



# 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 2009

**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	Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni.....	15
3.1.2	Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione.....	17
3.1.3	Regolamentazione dell' <i>unbundling</i> .....	27
3.2	Concorrenza.....	28
3.2.1	Descrizione del mercato all'ingrosso.....	28
3.2.2	Descrizione del mercato finale .....	40
3.2.3	Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante.....	46
4	Regolamentazione e performance del mercato del gas naturale .....	48
4.1.1	Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni.....	48
4.1.2	Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione.....	52
4.1.3	Regolamentazione dell' <i>unbundling</i> .....	66
4.2	Concorrenza.....	67
4.2.1	Descrizione del mercato all'ingrosso.....	67
4.2.2	Descrizione del mercato finale .....	71
4.2.3	Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante.....	81
5	Sicurezza degli approvvigionamenti .....	83
5.1	Elettricità.....	83
5.2	Gas.....	95
6	Obblighi relativi al servizio pubblico e tutela dei consumatori .....	104

## 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 nel mercato elettrico

Nel corso del 2008 importanti progressi hanno interessato il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica finalizzati alla promozione di condizioni di maggiore concorrenza e trasparenza degli scambi. L'attuale assetto del sistema si compone di un mercato regolamentato a pronti (MPE), gestito dal Gestore del mercato elettrico, e di mercati a termine, istituiti allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile dei propri portafogli di energia. L'organizzazione dei mercati a termine è attualmente oggetto di iniziative normative volte a promuoverne lo sviluppo.

Il 2008 ha visto un miglioramento del grado di liquidità degli scambi e la comparsa di segnali incoraggianti in tema di concentrazione di mercato.

La domanda di energia elettrica sul Mercato del Giorno Prima (MGP) è stata pari a circa 337 TWh, in crescita dell'1,8% rispetto all'anno precedente. Le operazioni sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 232,6 TWh, in aumento del 4,8% rispetto al 2007, consolidando la tendenza ad un aumento della liquidità media del mercato, pari al 69,0% per il 2008 contro il 67,1% del 2007 e il 59,6% del 2006. Il prezzo medio di acquisto nella borsa elettrica italiana (PUN) è stato pari a 86,99 €/MWh, in aumento di 16 €/MWh rispetto all'anno precedente (+22,5%). Particolarmente rilevante è il picco raggiunto nel mese di ottobre quando il prezzo medio di acquisto ha toccato il massimo storico di 99,07 €/MWh (+41,8% rispetto al mese di ottobre 2007) per effetto del costo del combustibile. Il calo nelle quotazioni degli idrocarburi e l'aggravarsi della crisi economica internazionale hanno favorito una consistente riduzione del PUN nei mesi di novembre e dicembre 2008.

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) evidenzia un miglioramento della struttura competitiva dal lato dell'offerta. In particolare, i periodi durante i quali si registrano livelli soddisfacenti di concentrazione ( $HHI < 1.800$ ) sono ulteriormente aumentati nella macrozona Nord e progressi si registrano anche nella macrozona Sud. Ostacoli allo sviluppo di assetti pienamente concorrenziali permangono nelle zone Sicilia e Sardegna, dove l'indice HHI non assume mai valori inferiori alla soglia di 1800. L'indice di operatore marginale evidenzia una significativa riduzione rispetto al 2007, segnalando una tendenza verso il miglioramento della situazione concorrenziale.

Nel 2008 la rendita nazionale da congestione sulla rete di trasmissione nazionale raccolta sul MGP è significativamente aumentata rispetto all'anno precedente passando da circa 121 milioni di euro a 156 milioni di euro, pari ad un incremento di circa il 29%. L'estensione invece alla frontiera svizzera delle modalità di gestione delle congestioni transfrontaliere già adottate per le altre frontiere ha invece comportato l'annullamento della rendita da congestione sulle zone estere, essendo il costo della congestione preventivamente pagato in fase di asta esplicita.

La capacità massima netta installata al 31 dicembre 2008 è pari a 98.625 MW e risulta detenuta, per oltre la metà, dai primi tre operatori del mercato: Enel (44%), gruppo Edison (8,6%) ed Edipower (8,2%). Tuttavia, l'indice HHI, relativo alla capacità netta installata,

evidenzia una riduzione del grado di concentrazione del mercato, da un valore di 2.126 registrato nel 2007 a 1.921 nel 2008.

Nel 2008 il saldo netto degli scambi transfrontalieri di energia elettrica ha subito una riduzione rispetto all'anno precedente. In particolare, a fronte di una richiesta di energia elettrica (339,5 TWh) analoga a quella del 2007, la produzione nazionale netta (307 TWh) ha fatto registrare un aumento dell'1,9%, mentre il saldo estero, pari a circa 40 TWh, è diminuito rispetto al 2007 del 13,5%. L'analisi dei flussi su ciascuna frontiera evidenzia un aumento delle importazioni dalla Slovenia e dalla Grecia, rispettivamente, del 46% e del 2,9%, e la riduzione delle importazioni dalla Francia (-14,9%) e dalla Svizzera (-16,2%). Per quanto riguarda le esportazioni, l'aumento dei flussi è stato determinato soprattutto dal contributo della Grecia (+55,3%) e della Svizzera (+516,5%).

In materia di flussi transfrontalieri, la disciplina per la gestione degli scambi stabilita per il 2008 e confermata per il 2009 prevede l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione sulle frontiere francese, greca, austriaca, slovena e svizzera mediante 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.

Nel 2008 i volumi di energia elettrica scambiati sul mercato della vendita al dettaglio sono stati pari a circa 299 TWh, mentre il numero complessivo dei punti di prelievo è stato di circa 36 milioni. Nel mercato *retail* i gruppi societari che nel 2008 hanno raggiunto una quota di mercato superiore al 5% sono tre: Enel (47,2%), Edison (6,0%), A2A (5,6%).

Secondo dati di Terna, nel 2008 le vendite ai clienti in maggior tutela<sup>1</sup> sono ammontate a circa 90 TWh per oltre 32 milioni di punti di prelievo, in riduzione del 19% rispetto al 2007. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 60 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (circa 27 milioni).

Nel 2008 il servizio di salvaguardia<sup>2</sup> ha interessato circa 192.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno prelevato elettricità per circa 13 TWh. Di questi, circa tre quarti si riferiscono agli utilizzi industriali/commerciali (diversi dall'illuminazione pubblica e dagli utilizzi soggetti a regimi tariffari speciali) con prevalenza di connessioni in media tensione.

Le vendite del mercato libero nel 2008, calcolati su dati di Terna al netto delle vendite relative al servizio di salvaguardia, si sono attestate sui 195 TWh, in aumento del 10% rispetto al 2007. La ripartizione per tipologia di cliente evidenzia come circa il 96% dei volumi abbia interessato i cosiddetti altri usi, vale a dire diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica, corrispondenti al 65% dei punti di prelievo (circa 2 milioni).

---

<sup>1</sup> Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero. Il servizio è garantito da apposite società di vendita o dai distributori con meno di 100.000 clienti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

<sup>2</sup> Si tratta del servizio a cui sono ammessi tutti i clienti che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero. Dal 1° maggio 2008 tale servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta.

Per quanto riguarda la regolazione del mercato elettrico al dettaglio, l'Autorità ha provveduto, da una parte, ad affinare gli strumenti normativi precedentemente adottati per favorire lo sviluppo di tale mercato, dall'altra, secondo un'ottica incrementale, a definire nuovi interventi di modifica del quadro regolatorio, tesi a garantire una più celere transizione verso il nuovo assetto concorrenziale del mercato. Sono stati emanati quindi provvedimenti volti a: trasferire al cliente finale segnali di prezzo più coerenti con l'andamento dei consumi; agevolare e standardizzare i contenuti informativi tra il venditore uscente, il distributore e il nuovo utente del dispacciamento funzionali all'esecuzione degli *switching*; definire modalità relative alla sospensione della fornitura nei casi di morosità dei clienti finali o di inadempimento da parte del venditore. Relativamente al servizio di salvaguardia, l'Autorità è intervenuta sia per verificare il rispetto della disciplina vigente da parte delle imprese assegnatarie, sia per migliorare le procedure di assegnazione tramite asta per il biennio 2009-2010. Sono inoltre stati emanati diversi provvedimenti per migliorare l'attività di raccolta e analisi dei dati relativi al mercato elettrico al dettaglio, al fine di ottenere un maggior numero di elementi sulla base dei quali valutare l'effettivo impatto della concorrenza nell'attività di vendita.

I reclami, le istanze e le segnalazioni esaminate dall'Autorità, provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori, hanno visto un aumento del 79%. Nel periodo compreso tra il 1° aprile 2008 e il 31 marzo 2009, a fronte di un totale di 8.691 comunicazioni inoltrate all'Autorità, 6.323 (73% del totale) hanno riguardato il settore elettrico. Rispetto all'anno precedente, l'incremento del numero di reclami nel solo settore elettrico è stato pari al 103%. Delle comunicazioni pervenute il 92% sono reclami, il 5% richieste d'informazione e il restante 3% segnalazioni.

Tra i reclami relativi al settore elettrico, poco più del 50% è stato avanzato nei confronti di venditori che operano esclusivamente nel mercato libero. Si tratta di un fenomeno tipico nelle prime fasi di apertura dei mercati, osservato anche in altri paesi in cui il segmento della vendita è stato dischiuso alla concorrenza. Le comunicazioni hanno riguardato principalmente i seguenti argomenti: la fatturazione (36,4%); l'interpretazione e l'applicazione di clausole contrattuali sia nell'ambito del mercato libero sia nel servizio di maggior tutela (18,9%); la qualità commerciale (0,7%); problematiche attinenti al mercato (17,2%); la qualità della fornitura, la tensione e le interruzioni (5%); gli allacciamenti (8,2%); le tariffe (2,1%); i contatori (1,9%); i distacchi (4,2%); le bollette e la loro trasparenza (2%); la misura (0,4%).

Nell'ambito della regolazione tariffaria delle infrastrutture di rete, la tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2009 ha subito, complessivamente, un aumento rispetto all'anno 2008 pari all'1,7%, passando da 2,152 c€/kWh a 2,188 c€/kWh. Gli aumenti sono in gran parte dovuti all'elevato tasso di inflazione registrato nei mesi precedenti l'aggiornamento annuale (+2,4%), utilizzato nella formula di aggiornamento secondo il metodo del *price cap*, applicata ai costi operativi. L'incremento delle tariffe riflette inoltre l'incremento del capitale investito, lordo e netto, come conseguenza degli investimenti effettuati dalle imprese esercenti e l'effetto della rivalutazione degli investimenti medesimi.

Vista l'eccezionale gravità della congiuntura economica, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di garanzia dei ricavi di trasmissione, ad accesso facoltativo, da esercitarsi entro il 31 luglio 2009, teso a limitare la rischiosità connessa con possibili forti oscillazioni della domanda di energia elettrica che potrebbero, in circostanze limite, mettere a rischio il piano di investimenti sulla rete di trasmissione nazionale.

Dal 2005 il gestore della rete è Terna, proprietaria di oltre il 97% della rete ad alta tensione e responsabile della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale. L'assetto adottato per il sistema elettrico italiano corrisponde ad un modello di "ownership unbundling". Al 31 dicembre 2008 l'azionista di riferimento di Terna, ovvero la Cassa depositi e prestiti, possedeva una quota azionaria pari al 29,99%; Enel e la società di gestione patrimoniale Pictet Asset Management risultavano detenere, ciascuna, il 5,1% del capitale sociale, mentre il restante 60% era ripartito tra investitori istituzionali e retail.

In tema di sicurezza degli approvvigionamenti, si osserva come nel 2008 sia continuato il forte potenziamento della capacità di generazione iniziata nel 2004-05. La potenza netta installata a fine 2008 ammontava a 99,4 GW rispetto a una domanda alla punta estiva e invernale, rispettivamente, di 55,3 e 52,2 GW con un margine di riserva teorico del 45%, che tuttavia non tiene conto degli impianti in manutenzione e/o ristrutturazione, né del calo della domanda alla punta rispetto all'anno precedente, dovuta al crollo dell'economia, particolarmente al picco invernale (- 8,2%).

Nel complesso, la potenza netta è aumentata del 6,2% rispetto all'anno precedente, l'aumento più forte in assoluto dell'ultimo quinquennio. La crescita della capacità è dovuta, come negli anni precedenti, soprattutto agli impianti termoelettrici (oltre il 75%) seguiti dagli impianti eolici (17%) e, in terza posizione, dagli impianti fotovoltaici (4,4%) la cui potenza complessiva è prevista superare quella geotermica nel corso del 2009. La struttura della generazione rimane tuttavia dominata dagli impianti termoelettrici e idroelettrici, rispettivamente con il 74% e il 21% del totale, mentre gli impianti eolici coprono appena il 3,7% della potenza installata. Con il continuo potenziamento della capacità di generazione nazionale negli ultimi anni è notevolmente migliorata la disponibilità di potenza alla punta che nel 2008 ha raggiunto 63,2 GW rispetto a 60,4 GW dell'anno precedente.

Il bilancio dell'energia elettrica è significativamente migliorato nel 2008 in relazione a due principali fattori: il calo del fabbisogno, diminuito dello 0,7% rispetto al 2007, e il forte aumento della producibilità idroelettrica. In tema di rinnovabili è anche da osservare il balzo dell'energia eolica (+59,5%) con il sorpasso della generazione geotermica (6,4 contro 5,2 TWh). L'impulso dovuto alla generazione da fonti rinnovabili, non oberate da costi di combustibile, ha avuto l'effetto di limitare il ricorso alla generazione termoelettrica che è calata del 2,1%.

La forte ripresa dell'energia idroelettrica (+18,3%) dopo diversi anni di calo dovuto alla scarsa piovosità, ha notevolmente cambiato i parametri di riferimento per il commercio internazionale dell'energia, determinando un consistente calo delle importazioni (-12%) e un ancora più forte aumento delle esportazioni (+30%) rispetto all'anno precedente. Il favorevole rapporto tra importazioni ed esportazioni di elettricità è stato comunque facilitato dal calo del fabbisogno elettrico.

