dell'Autorità 22 giugno 2007, n. 141.*)

Relativamente agli ultimi due interventi menzionati, nell'ottica di un impiego sempre più efficiente delle risorse e ispirandosi a criteri di economicità, l'Autorità si è posta l'obiettivo e ha avviato un progetto per riunire in un'unica struttura denominata *Sportello per il consumatore* l'attività del *call center* dell'Acquirente Unico e la gestione dei reclami tramite CCSE.

Trattamento dei consumatori vulnerabili

La legge n. 125/07, art 1, comma 3, dispone "...l'adozione, ai sensi dell'articolo 1, comma 375, della legge 23 dicembre 2005, n. 266, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze e il Ministro della solidarietà sociale, entro il termine di sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, di misure volte a tutelare utenti in particolari condizioni di salute o di svantaggio economico".

La definizione dei meccanismi di tutela destinati alle utenze domestiche che versano in condizioni di disagio è stato nel 2007 oggetto di tre Documenti per la consultazione, emanati dall'Autorità, in materia di *Revisione del sistema tariffario per le utenze domestiche in bassa tensione*. In prospettiva è previsto il graduale superamento del criterio di tutela sociale generalizzata, oggi implicitamente inglobato nella struttura delle tariffe applicate ai clienti domestici, a beneficio dell'introduzione di meccanismi espliciti volti a garantire adeguata protezione ai clienti domestici che versino in situazioni di disagio. A tal proposito con il decreto interministeriale 28 dicembre 2007, pubblicato in *Gazzetta Ufficiale* in data 18 febbraio 2008, il Governo ha definito il quadro normativo primario di riferimento:

- introducendo, a far data dall'1 gennaio 2008, meccanismi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti vulnerabili;
- identificando nel disagio economico e nelle gravi condizioni di salute le situazioni che presentano caratteristiche di particolare vulnerabilità per i clienti domestici;
- individuando nell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) lo strumento per la selezione dei potenziali beneficiari e definendo una soglia unica di accesso a livello nazionale;
- prevedendo la possibilità di cumulare le agevolazioni concesse per le situazioni di disagio economico con quelle concesse a causa della presenza di gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche alimentate a energia elettrica, necessarie per il mantenimento in vita;
- disponendo che l'onere derivante dall'introduzione di tali misure sia ripagato dal complesso dei clienti (domestici e non) del mercato dell'energia elettrica.

L'operatività di tali meccanismi sarà assicurata (retroattivamente a far data dall'1 gennaio 2008) da un apposito provvedimento dell'Autorità.

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. Tale disciplina ha sinora incontrato una limitata applicazione.

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 2007 sono state pari a 946.624 (clienti alimentati in bassa tensione), mentre nel settore del gas naturale esse sono state pari a 66.715 (clienti finali alimentati in bassa pressione)²⁶. 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) anche 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*, traduce gli obiettivi di efficienza del regolatore per un periodo di regolazione quadriennale come indicato nella Tavola 6.2. Per il settore elettrico nel dicembre 2007 l'Autorità ha definito le tariffe per la trasmissione, distribuzione e misura per il terzo periodo di regolazione, 2008-2011, per il gas naturale i coefficienti di *price cap* riportati nella Relazione alla Commissione UE del luglio 2007 sono rimasti invariati in quanto fanno riferimento al periodo 2005 -2009 per la trasmissione e il GNL, 2004-2008 per la distribuzione e 2006-2010 per lo stoccaggio.

²⁶ 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.

Relativamente alla regolazione dei prezzi finali, la legge n. 125/07, ha definito per i clienti domestici del settore elettrico e del gas naturale e per i clienti domestici in BT di piccole dimensioni (con meno di 50 dipendenti e fatturato inferiore ai 10 milioni di euro) il cosiddetto regime di “maggior tutela”. In particolare il comma 3 della legge 125/07: *Per garantire le disposizioni comunitarie in materia di servizio universale, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas indica condizioni standard di erogazione del servizio e definisce transitoriamente, in base ai costi effettivi del servizio, prezzi di riferimento per le forniture di energia elettrica ai clienti di cui al comma 2 e per le forniture di gas naturale ai clienti domestici, che le imprese di distribuzione o di vendita, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, comprendono tra le proprie offerte commerciali contemplando anche la possibilità di scelta tra piani tariffari e fasce orarie differenziati.*