L'opera di riqualificazione e potenziamento del parco produttivo nazionale è continuata anche nel 2008, soprattutto con la realizzazione di impianti a ciclo combinato a gas e di impianti eolici. La nuova potenza termoelettrica installata dal 2002 ammonta a più di 17 GW; inoltre sono previsti entrare in esercizio altri 6,5 GW entro il 2012, mentre le richieste di autorizzazione corrispondono a circa 22 GW. Il potenziamento della capacità eolica è in prospettiva ancora più dinamica. Al 31 dicembre 2008 risultavano inevase circa 950 richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale per una potenza complessiva di oltre 50 GW, il 50% dell'attuale parco di generazione nazionale nel suo complesso.

Le previsioni di nuova potenza tuttavia evidenziano un notevole squilibrio tra regioni meridionali e settentrionali del Paese. Il Sud e le Isole ospiterebbero il 47% della nuova capacità termoelettrica e il 97% di quella eolica e fotovoltaica installata dal 2002, complessivamente il 62% della nuova capacità. Al Nord andrebbe il 43% della capacità termoelettrica e meno dell'1% di quella eolica e fotovoltaica, il 30% della nuova potenza totale. Tale disparità può aggravare i problemi di trasmissione se la rete non verrà adeguatamente potenziata nei nodi critici nei tempi utili. Permangono, infatti, la maggior parte delle criticità riscontrate negli anni precedenti; a fronte di qualche miglioramento, vi sono deterioramenti dovuti in genere a un'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti e/o a una capacità di trasformazione non adeguata nelle stazioni AAT/AT. 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. Il 70% degli oneri di dispacciamento sono stati generati dalle Isole, dal Centro Sud e dalla Calabria, che rappresentano complessivamente solo il 21% del fabbisogno di energia elettrica del Paese.

Nel corso del 2008 sono entrati in servizio nuovi impianti di significativa importanza per il funzionamento della rete di trasmissione nazionale, tra i quali va evidenziato il completamento e l'entrata in esercizio della *merchant line* Mendrisio - Cagno tra Italia e Svizzera. Numerosi altri interventi di sviluppo della rete identificati nei precedenti Piani di Terna sono in corso di realizzazione, molti dei quali sono previsti entrare in esercizio nel corso del 2009 e negli anni immediatamente successivi.

Tuttavia, molti degli oltre 100 interventi di maggiore criticità per il buon funzionamento della rete nazionale sono fermi per mancanza delle necessarie autorizzazioni o comunque rallentati dall'iter burocratico a livello nazionale e locale. Escludendo gli interventi di connessione alla rete, si può valutare una attesa media di circa 6 anni dalla richiesta di autorizzazione alla messa in opera degli impianti. Tuttavia, tale valore rappresenta una media tra progetti con tempi di attesa non superiori a due anni e opere più impegnative a livello locale che possono rimanere ferme per periodi anche superiori ai 10 anni. Si tratta quasi sempre, in questi ultimi casi, delle opere più critiche per il funzionamento efficiente della rete elettrica, come la linea a 380 kV Sorgente - Rizziconi per l'incrementazione della capacità di trasporto che permetterebbe la riduzione dei differenziali di prezzo tra il Continente e Sicilia.



## Sviluppi nel mercato gas

Secondo le prime elaborazioni dei dati raccolti nell'indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas, nel 2008 il numero di soggetti che vendono gas nel mercato all'ingrosso è risultato pari a 78. Dalla completa apertura del mercato del gas, avvenuta nel 2003, tale numero è quasi raddoppiato. Rispetto al 2007, il volume complessivamente trattato dai grossisti è cresciuto dell'8,2%, ma al suo interno sono aumentate del 23,3% le vendite al mercato all'ingrosso, mentre sono diminuite del 9,0% le vendite effettuate da questi operatori direttamente a clienti finali. Si tratta di un fenomeno che si va manifestando da qualche anno; sembrerebbe quindi essere in atto un processo di specializzazione sul proprio mercato, con una crescente liquidità dello stesso. I volumi di gas complessivamente venduti da Eni sono diminuiti di quasi 6 punti percentuali, quelli dei grandi operatori sono calati del 3,2%, mentre le vendite dei piccoli operatori sono cresciute del 15,2% e più ancora quelle delle imprese di media dimensione, salite del 17,1%. Nel 2008 sono 34 le società (erano 27 nel 2007) il cui venduto ha raggiunto almeno 300 M(m<sup>3</sup>) nel mercato all'ingrosso. Insieme tali operatori coprono il 96,2% delle vendite complessivamente effettuate su tale mercato che si mantiene molto concentrato, seppure in miglioramento: la quota delle prime 3 società Eni, Enel Trade ed Edison, è infatti scesa al 50,2% (lo scorso anno era del 59,8%); quella delle prime 5, che include anche Plurigas e Gaz de France, si è abbassata al 59%, mentre nel 2007 era pari al 67,8%.

L'analisi delle modalità di approvvigionamento delle imprese grossiste mostra come queste società si procurano il gas per quasi il 60% attraverso le importazioni. La produzione nazionale è infatti praticamente tutta sotto la titolarità del gruppo Eni a eccezione di una piccola quota in capo a Edison e di altri volumi poco rilevanti riconducibili a piccoli coltivatori. Una parte rilevante (quasi il 20%) delle importazioni dei grossisti di media dimensione è acquisita da Eni al di là del confine nazionale. Il 23% del gas ceduto al mercato all'ingrosso viene acquistato da altri rivenditori sul territorio nazionale (sia alla frontiera, sia al *city gate*), il 7% è direttamente prodotto e quasi il 10% viene acquisito al PSV. Le importazioni sono la principale fonte di approvvigionamento soprattutto per i grandi operatori, mentre via via che la dimensione degli operatori si riduce, divengono sempre più importanti gli acquisti sul mercato nazionale e quelli al PSV, dove in media si acquisiscono partite di minore rilevanza. L'incidenza degli acquisti al PSV è massima nel caso dei grossisti di piccolissima dimensione, dove raggiunge il 36%.

In generale, considerando i volumi di gas che ciascun gruppo ha acquistato da Eni sul territorio nazionale e quelli ceduti dall'*incumbent* oltre frontiera, si osserva come siano riconducibili direttamente a Eni quote consistenti della disponibilità di gas per ciascun gruppo. Per il gruppo Enel tale quota è pari al 15%, per il gruppo Edison arriva addirittura al 38,6%. Deriva direttamente da Eni poco più di un terzo della disponibilità di gas dei gruppi di grande e medio-piccola dimensione, mentre quote inferiori, ma pur sempre maggiori del 15%, si osservano tra i piccoli.

Nel 2008 le transazioni al PSV hanno toccato 14,9 G(m<sup>3</sup>); rispetto allo scorso anno sono cresciute del 54% hanno raggiunto quasi un quinto dei volumi complessivamente consumati sul territorio nazionale. Di questi circa 1,1 G(m<sup>3</sup>) sono volumi acquistati da Eni che li ha ceduti con operazioni di *gas release*, come esito di provvedimenti dell'Autorità garante per la concorrenza e il mercato. A partire dal 2004, ma specialmente negli ultimi

tre anni termici, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, sia in termini di volumi scambiati, sia in termini di numero delle contrattazioni. Ciò è stato facilitato dalle disposizioni del Ministero dello sviluppo economico e dell'Autorità che, nell'ottica di promuovere il mercato regolamentato delle capacità del gas, hanno adottato in questi anni diverse misure volte ad accrescerne la liquidità.

Per contribuire alla creazione di un vero mercato regolamentato all'ingrosso del gas (borsa), l'Autorità ha avviato da tempo un procedimento volto a definire un regime di bilanciamento basato su criteri di mercato ed a superare alcune criticità relative alla misura e all'attribuzione dei prelievi. Permane comunque una criticità non superabile con strumenti di regolazione: l'assenza di un dispacciatore indipendente, ovvero di un soggetto terzo (come Terna nel sistema elettrico) che offra i necessari servizi in modo imparziale. Da segnalare è infine la preoccupazione per la mancata estensione con legge dei tetti antitrust nel settore gas in scadenza nel 2010. È auspicabile che vengano individuate soluzioni alternative che consentano di superare la sostanziale elusione dei tetti finora verificatasi e che altri operatori, pur già presenti numerosi sul mercato, ma ancora dipendenti dalle importazioni di gas ENI, siano messi in condizione di poter esercitare un'azione concorrenziale incisiva.

Per quanto riguarda i consumi, il 2008 è stato un altro anno di stabilità per il settore del gas naturale: il Ministero dello sviluppo economico ha stimato che il consumo interno lordo - comprensivo cioè delle perdite, pari a circa 1,5 G(m<sup>3</sup>) - è stato pari a 84,88 G(m<sup>3</sup>), valore che si confronta con gli 84,90 G(m<sup>3</sup>) del 2007. In base ai primi risultati dell'Indagine annuale svolta dall'Autorità sull'evoluzione del settore gas, le vendite al mercato finale nel 2008 sono state pari a 69,9 G(m<sup>3</sup>). Se a tali quantitativi si aggiungono i 13,45 G(m<sup>3</sup>) di autoconsumi (ovvero il gas impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli operatori stessi), si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 83,38 G(m<sup>3</sup>), valore praticamente uguale agli 83,39 G(m<sup>3</sup>) indicati dal Ministero dello sviluppo economico. La domanda finale è giunta per il 41% dal settore termoelettrico, per il 36% dal settore civile, per il 21% dall'industria e per il 2% da altri comparti (agricoltura, autotrazione e usi non energetici).

Il livello di concentrazione complessiva del mercato totale (comprensivo, cioè gli autoconsumi) è diminuito rispetto allo scorso anno: la quota dei primi tre gruppi è infatti scesa al 63,4% dal 66,5% del 2007. Come è accaduto nello scorso anno, inoltre, la composizione delle quote vede ancora una discesa di Eni (quest'anno al 37,5% contro il 42,7% del 2007) a favore di Enel (quest'anno al 15,4% contro il 13,8% del 2007) e di Edison (quest'anno al 10,5% contro il 10,1% dello scorso anno). Oltre a ciò, è aumentato di un'unità il numero degli operatori con una quota superiore al 5%, che quest'anno vede come nuovo ingresso il gruppo A2A nato dalla fusione di due grandi gruppi precedenti (Aem Milano e ASM Brescia). Escludendo gli autoconsumi, i gruppi che risultano possedere più del 5% delle vendite scendono a 3 (Eni, Enel ed E.On con una quota complessiva del 62,3%); i livelli di concentrazione aumentano, com'è logico attendersi, nella generazione elettrica (perché i gruppi di maggiore dimensione che concorrono con l'*incumbent* sono quelli che dispongono di elevati volumi di gas da impiegare nelle proprie centrali di produzione di energia elettrica e che dunque non rivendono al mercato finale), mentre non si modificano in modo significativo negli altri settori di consumo.

La percentuale di clienti che nel 2008 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari all'1,2%, ovvero al 34,1% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio. I dati mostrano anche che le percentuali di *switching* aumentano al crescere della classe dimensionale dei clienti. Ciò in quanto all'ampliarsi dei volumi di consumo, si innalza la spesa per l'acquisto di gas e, di conseguenza, crescono sia l'interesse verso la possibilità di risparmiare, che è generalmente la prima motivazione del cambio di fornitore, sia la conoscenza del settore e la capacità del cliente finale di compiere scelte consapevoli. Nel mercato finale, le vendite a clienti tutelati sono tuttora circa il 28% del totale. A 7 anni dalla completa apertura del mercato del gas, dunque, il 72% dei volumi complessivamente consumati viene acquisito sul mercato libero. Le percentuali si invertono se si calcolano le quote di mercato libero e tutelato in termini di clienti: in questo caso solo il 7% dei clienti risulta servito dal mercato libero, mentre il 93% appare ancora sotto la tutela prevista dall'Autorità. Il mercato libero è ancora, cioè, una prerogativa dei grandi clienti e non ha ancora coinvolto il mass market (la percentuale di clientela domestica sul mercato libero si riduce a poco più del 4%).

Si conferma, come nel 2007, la tendenza degli operatori a specializzarsi sul mercato tutelato al diminuire dei volumi complessivamente venduti al mercato finale. I gruppi più piccoli rivolgono, infatti, gran parte delle proprie vendite (nel caso dei gruppi appartenenti all'ultima classe si arriva al 56%) ai clienti domestici e a quelli appartenenti al settore commercio e servizi. Più in generale si osserva che quanto più è piccolo il gruppo, tanto più ha un mercato limitato a quello che era il bacino d'utenza "storico" in cui l'operatore era presente ante liberalizzazione. Appaiono equivalenti le quote di gas venduto dai due maggiori gruppi al mercato civile (domestico, commercio e servizi), mentre si notano particolari differenze sulla vendita alle centrali elettriche: ciò in considerazione della diversa struttura societaria dei due gruppi. Il gruppo Enel, infatti, a fronte di autoconsumi nulli, ha vendite significative alla generazione elettrica (circa il 57%) in quanto il gas destinato alle proprie centrali elettriche viene venduto, al pari di una normale cessione, alle società che all'interno del gruppo effettuano la produzione elettrica. Fa eccezione, rispetto a quanto detto sopra, il gruppo Edison che vende il 63% del gas a imprese (in buona parte appartenenti al proprio gruppo) che svolgono l'attività di produzione elettrica, limitando così la quota di gas destinato ad altra tipologia di clienti che non siano i grandi consumatori industriali.

Lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale è stato pari a 39,24 c€/m<sup>3</sup>. Lo stesso prezzo nel 2007 era risultato pari a 32,29 c€/m<sup>3</sup>. Complessivamente, dunque, il prezzo del gas è rincarato in Italia del 21,5%: un valore elevato, ma atteso, stante la forte crescita del prezzo del petrolio - che nello stesso periodo è aumentato del 33,8% - cui il prezzo del gas è fortemente legato. I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media 47,46 c€/m<sup>3</sup>, mentre 36,01 c€/m<sup>3</sup> è il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero. Il confronto con gli stessi dati relativi al 2007 mostra che i clienti dei due mercati hanno subito aumenti molto differenziati; a fronte di un rincaro medio del 10% del gas venduto sul mercato tutelato, il gas venduto sul mercato libero ha evidenziato un aumento assai più consistente, pari al 28%. L'entità della differenza non dipende tanto dal tipo di mercato (tutelato vs libero), quanto piuttosto dalla dimensione media dei clienti.

L'attività di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni, provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori, ha visto un aumento del 79% nel corso del 2008, confermando l'andamento già evidenziato negli anni precedenti. Nel periodo compreso tra il 1° aprile 2008 e il 31 marzo 2009 il numero di comunicazioni riguardanti il settore gas, pari a 2.368, ha rappresentato il 27% del totale delle comunicazioni inoltrate all'Autorità, con un incremento del 55% rispetto all'anno precedente; di queste, il 94% sono reclami, il 4% richieste di informazioni e il restante 2% segnalazioni. Il numero di comunicazioni inerenti il settore gas risulta nettamente inferiore rispetto a quelle del settore elettrico (circa un terzo), sia per il minor numero di clienti coinvolti, sia per il minore grado di sviluppo del mercato. Il minor numero di reclami, in special modo riguardanti lo *switching* e l'applicazione del Codice di condotta commerciale, è infatti probabilmente dovuto anche alla minore propensione al cambio di fornitore e alla minore diffusione di offerte sul mercato.

In questa situazione, l'Autorità sta comunque proseguendo nell'azione tesa a garantire, a tutti i venditori in concorrenza, condizioni operative sempre più alla pari, anche come disponibilità di informazioni, facilità di *switching*, accessibilità e costi dei servizi a rete. Sempre al fine di una maggior trasparenza a tutela del consumatore, è proseguita intensamente l'attività dell'Autorità sul fronte dei misuratori. Per i contatori gas, in particolare, è stata rafforzata la regolazione, prevedendo: sostituzioni immediate e gratuite; ricostruzioni dei consumi; ammodernamento graduale e completo del parco con innovativi contatori elettronici.

Circa le infrastrutture si osserva, in generale, come sistemi tariffari governati da Autorità indipendenti si stiano dimostrando un importante strumento anticiclico per favorire gli investimenti e, quindi, per contribuire al superamento della crisi e al rilancio, grazie alle loro caratteristiche di trasparenza e prevedibilità che consente di mantenere basso il rischio per finanziatori ed azionisti. In particolare per il sistema infrastrutturale in Italia, l'Autorità ha per tempo adottato una regolazione incentivante, nella convinzione che servizi a rete più sicuri ed efficienti siano di primario interesse per famiglie ed imprese. Fin dal 2005, l'Autorità ha in effetti garantito extra remunerazioni (per periodi fino a 15-16 anni) a tutti gli investimenti mirati ad un incremento dell'offerta di gas e alla diversificazione delle sue fonti di approvvigionamento. Anche per i nuovi investimenti in trasporto, stoccaggio e rigassificazione, è assicurata una remunerazione media di oltre il 10%, in termini reali e pre-tasse (9,7% per il trasporto, 10,6% per i rigassificatori e 11,1% per lo stoccaggio).

In tema di sicurezza degli approvvigionamenti occorre osservare che nel 2008, per il terzo anno consecutivo il consumo di gas naturale è rimasto fermo a circa 85,0 G(m<sup>3</sup>), volume che comunque rappresenta un calo rispetto ai consumi di 86,3 G(m<sup>3</sup>) del 2005. Dopo un inizio d'anno caratterizzato da condizioni climatiche relativamente rigide e da un forte aumento dei consumi di gas naturale, l'aumento dei prezzi ha ridotto i consumi sia in termini relativi che assoluti per determinare una variazione complessiva praticamente nulla rispetto all'anno precedente. Il crollo dei consumi è stato particolarmente forte dal mese di novembre in poi per via dell'impatto negativo della crisi economica sul settore

industriale, continuando anche nei primi mesi del 2009, nonostante l'inverno insolitamente freddo.

La crisi economica in atto non permette facili previsioni sulla ripresa dei consumi. La maggior parte delle analisi più recenti concordano nel ritenere probabile un calo del 8 - 9% nel 2009 rispetto al 2008, ovvero un fabbisogno di circa 78 G(m<sup>3</sup>) nell'ipotesi di un inverno medio. Il traguardo di 100 G(m<sup>3</sup>) che, secondo le previsioni effettuate in anni precedenti, avrebbe dovuto essere raggiunto attorno al 2010, difficilmente potrà realizzarsi prima del 2012 - 13. Inoltre, pare sempre più consolidata la tendenza verso una maggiore cautela nelle ipotesi di crescita del fabbisogno in considerazione della crisi in atto ma soprattutto degli obblighi europei di efficienza e risparmio energetico, di sviluppo delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica e di riduzione delle emissioni di gas serra al 2020.

Come ormai da molti anni, anche nel 2008 la produzione di gas naturale sul territorio nazionale e nelle acque territoriali è diminuita: a 9,2 G(m<sup>3</sup>), rispetto ai 9,7 del 2007 e agli 11,0 nel 2006. I parametri indicativi delle attività di esplorazione e sviluppo hanno continuato il calo storico, nonostante la forte crescita nel prezzo degli idrocarburi avvenuta nel 2007 fino all'estate del 2008. Con il crollo del prezzo del petrolio nella seconda metà del 2008 la convenienza a investire nell'*upstream* nazionale è calata ancora. A fine 2008 le riserve provate ammontavano ad appena 99 G(m<sup>3</sup>) e il rapporto Riserve/Produzione, che era rimasto su valori abbastanza stabili di 13 - 14 anni nel precedente decennio, è calato a meno di 11 anni.

Nonostante la domanda praticamente invariata, nel 2008 le importazioni di gas sono aumentate di quasi 3 G(m<sup>3</sup>), come conseguenza del forte prelievo dagli stoccaggi colmati negli anni precedenti in preparazione dell'inverno del 2006 - 07. Gli approvvigionamenti dall'estero sono abbastanza diversificati rispetto alla maggior parte dei paesi dell'Unione europea. Nel 2008 il gas importato era di provenienza di nove paesi con un indice di concentrazione HHI pari a 2.500. Tuttavia, il 66% delle importazioni originavano in due paesi extra comunitari (Algeria e Russia). Il grado di diversificazione dovrebbe alquanto migliorare già a partire dal 2010 con i nuovi approvvigionamenti di gas dal Qatar resi possibili con l'entrata in esercizio del terminale di GNL a largo di Rovigo. Nel più lungo termine dopo il 2012, si possono prevedere ulteriori progressi con forniture di gas dal Medio Oriente e dai paesi del Caucaso.

I potenziamenti dei gasdotti TAG e TTPC per l'approvvigionamento di gas, rispettivamente, dalla Russia e dall'Algeria, effettuati dopo il 2007, assieme alla messa in esercizio del rigassificatore di Rovigo, permetteranno una capacità di importazione di tipo continuo di quasi 350 M(m<sup>3</sup>)/giorno nell'anno termico 2009 - 10, rispetto ai 285 dell'anno termico 2006 - 07. Inoltre, nuovi gasdotti e rigassificatori previsti entrare in funzione negli anni successivi dovrebbero incrementare il surplus di capacità di importazione annua in condizioni di massima sicurezza rispetto al fabbisogno, da 11 G(m<sup>3</sup>) nel 2008 a valori nell'intorno di 20 - 25 G(m<sup>3</sup>) nei prossimi 5 - 7 anni. Per un confronto, nel 2005 vi era un deficit di capacità di 3 G(m<sup>3</sup>) e nel 2006 un surplus di appena 2 G(m<sup>3</sup>) in condizioni di massima sicurezza. Nonostante l'apparente surplus di capacità d'importazione previsto per i prossimi anni, continuano a destare forte preoccupazione i lunghi tempi necessari dalla fase di progetto a quelle di costruzione e messa in esercizio degli impianti di importazione, soprattutto i rigassificatori, e di stoccaggio. A titolo di esempio, il rigassificatore di Rovigo progettato nel 1999 ha richiesto almeno sette anni per ottenere le necessarie autorizzazioni, tra le quali l'ultima in ordine di tempo, l'Autorizzazione

integrata ambientale, è stata rilasciata solo nel gennaio 2009, appena sei mesi prima della messa in esercizio. Anche nel caso degli stoccaggi le lungaggini burocratiche e i veti locali rischiano di creare gravi problemi per le scorte invernali di gas naturale, indipendentemente dallo sviluppo della capacità di importazione. Dei 14 impianti identificati nel corso degli ultimi 7 anni, solo quello di Cotignola - San Potito ha ricevuto le necessarie autorizzazioni ed è pronto per lo sviluppo, che richiederà comunque almeno 3 - 4 anni. La maggior parte degli altri impianti sono avversati dalle comunità locali.

### Obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori

I principali cambiamenti sopravvenuti nel 2008, relativamente agli obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori, sono connessi all'implementazione della completa liberalizzazione dei mercati, di cui si è dato conto nella Relazione dello scorso anno e all'implementazione della normativa per i clienti vulnerabili.

In relazione al completamento dell'apertura del mercato ai clienti domestici nel settore dell'energia elettrica (si ricorda che nel settore del gas il mercato è completamente liberalizzato dal 2003), l'attività di regolazione dell'Autorità si è concentrata nel 2008 sull'effettivo rafforzamento della capacità del cliente finale di effettuare scelte consapevoli fra le diverse offerte sul mercato e sulla riduzione delle asimmetrie informative derivanti dalla specificità e le caratteristiche dei servizi offerti. Oltre ad affinare la regolazione esistente l'Autorità ha profuso infatti un impegno particolare nell'attivazione di strumenti specifici rivolti al consumatore finale quali lo "*Sportello del consumatore*", un *call-centre* istituito presso l'Acquirente unico che gestisce informazioni su liberalizzazione regolazione e reclami e il "*Trova-offerte*" uno strumento web interattivo per il confronto delle offerte commerciali.

Relativamente ai clienti vulnerabili il decreto legge 29 novembre 2008, il cosiddetto "decreto anti-crisi", ha affidato all'Autorità specifici compiti in materia di monitoraggio sul mercato interno, sull'andamento dei prezzi finali di fornitura dell'energia elettrica e il gas ed estende, anche al settore del gas naturale, la tariffa agevolata per i clienti disagiati e vulnerabili sotto il profilo economico. Nel 2008 l'Autorità ha proceduto a varare la normativa per i clienti vulnerabili del settore elettrico che prevede una riduzione media della tariffa del 20% i clienti domestici con una soglia di reddito bassa, alle famiglie numerose e a quelle in cui vi sia un malato grave che debba usare macchinari elettromedicali per il mantenimento in vita. Sono stati altresì avviati i lavori per definire le agevolazioni del 15% in media per i consumatori vulnerabili del settore del gas naturale.

Per quanto riguarda alle condizioni economiche di fornitura regolate per il mercato tutelato (domestico e piccole imprese) non si segnalano sul piano della regolazione cambiamenti rispetto al 2007. Ad oltre un anno e mezza dalla completa liberalizzazione la stragrande maggioranza dei consumatori domestici, in ambedue i settori resta nel mercato tutelato mentre anche se inizia a mostrare i primi segnali di dinamismo; il segmento non domestico (industria e commercio) conferma, come già evidenziato negli anni scorsi, una progressiva uscita dal mercato tutelato verso quello libero. In ambedue i mercati non si registrano, per nessuna delle categorie esaminate, segnali di inversione dal mercato libero a quello tutelato: la regolazione dei prezzi finali nel nostro paese, concepita con finalità di tutela dei consumatori nella transizione verso il mercato libero, mostra quindi di non avere effetti distorsivi sul mercato.

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

#### 3.1 Regolamentazione

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

Le modalità per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica da applicare nel 2008 sono state definite dall'Autorità, con la delibera 18 dicembre 2007, n. 329/07, nel rispetto dei criteri previsti dal decreto del Ministro dello sviluppo economico del 18 dicembre 2007. Con la delibera 12 dicembre 2008, ARG/elt 182/08, l'Autorità ha inoltre definito le regole per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica da applicare nel 2009, nel rispetto dei criteri previsti dal decreto del Ministero dello sviluppo economico dell'11 dicembre 2008.

La disciplina per la gestione degli scambi transfrontalieri per l'anno 2009 è analoga a quella dell'anno precedente e prevede, mediante aste esplicite, l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione sulle frontiere francese, greca, austriaca, slovena e svizzera. Le aste sono 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, e mirano a favorire l'integrazione dei mercati nazionali.

Le aste assegnano agli operatori di mercato alcuni titoli, denominati DCT (Diritti per l'utilizzo della capacità di trasporto) che consentono di importare o esportare energia per una quantità pari all'ammontare di DCT acquisiti. I DCT possono essere liberamente trasferiti tra gli utenti del dispacciamento.

Un elemento di novità nella disciplina degli scambi transfrontalieri riguarda la valorizzazione dei DCT acquisiti alle aste annuali o mensili e poi non utilizzati. Dal 2009 a questi diritti si applica il criterio *use it or get paid for it*, secondo il quale i DCT non utilizzati sono automaticamente venduti dal gestore della rete all'asta giornaliera e il relativo ricavato viene versato ai detentori originali.

Una seconda novità introdotta dalla delibera riguarda i criteri di ripartizione tra gli utenti del dispacciamento dei proventi derivanti dall'assegnazione dei DCT spettanti al gestore di rete italiano. Questa modifica tuttavia diventerà operativa solo a partire dal 2010.

La delibera ha infine confermato la precedente regolazione delle 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. Nel sistema precedente, Terna assegnava sulle prime 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 meccanismo è stato confermato 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. A partire dal 2008, l'estensione alla frontiera svizzera delle modalità di gestione delle congestioni transfrontaliere già adottate per le altre frontiere ha comportato l'annullamento della rendita da congestione sulle zone estere, essendo il costo della congestione preventivamente pagato in fase di asta esplicita.