Nell'anno in corso pertanto l'Autorità ha provveduto a disciplinare il servizio di “maggior tutela” definendo condizioni standard di erogazione del servizio e transitoriamente, in base ai costi effettivi del servizio, prezzi di riferimento per le forniture di energia elettrica. Le condizioni economiche di riferimento vengono aggiornate con cadenza trimestrale dall'Autorità e sono obbligatoriamente offerte da fornitori assieme alle altre loro offerte

In ottemperanza alle disposizioni della legge n. 125/07 sono state definite anche per i clienti domestici del servizio del gas naturale le “condizioni economiche di riferimento” (quali prezzi massimi differenziati localmente ed aggiornati trimestralmente) che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire accanto a eventuali proprie offerte, per una maggior tutela nei confronti dei clienti finali. Si ricorda che, date le difficili condizioni concorrenziali del settore della vendita del gas naturale in Italia, queste erano già in vigore come ricordato nella Relazione alla Commissione UE del luglio 2007 si dall'apertura del mercato.

Nonostante la completa liberalizzazione dell'1 luglio 2007 la quasi totalità dei clienti domestici nel secondo semestre 2007 ha continuato a rifornirsi secondo le condizioni economiche di riferimento stabilite dall'Autorità applicate dagli esercenti il servizio di vendita di maggior tutela. Più contenuta è, invece, la quota di clienti industriali che hanno fruito del servizio di maggior tutela e di salvaguardia (81,6%).

Nel settore del gas naturale il 92% del gas consumato da clienti domestici è approvvigionato dal mercato tutelato tramite condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità; la quota di clienti tutelati è dunque rimasta stabile rispetto al 2006²⁷. Per contro il quadro del settore non domestico mostra segnali di maggiore dinamicità in quanto (con l'eccezione della generazione elettrica) nel 2007 sono diminuite significativamente rispetto al 2006 invece le quote di gas approvvigionato sul mercato tutelato sia per il commercio e servizi (42,9% vs. 64,2%), nell'industria (3,7% vs. 6,4%) e nella generazione elettrica (0,03%).

²⁷ Nell'Annual Report dello scorso anno la quota dei clienti domestici tutelati era stata indicata pari a 89,5%, ma a seguito di ulteriori verifiche e controlli sui dati, la cifra da considerare corretta è pari a 92%.

Tavola 6.2 Condizioni economiche di riferimento al 31 dicembre 2007

	Elettricità			Gas			
	Grandi imprese industriali	Piccole-medie imprese industriali e commerciali	Settore domestico	Usi termoelettrici	Imprese industriali	Imprese commerciali e di servizi	Settore domestico
Condizioni economiche di riferimento regolate da AEEG ai sensi della legge 125/07 (S/N)	N	S ^(A)	S	N	N	N ^(B)	S ^(B)
% clienti a condizioni economiche di riferimento	81,6		99,7	0,03	3,7	42,9	92,0
Possibilità di tornare alle condizioni economiche di riferimento regolate da AEEG (S/N)	N	S	S	N	N	N	S
N. fornitori con obbligo di proposta condizioni economiche di riferimento	130 ^(C)			386 ^(D)			

(A) Ai sensi della legge n. 125/07 le condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità si applicano ai clienti non domestici in BT con meno di 50 dipendenti e un fatturato inferiore ai 10 miliardi di euro. Ai restanti clienti non domestici che non abbiano cambiato fornitore si applicano le condizioni definite nel regime di "salvaguardia".

(B) Solo i clienti domestici accedere alle condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità.

(C) Fornitori del servizio di "maggior tutela" definito dal comma 3, art. 1, legge n. 125/07.

(D) Dato relativo alle autorizzazioni alla vendita al 30 maggio 2007 rilasciate dal MSE; si ricorda che secondo l'indagine annuale AEEG, i venditori operativi nel 2007 erano 312.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.