**Tavola 3.1 Capacità d'importazione per il 2008, valori indicativi e non vincolanti (MW)**

PERIODO	FRONTIERA	DA LUNEDÌ A SABATO		DOMENICA E FESTIVI	
		Dalle 7 alle 23	Dalle 23 alle 7	Dalle 7 alle 23	Dalle 23 alle 7
Inverno	Francia	2.650	2.535	2.535	2.535
	Svizzera	3.890	3.400	3.400	3.400
	Austria	220	210	210	210
	Slovenia	430	395	395	395
	Grecia	500	500	500	500
Estate	Francia	2.400	2.250	2.182	2.250
	Svizzera	3.160	2.790	2.876	2.790
	Austria	200	190	182	190
	Slovenia	330	310	300	310
	Grecia	500	500	500	500

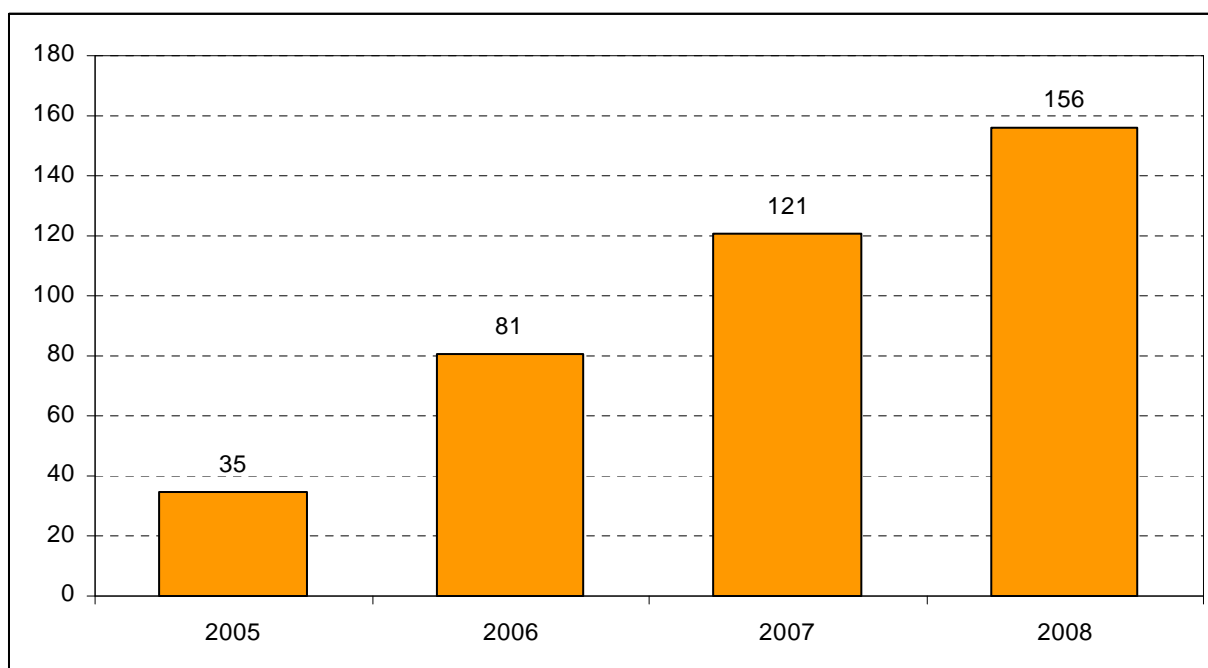
Fonte: "Access rules to France-Italy, Switzerland-Italy, Austria-Italy, Slovenia-Italy, Greece-Italy interconnections", Terna e gli altri gestori di rete partecipanti al gruppo di lavoro in ambito ERGEG, Iniziativa Regionale per il Centro-Sud Europa.



La tavola 3.1 riporta i valori indicativi di assegnazione annuale della capacità di interconnessione in importazione verso l'Italia per singola frontiera per l'anno 2008.

Un indicatore del grado di congestione zonale è l'ammontare della rendita da congestione, pari al prodotto tra i differenziali di prezzo fra le zone e il volume scambiato. Nel 2008 la rendita nazionale raccolta sul Mercato del Giorno Prima è significativamente aumentata rispetto all'anno precedente passando da circa 121 milioni di € a 156 milioni di €, pari ad un incremento di circa il 29%, mentre è più che quadruplicata rispetto al valore registrato nel 2005. Il transito che contribuisce maggiormente alla rendita nazionale è quello Nord-Centro Nord, seppure il proprio contributo sia notevolmente calato rispetto all'anno precedente (dall'81% al 36% del totale), mentre si è avuto un sensibile incremento della rendita raccolta sui transiti Sicilia-Calabria (dal 3% al 20%) e Centro Nord-Centro Sud (dal 3% al 16%).

**Figura 3.1 Rendita da congestione nazionale nel periodo 2005-2008**



Fonte: GME.

Nel 2008 si è assistito ad una significativa riduzione dell'import netto (pari a circa 40,5 TWh) a seguito della riduzione delle importazioni e di un contemporaneo aumento dei flussi di esportazione, particolarmente elevati durante il periodo giugno-ottobre. Rispetto alla situazione registrata nel 2007, i transiti lungo le frontiere estere non si sono mai saturati, per effetto dell'estensione del meccanismo di assegnazione della capacità in asta esplicita anche alla frontiera slovena (dall'ultimo trimestre 2007) e svizzera (a partire dal 2008).

### 3.1.2 Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione

La società Terna è il principale proprietario delle Rete di trasmissione nazionale (RTN) di energia elettrica. Al 31 dicembre 2008 l'azionista di riferimento di Terna, ovvero la Cassa

depositi e prestiti, possedeva una quota azionaria pari al 29,99%; Enel e la società di gestione patrimoniale Pictet Asset Management risultavano detenere, ciascuna, il 5,1% del capitale sociale, mentre il restante 60% era ripartito tra investitori istituzionali e retail.

La società è proprietaria di circa il 97% della rete di trasmissione nazionale, disponendo di circa 44.172 km di linee elettriche, 371 stazioni di trasformazione e smistamento, 3 centri di teleconduzione e 18 linee di interconnessione con l'estero. La parte rimanente della rete elettrica di trasmissione nazionale (elettrorodotti) appartiene ad altre società di dimensione inferiore tra cui figurano Self Rete Ferroviaria Italiana, Agsm Trasmissione (Verona) e Retrasm Asm (Brescia).

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, a cui è seguito nel 2007 l'acquisto dell'intero capitale di Aem Trasporto Energia S.r.l. Torino. Nel dicembre 2008 Terna S.p.A., Enel S.p.A., Enel Distribuzione S.p.A. hanno inoltre sottoscritto l'accordo per la cessione a Terna dell'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione S.r.l. ("ELAT"), società titolare di 18.583 km di rete di alta tensione ("Linee AT"), esercitati principalmente a 132 e 150 kV.

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.

Annualmente, Terna predispone un Piano di sviluppo che contiene un'analisi delle criticità attuali e future della rete e l'individuazione dei principali interventi di sviluppo. Tali interventi sono classificati in base ai benefici prevalenti a essi associati, quali adeguatezza del sistema per la copertura del fabbisogno, sicurezza di esercizio della rete, riduzione delle congestioni, miglioramento della qualità del servizio. Il Piano di Sviluppo 2009 è attualmente in fase di consultazione pubblica in attesa di approvazione da parte del Ministero dello sviluppo economico.

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 3.2 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 131 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.

Nella tavola 3.3 vengono riportate le quote percentuali dei principali gruppi operanti nella distribuzione di energia elettrica nell'anno 2008. Enel risulta il maggior operatore, con l'87% 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 3.2 Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2008**

REGIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE (km)	MEDIA TENSIONE (km)	BASSA TENSIONE (km)	NUMERO DISTRIBUTORI (A)
Val d'Aosta	57	1.489	2.563	3
Piemonte	1.401	28.177	63.677	7
Liguria	739	6.995	21.282	2
Lombardia	2.808	40.339	83.107	11
Trentino A.A.	433	7.762	14.447	63
Veneto	2.147	26.242	61.064	3
Friuli V.G.	540	8.119	14.955	6
Emilia Romagna	2.049	31.517	66.219	3
Toscana	1.269	26.309	57.286	2
Lazio	1.744	28272	64.922	4
Marche	584	11.538	29.653	7
Umbria	57	8.565	20.025	2
Abruzzo	520	9.772	25.229	5
Molise	53	3.624	7.605	1
Campania	1.176	24.130	58.686	3
Puglia	1.758	28.490	59.681	3
Basilicata	629	9.792	14.765	1
Calabria	490	17.569	41.127	1
Sicilia	1.161	35.757	75.235	11
Sardegna	447	17.681	33.515	5
<b>TOTALE</b>	<b>20.061</b>	<b>372.239</b>	<b>815.041</b>	<b>143</b>

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

**Tavola 3.3 Distribuzione di energia elettrica per gruppo nel 2008**

Volumi distribuiti

GRUPPO	GWh	QUOTA % SU TOTALE
Enel (Enel Distribuzione e Deval)	256.498	87,0
A2A	12.067	4,1
Electrabel/Acea	10.054	3,4
Iride	2.621	0,9
Hera	2.170	0,7
Trentino Servizi	2.007	0,7
Agsm Verona	1.895	0,6
Aim Vicenza	1.105	0,4
Altri operatori	6.476	2,2
<b>TOTALE</b>	<b>294.923</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nella tavola 3.4 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, A2A, Electrabel/Acea e Iride, mentre 50 distributori servono meno di 1.000 punti di prelievo (mediamente 311 punti di prelievo per distributore).

### Tavola 3.4 Attività dei distributori

Anno 2008

CLASSI DI NUMEROSITA' DEL PUNTO DI PRELIEVO	NUMERO OPERATORI	VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	VOLUME MEDIO PER OPERATORE (GWh)	N. PUNTI DI PRELIEVO MEDIO PER OPERATORE
> 500.000	4	275.865	34.185.708	68.966	8.546.427
100.000 - 500.000	8	13.797	1.400.409	1.725	175.051
50.000 - 100.000	2	1.460	141.602	730	70.801
20.000 - 50.000	8	1.836	260.108	229	32.514
5.000 - 20.000	22	1.399	218.965	64	9.953
1.000 - 5.000	37	453	79.135	12	2.139
< 1.000	50	81	15.560	2	311
<b>Totale</b>	<b>131</b>	<b>294.892</b>	<b>36.301.487</b>	<b>2.251</b>	<b>277.111</b>

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 una quota di circa il 43% del capitale di tali imprese. (tavola 3.5).

### Tavola 3.5 Natura giuridica dei soci delle imprese di distribuzione

Anno 2008

TIPOLOGIA DI SOCI	% CAPITALE SOCIALE
Enti pubblici	42,8
Imprese energetiche locali	11,1
Imprese energetiche nazionali	9,6
Imprese energetiche estere	2,0
Istituti finanziari esteri	0,1
Istituti finanziari nazionali	0,9
Persone fisiche	12,7
Flottante	0,6
Società diverse	20,1
<b>Totale</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

### Tariffe di trasmissione e distribuzione

L'Autorità ha disposto l'aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e misura (servizi di trasmissione sulle reti in altissima tensione, distribuzione locale e misura). Le tariffe relative a tali servizi sono state riviste su base annuale prevedendo:

- la riduzione, in termini reali, della parte di tariffa che remunera i costi operativi, secondo il meccanismo del *price cap*;
- l'adeguamento della restante parte della tariffa, a copertura di ammortamenti e remunerazione del capitale investito, per tener conto dei nuovi investimenti realizzati, a favore della sicurezza, della concorrenza e della qualità dei servizi.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2009 ha subito, complessivamente, un aumento rispetto all'anno 2008 pari all'1,7%, passando da 2,152 c€/kWh a 2,188 c€/kWh.

#### Tavola 3.6 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura

c€/kWh

	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	TOTALE
Anno 2009	0,363	1,547	0,278	2,188
Anno 2008	0,345	1,534	0,273	2,152
Differenza 2009-2008	0,018	0,013	0,005	0,036
Variazione % 2009-2008	5,2%	0,8%	1,8%	1,7%

Fonte: AEEG.

Gli aumenti sono in gran parte dovuti all'elevato tasso di inflazione registrato nei mesi precedenti l'aggiornamento annuale (+2,4%), utilizzato nella formula di aggiornamento secondo il metodo del *price cap*, applicata ai costi operativi: ciò ha comportato un aumento nominale della quota parte delle tariffe di trasmissione e di distribuzione a copertura dei costi operativi, nonostante il recupero annuale di efficienza su tali costi imposto dalla regolazione.

L'incremento delle tariffe riflette inoltre l'incremento del capitale investito, lordo e netto, come conseguenza degli investimenti effettuati dalle imprese esercenti e l'effetto della rivalutazione degli investimenti medesimi, ottenuta applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat.

Inoltre l'Autorità, vista l'eccezionale gravità della congiuntura economica, non preventivabile nel corso del 2007, ha ritenuto opportuno attuare un intervento teso a limitare la rischiosità connessa con possibili forti oscillazioni della domanda di energia elettrica che potrebbero, in circostanze limite, mettere a rischio il piano di investimenti sulla rete di trasmissione nazionale.

In tale prospettiva, tenuto conto della necessità di bilanciare rischi e opportunità in capo a imprese e clienti finali, ha introdotto un meccanismo di garanzia dei ricavi di trasmissione, ad accesso facoltativo, da esercitarsi entro il 31 luglio 2009. Tale meccanismo consente

all'impresa di trasporto di condividere con i clienti finali gli effetti sulla variazione del ricavo connessi con le oscillazioni della domanda eccedenti la soglia fisiologica dello 0,5%. Per ragioni di maggior equità nei confronti dei clienti finali, chiamati a condividere parte del rischio volume relativo al servizio di trasmissione, qualora il meccanismo di cui al precedente punto venga attivato, deve essere esteso alla rimanente parte del periodo di regolazione e garantirà il riassorbimento degli effetti delle oscillazioni della domanda e dei ricavi di trasmissione tanto in diminuzione quanto in aumento.

### Continuità del servizio elettrico - qualità commerciale

L'anno 2008 ha registrato un miglioramento della continuità del servizio di trasmissione rispetto agli anni precedenti. L'indicatore di energia non fornita (ENS), comunemente usato per misurare la continuità del servizio di trasmissione, è passato da 8.469 MWh/anno del 2007 a 2.440 MWh/anno nel 2008.

Si è inoltre registrata una significativa riduzione degli incidenti rilevanti (vale a dire le disalimentazioni con maggiore impatto in termini di ENS). Si è verificato, infatti, un unico incidente rilevante nel mese di dicembre, in occasione di precipitazioni nevose eccezionali. La definizione di incidente rilevante è stata modificata a partire dal 1° gennaio 2008: nell'ambito del procedimento per la regolazione del periodo 2008-2011, la delibera 7 novembre 2007, n. 281 ha infatti definito gli incidenti rilevanti come le disalimentazioni che comportano un livello di energia non servita superiore a 250 MWh; fino al 31 dicembre 2007, la delibera 30 dicembre 2004, n. 250 prevedeva che l'incidente rilevante fosse caratterizzato da energia non servita superiore a 150 MWh e una durata superiore a 30 minuti.

A seguito della delibera 27 dicembre 2007, n. 341, è entrata in vigore nel 2008 la regolazione della qualità del servizio di trasmissione, a sostanziale modifica delle precedenti disposizioni che riguardavano principalmente la trasparenza delle *performance* dell'operatore di trasmissione. La regolazione della qualità del servizio di trasmissione è basata sui dati di continuità del servizio registrati da Terna in attuazione del Titolo VIII della delibera 250/04 e sui documenti pubblicati da Terna per effetto di tale delibera.

La disciplina relativa alla qualità del servizio di trasmissione prevede uno schema di incentivi e penalità per la continuità del servizio basato su tre indicatori principali: l'energia non fornita per eventi che abbiano interessato, anche parzialmente, la rete di trasmissione nazionale (RTN), il numero medio di disalimentazioni per utente direttamente connesso alla RTN e la percentuale di utenti direttamente connessi alla RTN che non hanno subito alcuna disalimentazione. Il numero medio di disalimentazioni (dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna) è passato da 0,39 all'anno nel 2007 a 0,42 nel 2008.

Il numero e la durata delle interruzioni senza preavviso hanno registrato un trend di miglioramento ininterrotto (70% per la durata e 45% per il numero) dal 2000, anno di prima introduzione della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, fino al 2007. Il 2008 ha evidenziato un valore in controtendenza a livello nazionale, principalmente a causa di eventi meteorologici eccezionali che si sono verificati in particolare nei mesi di novembre e dicembre. Considerando le interruzioni sulle reti di *distribuzione* e di *trasmissione* (esclusi gli "incidenti rilevanti" e gli interventi dei

sistemi di difesa), nel 2008 la durata complessiva delle interruzioni per cliente è stata pari a 88 minuti; e la durata netta delle interruzioni per cliente (vale a dire di responsabilità delle imprese distributrici, escludendo in particolare gli effetti di eventi meteorologici eccezionali) è stata di circa 51 minuti a livello nazionale, di 36 minuti nel Nord Italia, 50 minuti nel Centro Italia e 73 minuti nel Sud Italia. Il numero complessivo di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente si è attestato a 2,37 interruzioni per cliente.

L'aumento della durata e del numero di interruzioni registrato nel 2008, (durata +51%, numero +9%) è da attribuire principalmente a cause di forza maggiore, mentre il valore di durata netta di responsabilità delle imprese distributrici conferma i trend già registrati nel corso del 2006 e del 2007. Negli ultimi mesi dell'anno, infatti, nevicate eccezionali nel Nord Italia e alluvioni in Centro Italia hanno comportato un numero di scatti delle linee elettriche molto superiore ai valori medi mensili registrati negli anni precedenti, con difficoltà e ritardi nel ripristino dell'alimentazione, anche per ragioni di sicurezza. L'impatto degli eventi meteorologici appare inoltre chiaro dall'osservazione dei dati territoriali: a fronte dell'incremento degli indicatori di durata netta e di numero nelle aree del Nord e Centro Italia, al Sud si sono registrati il minimo storico di durata netta (73 minuti persi per anno per cliente) e un numero totale di interruzioni lunghe (3,46 per cliente all'anno) molto vicino al minimo raggiunto nel 2004.

Il trend di miglioramento della durata delle interruzioni registrato nel periodo 2000-2008 è stato ottenuto grazie al sistema di incentivi e penalità che l'Autorità ha applicato ai distributori di energia elettrica a partire dal 2000. Tale sistema 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. Il nuovo sistema di incentivi e penalità introdotto dall'Autorità con la delibera 19 dicembre 2007, n. 333 per il quadriennio 2008-11 prevede che dal 2008 le imprese distributrici siano 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.

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

Dal 1° gennaio 2009 è entrata in vigore la nuova disciplina degli indennizzi automatici che prevede il raddoppio o la triplicazione dell'indennizzo automatico in base al ritardo nell'effettuazione della prestazione rispetto agli standard stabiliti dall'Autorità, e non più in ragione del ritardo di pagamento.

Con il 2008 la regolazione della qualità commerciale è stata estesa a tutte le aziende, comprese quelle minori, del settore elettrico ed è stata allineata all'analogo Testo integrato per la qualità dei servizi gas, compresa l'adozione del metodo di verifica per l'effettuazione dei controlli dei dati di qualità commerciale. Dal 2008 la regolazione della qualità commerciale tiene inoltre conto dell'estensione della liberalizzazione a tutti i clienti BT avvenuta il 1° luglio 2007 e del nuovo assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla normativa. In conseguenza di ciò, la regolazione della qualità commerciale relativa alla vendita è stata oggetto di revisione con un apposito processo di consultazione focalizzato tra l'altro sul tema della gestione tempestiva e risolutiva dei reclami, è stata quindi stralciata dal Testo integrato della qualità dei servizi elettrici ed è confluita nel Testo integrato della qualità della vendita (TIQV) approvato con la delibera 18 novembre 2008 ARG/com 164/08.

Dai dati forniti dagli esercenti si osserva che fino all'anno 2007 è sostanzialmente stabile il numero dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso e il numero di indennizzi pagati ai clienti, mentre nel corso del 2008 si assiste a più che un dimezzamento dei casi di mancato rispetto degli standard specifici e ad una conseguente riduzione, di circa due terzi, del numero di rimborsi effettivamente pagati. Tale miglioramento trova conferma nell'esame delle singole prestazioni soggette a standard specifico: la riduzione del numero dei casi di mancato rispetto degli standard di qualità commerciale riguarda ogni tipologia di prestazione. Le prestazioni relative alla verifica della tensione di alimentazione e alla verifica del gruppo di misura, soggette a standard generale fino al 2007, dal 2008 sono soggette a standard specifico. Per tali prestazioni non è possibile un riscontro con i dati del 2007 dal momento che lo standard è cambiato, anche sotto l'aspetto procedurale, per entrambe: da 10 giorni a 30 giorni per la verifica della tensione di alimentazione e da 10 giorni a 15 giorni per la verifica del gruppo di misura. In particolare la verifica della tensione di alimentazione evidenzia una percentuale elevata di casi di mancato rispetto, probabilmente a causa della completa revisione della prestazione introdotta a partire dal 2008.



Per alcune prestazioni, non sono previsti al momento standard specifici associati a indennizzi automatici, mentre si prevedono standard generali di qualità, che permettono di effettuare il monitoraggio dell'andamento della qualità commerciale.

Dall'esame dei dati le maggiori criticità si rilevano sui tempi di risposta ai reclami e alle richieste di informazione per l'attività di distribuzione per i quali si osserva un valore superiore allo standard (26,92 giorni medi contro uno standard pari a 20 giorni), mentre per i tempi di risposta ai reclami e alle richieste di informazione per l'attività di misura si osserva un valore inferiore allo standard (15,66 giorni medi contro uno standard pari a 20 giorni).

Si è verificata una riduzione consistente dei tempi effettivi medi dal 2007 al 2008 per tutte le prestazioni soggette a standard specifico, con una conseguente diminuzione del numero di indennizzi pagati. In particolare i tempi medi effettivi relativi all'attivazione e disattivazione della fornitura e alla riattivazione per morosità beneficiano della diffusione dei contatori elettronici e dei sistemi di telegestione dei contatori.

### Tavola 3.7 Indicatori di continuità del servizio elettrico (esclusi gli incidenti rilevanti e gli interventi dei sistemi di difesa)

INDICATORI	2000	2001	2002	2003 <sup>(A)</sup>	2004	2005	2006	2007	2008
Durata delle interruzioni per cliente in BT (minuti persi per cliente)	187	149	115	105	91	80	61	58	88
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	2,4

(A) Esclusi distacchi programmati e black-out

Fonte: AEEG.

La regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali è confluita nel Testo integrato della qualità dei servizi di vendita (TIQV) con l'approvazione della delibera ARG/com 164/08. Gli standard di qualità sui servizi telefonici commerciali sono stati introdotti con lo scopo di tutelare i clienti che contattano i venditori tramite i call center garantendo allo stesso tempo le esigenze di differenziazione e competitività degli operatori. L'Autorità ha 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 ridurre il fenomeno delle linee occupate.

Lo standard minimo sul livello di servizio (LS), rappresentato dal rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine sul numero di chiamate ai call center in cui si chiede di parlare con un operatore, è fissato pari all'80%. Per quanto riguarda il livello di servizio, dall'esame dei dati dichiarati dagli operatori con più di 100.000 clienti finali elettrici e gas (la regolazione bisettoriale è entrata in vigore il 1 gennaio 2008), per il primo e il secondo semestre 2008 si osserva che le performance aziendali semestrali sono caratterizzate da forti disomogeneità.

Sul un totale di 31 aziende di vendita, relativamente alle richieste di parlare con un operatore, si registrano 3 casi di non rispetto degli standard fissati per il tempo medio di attesa (TMA) nel primo semestre 2008 e di 2 casi nel secondo semestre 2008.

Per quanto riguarda invece l'indicatore di accessibilità al servizio (AS), pari al rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del call center con presenza di operatori, dai dati dichiarati si registrano 3 casi di non rispetto dello standard fissato (90%) per il primo semestre, e il rispetto dei livelli fissati dall'Autorità per tutte le aziende di vendita nel secondo semestre per entrambi i settori.

Nei casi in cui il venditore svolga più servizi (ad esempio servizi idrici, rifiuti etc), il livello registrato dagli indicatori potrebbe tuttavia essere influenzato dalla difficoltà di stabilire a quale servizio si rivolge la chiamata telefonica. In tal caso, infatti, concorrono al computo degli indicatori tutte le chiamate telefoniche dei clienti finali che hanno richiesto di parlare con un operatore o che sono stati reindirizzati da parte di servizi automatici ad un operatore, indipendentemente dal servizio fornito.

### Tavola 3.8 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

Fonte: AEEG.

### Bilanciamento

Nel sistema elettrico italiano è operativo dall'aprile del 2004 un apposito mercato, denominato mercato del servizio di dispacciamento (MSD), finalizzato a garantire l'equilibrio "fisico" tra energia offerta e domandata, facendo fronte agli sbilanciamenti tra flussi programmati e flussi reali; in tale mercato Terna si approvvigiona delle risorse necessarie per la risoluzione delle congestioni, per il bilanciamento e per garantire un'adeguata riserva al sistema. Le regole di funzionamento del MSD sono state descritte nel dettaglio nella Relazione Annuale alla Commissione europea dello scorso anno.

Nel corso del 2008, l'Autorità ha introdotto misure finalizzate a risolvere alcune criticità nella fornitura delle risorse per il servizio di dispacciamento, ed ha apportato alcune modifiche alla disciplina del dispacciamento economico.

In riferimento al primo aspetto, con la delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 97/08, l'Autorità è intervenuta d'urgenza a seguito di una segnalazione da parte di Terna di alcune criticità nella gestione del sistema elettrico con particolare riferimento alle regioni insulari, dove Terna indicava che la presenza in servizio di tutti gli impianti rilevanti, in alcune condizioni di carico, era essenziale per soddisfare la domanda di energia elettrica. A fronte di tale segnalazione e alla necessità di contenere la spesa sostenuta da Terna per l'approvvigionamento di risorse per i servizi di dispacciamento, che avrebbe verosimilmente toccato il suo massimo storico nel corso del trimestre successivo, l'Autorità ha richiesto, conseguentemente alla situazione segnalata, di inserire le unità rilevanti di Sicilia e Sardegna nell'elenco delle unità essenziali per la sicurezza del sistema di cui alla delibera n. 111/06.

Accanto a ciò l'Autorità, con delibera 29 dicembre 2008, ARG/elt 206/08, ha introdotto un nuovo meccanismo di incentivazione di Terna per l'attività di dispacciamento che va a integrare lo schema incentivante previsto a partire dall'anno 2008 dalla delibera 28 dicembre 2007, n. 351/07. Lo schema di incentivi e penalità predisposto dall'Autorità mira a ottenere da parte di Terna una maggiore efficienza nell'approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento e una maggiore e migliore informatizzazione delle procedure e degli algoritmi adottati dalla stessa Terna per la selezione delle offerte presentate sull'apposito mercato; ciò dovrebbe inoltre favorire un più efficace monitoraggio da parte dell'Autorità, tale da rendere possibile l'individuazione di posizioni, anche locali, di potere di mercato nella fornitura delle varie tipologie di risorse per il servizio di dispacciamento. L'incentivo unitario che viene riconosciuto a Terna è dimensionato in modo da riflettere il beneficio atteso dal sistema nel suo complesso in termini di costo delle risorse che non è stato necessario approvvigionare.

La delibera 23 dicembre 2008, ARG/elt 203/08, introduce alcune modifiche, valevoli a partire dall'anno 2009, alla delibera n. 111/06 relativa alla disciplina del dispacciamento elettrico di merito economico. Coerentemente con quanto disposto per gli anni passati, l'Autorità, prevedendo un processo di avvicinamento graduale alla normativa di regime, ha ridotto all'1,5% la franchigia per la valorizzazione dello sbilanciamento delle unità di consumo. È stata inoltre eliminata la possibilità per Terna di presentare offerte nel MGP (c.d. "offerte integrative") per correggere la domanda complessiva secondo le proprie previsioni di carico e di produzione da impianti a fonti rinnovabili non programmabili. È stato conseguentemente possibile aprire il Mercato di aggiustamento alle unità di consumo rendendo non più necessaria la piattaforma di aggiustamento dei contratti bilaterali (PAB) che è stata quindi soppressa.

### 3.1.3 Regolamentazione dell'*unbundling*

Nell'anno 2008 il segmento della distribuzione di energia elettrica risulta caratterizzato dalla presenza di 131 operatori, di cui soltanto 12 alimentano più di 100.000 clienti e sono quindi soggetti all'obbligo di separazione societaria previsto dalla normativa europea. Tra i distributori, 21 sono gli operatori collegati societariamente ad almeno un grossista o a un venditore nel mercato retail mentre 28 sono gli operatori che non svolgono alcuna attività di vendita.

L'Autorità, attuando le previsioni del Testo Integrato di unbundling del gennaio 2007, ha definito le *Linee guida* (delibera ARG/com 132/08) per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di unbundling funzionale.

Tale programma, pur nel rispetto delle differenze che esistono sotto il profilo dimensionale e organizzativo tra gli esercenti dei settori dell'energia elettrica e del gas soggetti agli obblighi di separazione funzionale, deve essere predisposto dal gestore indipendente e prevedere un contenuto minimo obbligatorio per il raggiungimento delle finalità della separazione funzionale e in particolare per escludere comportamenti discriminatori nella gestione delle attività oggetto di separazione funzionale.

Nelle *Linee guida* sono esplicitati gli obblighi minimi a carico del gestore indipendente per l'effettiva applicazione del programma di adempimenti. In particolare, devono essere previste specifiche disposizioni in relazione alla struttura organizzativa e gestionale del gestore indipendente stesso, ai poteri di quest'ultimo, alle procedure di predisposizione

del budget e del piano di sviluppo delle infrastrutture, alle procedure di approvvigionamento di beni e servizi dall'esterno nonché ai flussi decisionali all'interno dell'impresa e alle misure atte a garantire la separazione fisica delle banche dati contenenti informazioni commercialmente sensibili. Alcune parti della delibera sopraccitata sono attualmente oggetto di contenzioso.

## 3.2 Concorrenza

### 3.2.1 Descrizione del mercato all'ingrosso

Nel 2008 la richiesta di energia elettrica, pari a 339,5 TWh, è diminuita dello 0,1% rispetto al 2007. Il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato il suo massimo nel mese di luglio quando ha raggiunto 55,3 GW.

La produzione nazionale netta ha fatto registrare un aumento del 1,9% mentre il saldo estero è diminuito rispetto all'anno precedente (-13,5%).

#### Tavola 3.9 Bilancio aggregato dell'energia elettrica in Italia nel 2008

GWh

	2008	2007	VARIAZIONE
Produzione lorda	319.129,6	313.888,0	1,7%
<i>Servizi ausiliari</i>	<i>12.065,0</i>	<i>12.589,0</i>	<i>-4,2%</i>
Produzione netta	307.064,5	301.299,0	1,9%
<i>Energia destinata ai pompaggi</i>	<i>7.617,7</i>	<i>7.653,6</i>	<i>-0,5%</i>
Produzione netta destinata al consumo	299.446,9	293.645,5	2,0%
Saldo estero	40.034,1	46.282,7	-13,5%
<b>Richiesta sulla rete</b>	<b>339.480,9</b>	<b>339.928,2</b>	<b>-0,1%</b>
<i>Perdite di rete</i>	<i>20.443,7</i>	<i>20.975,7</i>	<i>-2,5%</i>
<b>Consumi</b>	<b>319.037,2</b>	<b>318.952,5</b>	<b>-0,03%</b>

Fonte: Terna.

La produzione termoelettrica netta è diminuita dell'1,5%, risultando pari a circa 250 TWh. La produzione da gas naturale è rimasta sostanzialmente stabile sul livello raggiunto un anno prima, mentre è proseguita nel 2008 la contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-16,5%), che segue al calo del 33,3% segnato nel 2007.

La produzione da fonti rinnovabili ha registrato un aumento. Accanto al deciso incremento della produzione idroelettrica netta (+22,9%), ritmi di crescita molto sostenuti sono stati registrati nella generazione da fonte eolica (+20,3) e fotovoltaica (circa 200 GWh nel 2008 contro i 40 GWh dell'anno precedente).

Il saldo estero per il 2008 è ammontato a 40.034 GWh quale differenza tra le importazioni pari a 43.432 GWh (-11,2% sul 2007) e le esportazioni pari a 3.398 GWh (+28,3% sul 2007). Rispetto al 2007 il saldo estero è diminuito del 13,5%; esso ha garantito nel 2008 la copertura del fabbisogno nella misura dell'11,8%.

Le importazioni dalla Slovenia e dalla Grecia sono aumentate, rispettivamente, del 46% e del 2,9% mentre sono diminuite le importazioni dalla Francia (-14,9%) e dalla Svizzera (-16,2%).

Per quanto riguarda le esportazioni, l'aumento dei flussi è stato determinato soprattutto dal contributo della Grecia (+55,3%) e della Svizzera (+516,5%).

In termini di energia elettrica netta generata, rispetto a quanto avvenuto negli anni precedenti, si arresta la contrazione della quota di mercato del gruppo Enel (31,4%), che rimane sostanzialmente stabile rispetto al valore registrato nel 2007 (pari al 31,3%). I quattro principali concorrenti, Edison (12%), Eni (8,6%), Edipower (7,7%) ed EON (6,8%), riportano invece una riduzione delle proprie quote di mercato, a vantaggio di altri operatori di medie dimensioni o dei produttori di dimensione inferiore.

Il calcolo dell'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI), con riferimento alla generazione netta, evidenzia un'ulteriore diminuzione della concentrazione del mercato. L'indice relativo al 2008 assume un valore pari a 1.351 rispetto al valore di 1.418 del 2007.

### Tavola 3.10 Sviluppo del mercato all'ingrosso

	RICHIESTA <sup>(A)</sup> (TWh)	DOMANDA DI PUNTA (GW)	CAPACITA' NETTA INSTALLATA (GW)	N. SOCIETA' CON QUOTA > 5% NELLA GENERAZIONE NETTA	QUOTA % DELLE 3 MAGGIORI SOCIETA' 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
2008	339,5	55,3	98,6	5	52,0

(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 2008 risulta pari a 98.625 MW. Mentre la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) risulta pari a 83.813 MW.

Per quanto riguarda la capacità netta installata, gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono cinque: Enel (40,9%), gruppo Edison (8,6%), Edipower (8,2%), EON (6,8%) e gruppo Eni (6,2%). Sulla base di questi dati, la percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori risulta pari al 57,6%.

Se prendiamo invece in considerazione la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) otteniamo: Enel (44%), gruppo Edison (9,8%), Edipower (8,6%), EON (7,7%) e gruppo Eni (6,8%). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori è del 62,4%.

L'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) relativo alla massima capacità netta installata evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato rispetto al 2007; infatti il valore relativo al 2008 è pari a 1.921 mentre era uguale a 2.126 nel 2007.

L'indice relativo alla capacità netta disponibile con riferimento al 2008 è pari a 2.242, in calo rispetto al valore del 2007 (2.629).

### La struttura del mercato elettrico

I contratti di compravendita di energia elettrica con obbligo di consegna fisica possono essere a termine o a pronti. Il mercato regolamentato a pronti (MPE) gestito dalla società Gestore del mercato elettrico Spa (GME) si suddivide in due sottomercati: il mercato del giorno prima (MGP), in cui si scambiano volumi 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.

A valle di 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 a regime del dispacciamento prevede che, a partire dal 2009, la domanda partecipi attivamente anche al MA. Per l'anno 2008, analogamente a quanto previsto con riferimento all'anno precedente, le disposizioni transitorie hanno stabilito che essa partecipi solamente al MGP.

Un elemento che apporta ulteriore flessibilità al sistema è lo sviluppo dei mercati a termine di negoziazione dell'energia elettrica. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma Conti Energia (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.

Il GME ha inoltre avviato, da novembre 2008, le contrattazioni del mercato a termine elettrico (MTE) che consente, su base multilaterale, di negoziare quantità fisiche di energia elettrica. Contemporaneamente, Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX) dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati aventi come sottostante il PUN.

Per quanto riguarda il numero degli operatori, per il quinto anno consecutivo il GME ha registrato un aumento del numero degli operatori iscritti raggiungendo quota 151 (+19% rispetto al 2007). Tale crescita è stata determinata soprattutto dagli operatori attivi sul MGP, che hanno raggiunto le 106 unità ed è stata più consistente dal lato della domanda (91, +23%) che da quello dell'offerta (85, +20%), in modesta crescita anche gli operatori attivi sul MA (37) e sul MSD (22). In riduzione solo il numero dei soggetti che partecipano alla PAB (10) che con il 2008 ha terminato la sua attività.

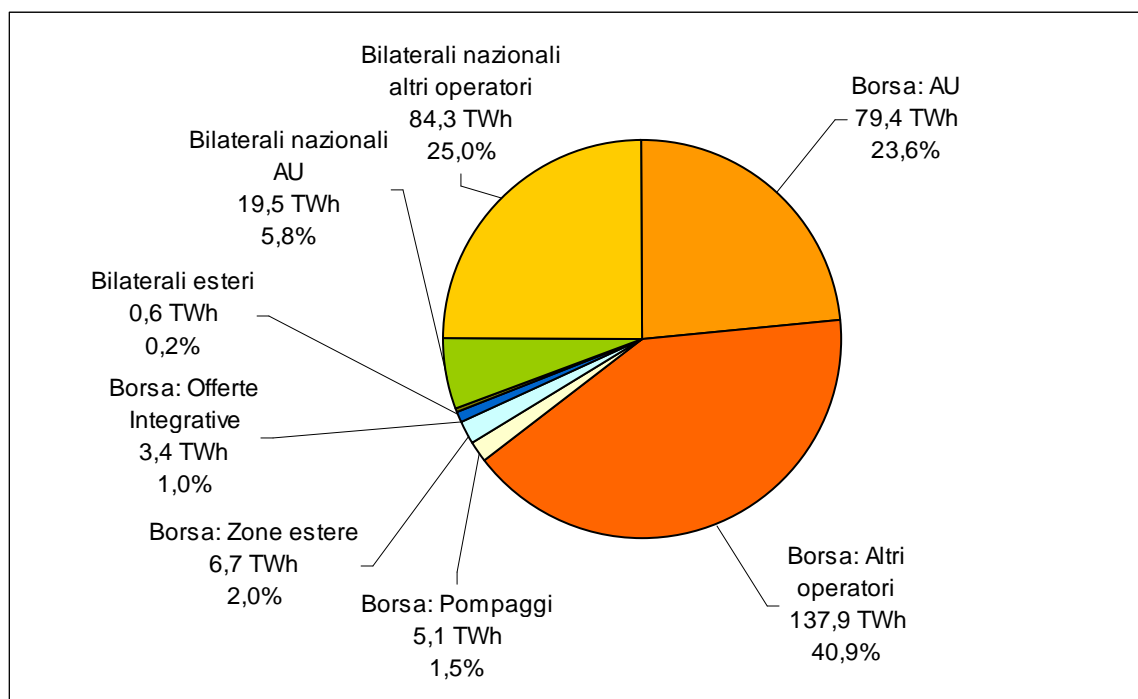
## Il Mercato del Giorno Prima

La domanda di energia elettrica nel Sistema Italia nel 2008 è stata pari a 337 TWh, con una crescita dell'1,8% rispetto al 2007<sup>3</sup>.

Le operazioni sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 232,6 TWh, in aumento del 4,8% rispetto all'anno precedente; di conseguenza si consolida la tendenza a un aumento della liquidità media del mercato<sup>4</sup>, pari al 69,0% per il 2008 contro il 67,1% del 2007 e il 59,6% del 2006.

La liquidità di mercato misurata sulle sole transazioni di borsa libere da vincoli normativi (al netto pertanto dei volumi di energia da impianti CIP6<sup>5</sup>) è stata pari al 54%. L'aumento della liquidità, che può essere interpretato come il segnale di maggiore competitività sulla borsa, è essenzialmente imputabile all'ulteriore incremento delle transazioni sia dal lato vendita sia dal lato acquisti da parte di operatori non istituzionali (diversi dall'Acquirente Unico, dal GSE<sup>6</sup> e da Terna), particolarmente evidente a partire dal secondo semestre 2007 e proseguito nel corso dell'anno 2008.

**Figura 3.2 Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2008**



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

In ragione della progressiva contrazione del mercato vincolato e della completa liberalizzazione del settore della vendita a partire dal 1° luglio 2007, la domanda espressa

<sup>3</sup> Al fine di tenere conto del maggior numero di ore dell'anno bisestile 2008, le variazioni percentuali sono calcolate su valori medi annui.

<sup>4</sup> Per liquidità del mercato si intende il rapporto tra l'energia scambiata in borsa e la domanda totale di energia.

<sup>5</sup> Impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili o assimilate per i quali è prevista un'incentivazione economica.

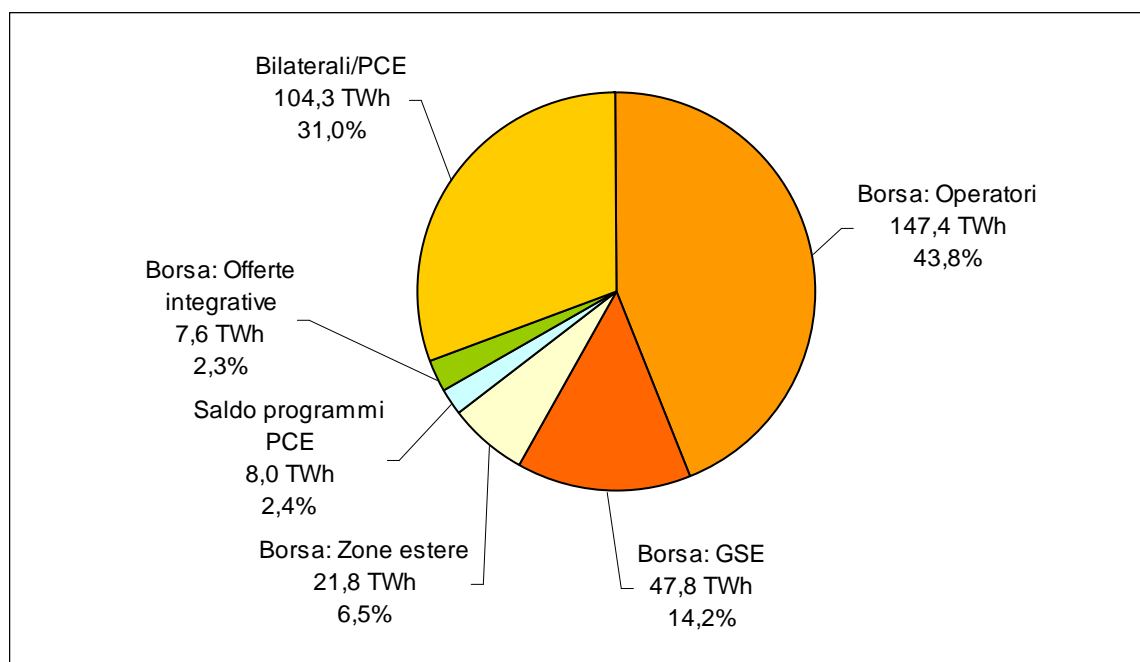
<sup>6</sup> Il GSE (Gestore dei servizi elettrici Spa) è un'impresa a capitale pubblico (Ministero dell'economia) che si occupa di promozione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Controlla al 100% le società Acquirente Unico (AU) e la società Gestore del mercato elettrico (GME).

dalla società Acquirente Unico si è ulteriormente ridotta rispetto all'anno precedente del 25,7%. Questa tendenza è stata al contempo bilanciata da un sostanziale aumento della domanda da parte degli altri operatori che risulta essere pari a 137,9 TWh contro i 99,7 TWh dell'anno 2007.

La domanda sottostante i contratti bilaterali subisce una riduzione complessiva del 4,3% sul 2007 risultando pari a 104,3 TWh. Questa riduzione interessa in modo particolare le contrattazioni bilaterali con l'estero che risultano diminuite del 23,2% rispetto al 2007 e, in misura solo relativamente minore, i contratti bilaterali conclusi da operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico (-8,3%), mentre è solo parzialmente bilanciata dall'andamento dei contratti bilaterali conclusi dall'Acquirente Unico che registrano un aumento pari al 20,3% rispetto all'anno precedente.

L'andamento dei volumi offerti in Borsa evidenzia una crescita del 2,8% rispetto al 2007 delle offerte degli operatori nazionali che, per l'intero 2008, ammontano complessivamente a 147,4 TWh. A ciò va aggiunto l'incremento significativo (+29,4%) dell'offerta estera, complessivamente pari a 21,8 TWh, e la crescita (+4,0%) dell'offerta da parte del GSE che risulta pari a 47,8 TWh. Il saldo programmi PCE, misurato come differenza tra programmi in immissione e programmi in prelievo, è stato pari a 8,0 TWh, in riduzione del 36,4% rispetto all'anno precedente.

**Figura 3.3 Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2008**



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Le offerte integrative di Terna dal lato dell'offerta risultano pari a 7,6 TWh, in aumento del 140,7% rispetto al 2007. A fronte di questo andamento, si evidenzia come, durante lo stesso periodo, le offerte lato domanda siano state pari a 3,4 TWh, in riduzione del 39,6% rispetto all'anno precedente.

Il prezzo medio di acquisto nella borsa elettrica italiana (PUN) è stato pari a 86,99 €/MWh, in aumento di 16 €/MWh rispetto al 2007 (+22,5%). L'aumento del PUN, verificatosi per buona parte del 2008 e interrotto soltanto durante l'ultimo bimestre dell'anno, è



imputabile alla forte crescita delle quotazioni dei combustibili sui mercati internazionali e al conseguente aumento dei costi di generazione dell'elettricità. Un'ulteriore variabile di natura congiunturale che si deve tener presente è l'incremento registrato dalla domanda durante i primi tre trimestri del 2008 (+2,9%) rispetto all'analogo periodo del 2007, a cui è seguita una riduzione (-1,1%) durante il quarto trimestre.

Particolarmente rilevante è il picco raggiunto nel mese di ottobre quando il prezzo medio di acquisto ha toccato il massimo storico di 99,07 €/MWh (+41,8% rispetto al mese di ottobre 2007) per effetto del costo del combustibile, le cui quotazioni hanno raggiunto il proprio massimo in luglio e sono state recepite dal prezzo dell'elettricità con alcuni mesi di ritardo. Il calo nelle quotazioni dei combustibili fossili e l'aggravarsi della crisi economica internazionale hanno favorito una consistente riduzione del PUN nei mesi di novembre e dicembre 2008.

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) evidenzia un miglioramento della struttura competitiva dal lato dell'offerta. In particolare, i periodi durante i quali si registrano livelli soddisfacenti di concentrazione ( $HHI < 1.800$ ) sono ulteriormente aumentati nella macrozona Nord e progressi si registrano anche nella macrozona Sud. Ostacoli allo sviluppo di assetti pienamente concorrenziali permangono nelle zone Sicilia e Sardegna, dove l'indice HHI non assume mai valori inferiori alla soglia di 1800.

L'indice di operatore marginale evidenzia una significativa riduzione rispetto al 2007, segnalando una tendenza verso il miglioramento della situazione concorrenziale: infatti, mentre la percentuale dei volumi complessivamente scambiati su cui l'operatore marginale ha fissato il prezzo ha superato il 75% in quasi tutti i mesi dell'anno 2007, la quota di energia su cui l'operatore principale ha fissato il prezzo è stata mediamente del 51% nel 2008, attestandosi stabilmente al di sotto del 35% negli ultimi quattro mesi dell'anno.

### **Il Mercato di Aggiustamento**

Per quanto riguarda il MA, mercato finalizzato alla modifica dei programmi definiti in esito al MGP, il prezzo medio mensile ponderato è risultato fortemente correlato rispetto al PUN. Il prezzo medio di acquisto, ponderato per le quantità scambiate è risultato per l'anno 2008 pari a 84,95 €/MWh, inferiore del 2,3% rispetto al PUN. Rispetto all'anno 2007, il prezzo medio ponderato nel MA registra un incremento pari al 22,5%. In media i volumi scambiati sono risultati pari a 11,7 TWh, in riduzione dell'8,8% rispetto all'anno precedente e corrispondenti al 3,5% della domanda complessiva sul MGP, contro il 3,9% dell'anno precedente.

### **Il Mercato del Servizio di Dispacciamento**

Con riferimento al MSD, gli acquisti *ex ante* a salire sono risultati pari a 11,6 TWh, in riduzione del 20,8% rispetto al 2007. Le quantità vendute *ex ante* a scendere sono invece risultate pari a 11,3 TWh, in diminuzione di circa il 6,6% rispetto all'anno precedente. Tali volumi hanno rappresentato circa il 3,5% delle quantità complessivamente scambiate sul MGP, evidenziando una discreta variabilità mensile: le offerte a salire sono risultate

relativamente maggiori nei mesi di luglio e agosto (rispettivamente 4,1% e 4,8% della corrispondente domanda mensile) mentre le domande a scendere hanno raggiunto il massimo nei mesi di gennaio (3,9%), marzo (3,9%) e luglio (4%).

Per quanto riguarda l'MSD *ex post* a salire, nel 2008 Terna ha acquistato 9,7 milioni di MWh, in aumento del 3,4% rispetto all'anno precedente e pari al 2,9% dei volumi scambiati su MGP. Su MSD *ex post* a scendere Terna ha venduto 11,3 milioni di MWh, in aumento rispetto all'anno precedente (+6%) e corrispondenti al 3,4% dei volumi su MGP.

### Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel corso del 2008 si è registrata, rispetto all'anno precedente, un aumento dell'energia ceduta in Borsa, parallelamente ad una 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 104,3 TWh.

#### Tavola 3.11 Mercato dell'energia elettrica

TWh

ANNO	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	-
2008	336,9	232,6	104,3	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

La diminuzione dell'energia scambiata tramite contratti bilaterali (-4,3%) è riconducibile ad un decremento dei volumi negoziati con l'estero (-23,2%) e in misura solo relativamente minore ai contratti bilaterali conclusi da operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico (-8,3%) mentre è solo parzialmente bilanciata dall'andamento dei contratti bilaterali conclusi dall'Acquirente Unico (+20,3%).

#### Tavola 3.12 Contratti bilaterali sul MGP nel 2008

TWh

CONTRATTI	2008	2007
Contratti bilaterali	104,3	108,7
Nazionali	103,8	108,0
<i>di cui Acquirente Unico</i>	19,5	16,2
<i>di cui altri operatori</i>	84,3	91,8
Esteri	0,6	0,7

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

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

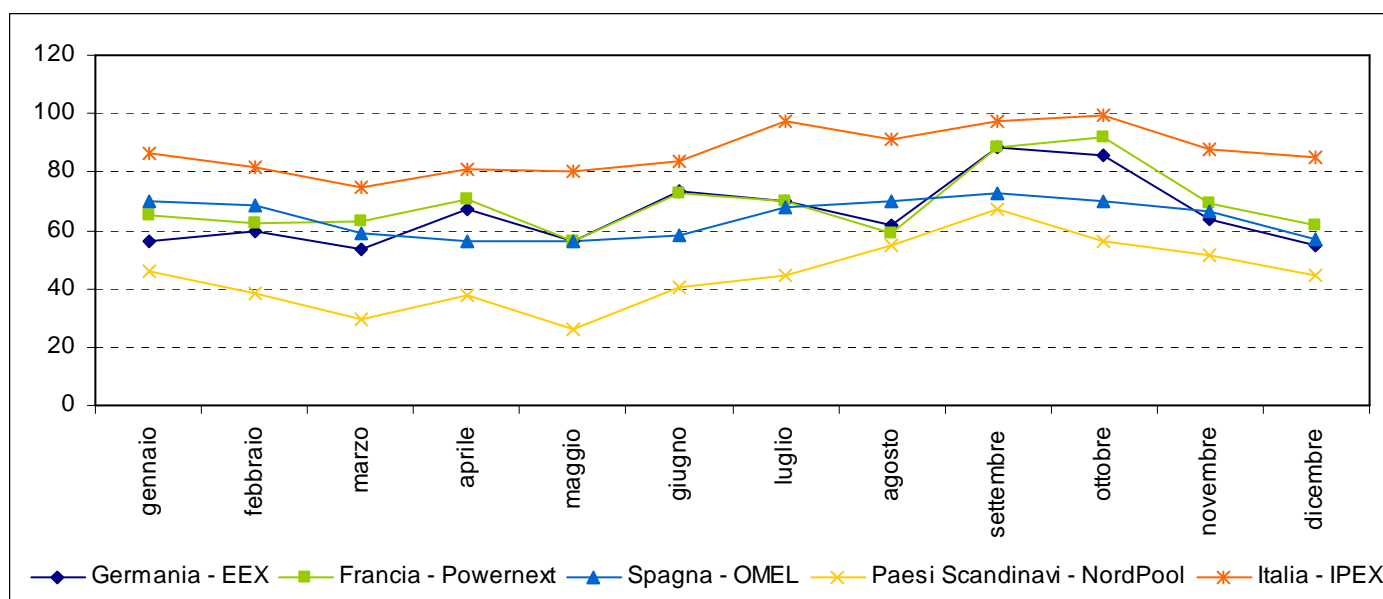
In tema di integrazione tra il mercato italiano e i mercati dei paesi limitrofi, nel corso del 2008 si è confermato il sussistere di un rilevante differenziale di prezzo tra la Borsa elettrica italiana e le principali borse elettriche estere.

Il prezzo medio mensile della borsa elettrica italiana (IPEX) si conferma il prezzo più alto rispetto ai livelli registrati nelle altre principali borse europee: il prezzo medio *baseload* dell'energia elettrica all'ingrosso è stato infatti pari a 65,76 €/MWh sulla borsa tedesca (EEX), 69,15 sulla borsa francese (Powernext), 64,44 €/MWh sulla borsa spagnola (OMEL) e 44,73 €/MWh sulla borsa scandinava (NordPool). Questi numeri si confrontano con gli 86,99 €/MWh registrati sulla borsa italiana nel MGP.

I differenziali di prezzo mostrano tuttavia un avvicinamento del prezzo italiano ai prezzi prevalenti in Europa, soprattutto nei mesi estivi del 2008. Si conferma la tendenza, già registrata negli scorsi anni, del prezzo italiano a reagire con maggiore lentezza alle oscillazioni delle quotazioni dei combustibili sui mercati internazionali.

**Figura 3.4 Andamento dei prezzi dell'energia elettrica nelle principali borse europee nel 2008**

Valori medi *baseload*; €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle borse elettriche europee.

Nel corso del 2008, in un contesto caratterizzato da forti tensioni sui mercati petroliferi, i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso evidenziano incrementi notevoli in tutti i paesi europei, Italia compresa. A partire da novembre, i prezzi europei iniziano a scendere sulla scia delle riduzioni del prezzo del petrolio e del deterioramento della congiuntura economica.

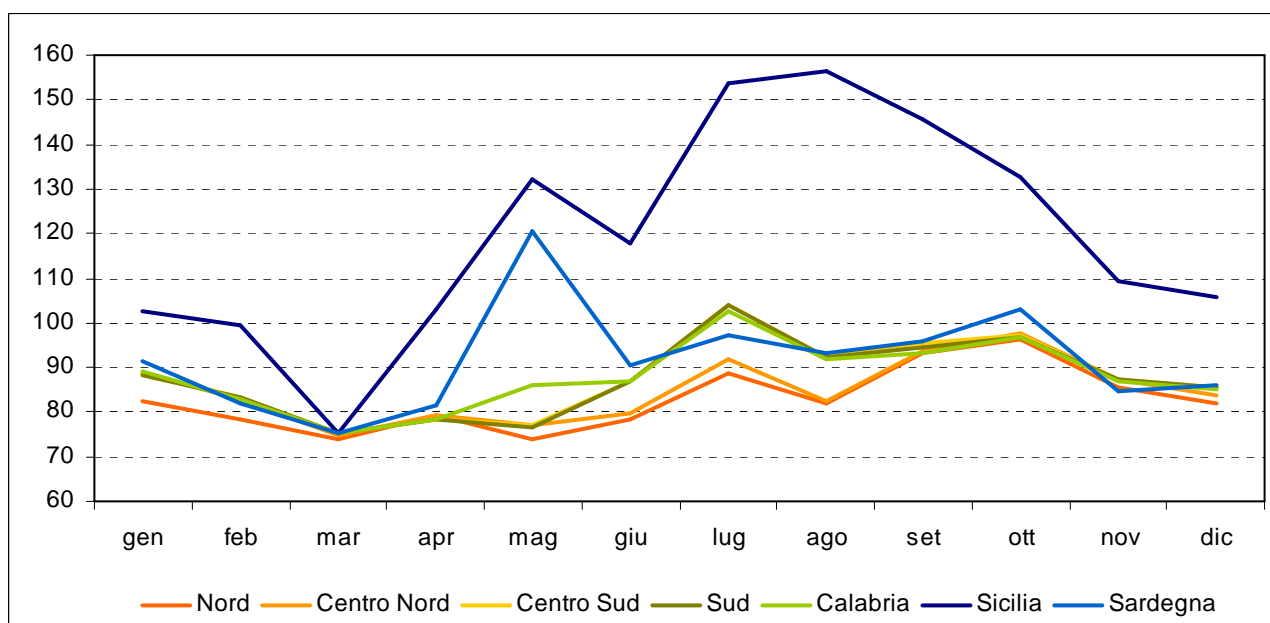
La riduzione nel divario di prezzo dell'IPEX nei confronti delle altre borse europee ha determinato nel corso dell'anno 2008 un incremento significativo dei flussi di esportazione rispetto all'anno precedente, concentrati soprattutto nelle ore fuori picco. Tale dinamica è

stata più accentuata sul confine francese, nei mesi di giugno e ottobre, e sui confini con la Svizzera e la Grecia.

Per quanto riguarda i prezzi zionali di vendita, questi sono variati tra 82,92 €/MWh del Nord, che si conferma la zona con i prezzi più bassi, e 119,63 €/MWh della Sicilia. Rispetto al 2007, i prezzi hanno avuto incrementi in linea con la variazione annuale del PUN, compresi tra il +16,7% del Centro Nord e il +22,5% della Sardegna. Un incremento nettamente superiore rispetto alla variazione media nazionale si è registrato nella macrozona Sicilia (+50,5%).

**Figura 3.5 Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2008**

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

### La Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)

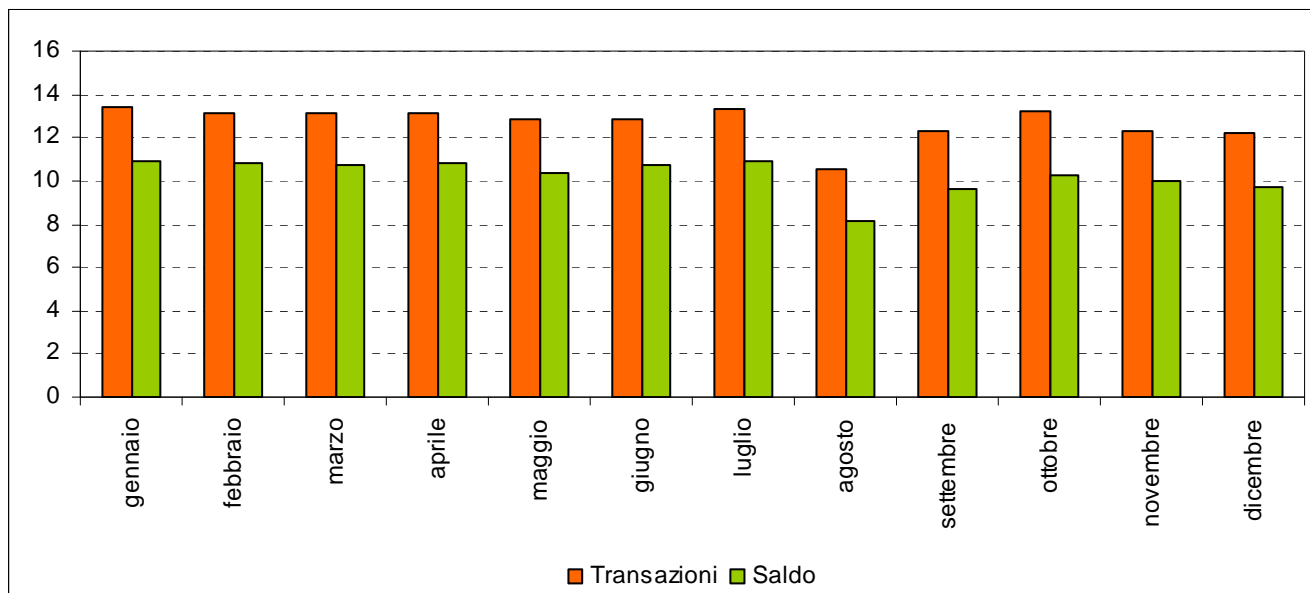
La PCE è la piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali sulla quale gli operatori possono registrare i dati di quantità e durata della consegna relativi ai contratti a termine con due mesi di anticipo massimo rispetto alla data di consegna fisica. In generale ciascun operatore dispone di 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.

Durante l'anno 2008, le transazioni complessive svolte sulla PCE ammontano a 152,4 TWh a fronte di una posizione netta pari a 122,9 TWh. La PCE consente la registrazione di cinque tipologie di contratto di cui quattro standard (*baseload*, *peakload*, *offpeak*, *weekend*) e una non standard. Il profilo di contratto maggiormente utilizzato nell'anno 2008 è stato

quello non standard, mentre tra i contratti standard il più diffuso risulta essere stato il *baseload*.

**Figura 3.6 Andamento delle transazioni sulla PCE nel 2008**

TWh



Elaborazione AEEG su dati GME.

### **Mercati a termine (MTE e IDEX)**

MTE e IDEX sono i due mercati regolamentati a termine, gestiti rispettivamente da GME e Borsa Italiana e istituiti nel novembre 2008.

L'MTE consente di negoziare, con obbligo di consegna alla scadenza, quantità fisiche di energia elettrica su un orizzonte temporale massimo di un mese. Durante il primo trimestre di funzionamento del MTE hanno partecipato alle negoziazioni otto operatori, per un totale di volumi scambiati pari a circa 0,1 TWh, prevalentemente attraverso contratti con profilo baseload e consegna a un mese. La partecipazione degli operatori a questo mercato appare scoraggiata dal fatto che non sia consentito negoziare contratti con periodi di consegna più estesi.

L>IDEX consente di negoziare contratti finanziari *futures* aventi come sottostante il PUN. In fase di avvio è stato stabilito che i contratti possano avere soltanto profilo baseload e periodi di consegna mensile, trimestrale e annuale. Durante il primo trimestre di funzionamento dell>IDEX, i volumi complessivamente scambiati ammontano a circa 2,3 TWh. I contratti più scambiati sono stati quelli annuali (1,1 TWh), seguiti dai contratti con durata trimestrale (0,9 TWh). Nonostante i bassi volumi negoziati, l'avvio delle contrattazioni su questo mercato costituisce un importante elemento di novità in quanto consente agli operatori di disporre di un utile segnale di prezzo su un orizzonte temporale più esteso.

### Le operazioni di concentrazione nel settore dell'energia elettrica nel 2008

Nel corso del 2008 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, nata dalla fusione per incorporazione di Asm Brescia S.p.A. in Aem Milano S.p.A. Così come previsto dal progetto di fusione approvato dalle Assemblee di ASM e di AEM il 22 ottobre 2007, gli effetti giuridici della fusione 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.

Nel corso del 2008 è inoltre emerso un progetto di fusione tra le società Iride, Enia ed Hera che ha condotto, ad ottobre 2008 ad un accordo preliminare tra le prime due società. L'accordo raggiunto prevede la costituzione di una holding per metà sotto il controllo delle amministrazioni comunali coinvolte (Comuni di Torino, Genova, Reggio Emilia, Parma e Piacenza). La quota di mercato del gruppo che dovrebbe nascere dalla fusione, calcolata sui volumi di elettricità venduti nel 2007, risulta pari a oltre il 5,5% del totale nazionale.

In data 25 luglio Enel Produzione SpA ha ceduto a Dolomiti Energia SpA il 51% del capitale di Hydro Dolomiti Enel Srl, società attraverso cui le parti intendono procedere allo sviluppo congiunto del settore idroelettrico nella Provincia Autonoma di Trento. La società gestisce 20 grandi centrali idroelettriche e 7 centrali mini-idro per un totale di circa 1,3 GW di potenza efficiente e 3,1 TWh di producibilità annua.

Inoltre, nell'ambito dell'operazione di acquisizione di Endesa da parte del gruppo Enel e degli impegni assunti, è stata perfezionata la cessione ad E.ON di alcuni asset di Endesa ed Enel. In particolare, l'accordo raggiunto prevede la cessione ad E.ON di Endesa Italia, Enel Viesgo (presente sul mercato spagnolo), Snet (presente sul mercato francese).

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

L'Autorità, con la delibera 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08, ha pubblicato il nuovo Testo integrato per la regolamentazione del servizio di scambio sul posto (TISP). La nuova disciplina prevede che possano avvalersi dello scambio sul posto<sup>7</sup> gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW e gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza non superiore a 20 kW. Inoltre, con la delibera 8 gennaio 2009, ARG/elt 1/09, l'Autorità ha reso operativo lo scambio sul posto anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio di scambio sul posto è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica.

---

<sup>7</sup> Il servizio di scambio sul posto è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare, in termini economici, il valore dell'energia elettrica prelevata e consumata in rete in un certo momento con quella prodotta e immessa in rete in un momento differente da quello in cui si verifica il prelievo.

Il nuovo servizio di scambio sul posto viene erogato dal GSE, con cui l'utente dello scambio conclude il contratto di scambio sul posto. Tale contratto sostituisce tutti gli adempimenti relativi all'immissione in rete dell'energia elettrica, ma non quelli relativi all'acquisto dell'energia prelevata.

La nuova modalità di valorizzazione dell'energia prodotta, alternativa alla vendita, consente la compensazione tra il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete (al netto dell'autoconsumo) e il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. Il GSE, nell'ambito della convenzione per lo scambio sul posto, eroga all'utente (dello scambio) un contributo finalizzato:

- alla compensazione economica tra il valore associato all'energia elettrica immessa in rete e il valore associato all'energia elettrica prelevata. Nel caso in cui il valore dell'energia elettrica immessa sia superiore a quello dell'energia elettrica prelevata, tale maggior valore viene riportato a credito negli anni solari successivi senza scadenza;
- alla restituzione, per una quantità di energia elettrica prelevata al più pari possibile a quella immessa ("energia scambiata"), della parte variabile, espressa in c€/kWh, dei corrispettivi relativi all'utilizzo della rete (trasporto e dispacciamento) e degli oneri generali di sistema (solo nel caso di fonti rinnovabili).

Mentre la compensazione economica di cui al primo alinea deriva dalla valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete, la restituzione dei corrispettivi tariffari di cui al secondo alinea rappresenta il vero e proprio incentivo intrinseco nello scambio sul posto. È come se l'energia elettrica immessa in rete e successivamente riprelevata fosse stata prodotta e autoconsumata istantaneamente senza utilizzare la rete (mentre nella realtà la rete è stata utilizzata). Il nuovo servizio di scambio sul posto è operativo dal 1° gennaio 2009.

L'Autorità, con la delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, ha inoltre adottato le nuove regole per la connessione con la rete degli impianti di produzione (*Testo integrato per le connessioni attive*). Il nuovo testo incorpora sia le procedure per le connessioni in alta e media tensione, precedentemente regolate dalla delibera n. 281/05, sia quelle relative alle connessioni in bassa tensione, precedentemente regolate dalla delibera 11 aprile 2007, n. 89/07.

Con la delibera ARG/elt 99/08, l'Autorità ha privilegiato in modo particolare la regolazione della connessione con la rete della generazione da fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento, con l'obiettivo di dare maggiore certezza alle procedure per l'erogazione del servizio di connessione. Le nuove regole hanno l'obiettivo, tra l'altro, di evitare che le soluzioni tecniche individuate dai distributori comportino eccessivi oneri in capo ai produttori. Nello specifico, per le connessioni con le reti elettriche di distribuzione in media e bassa tensione:

- sono state riorganizzate le procedure e le tempistiche per la connessione, rendendo il processo più trasparente rispetto al passato, anche attraverso la definizione di regole più stringenti per i distributori;

- è stata rivista la modalità di determinazione del corrispettivo che si basa su una formula che tiene conto convenzionalmente della potenza in immissione e della distanza degli impianti dalla rete esistente;
- è stato stabilito un nuovo quadro di indennizzi automatici a favore del produttore nel caso di ritardi da parte delle imprese distributrici.

Per le connessioni in alta e altissima tensione, oltre a una razionalizzazione del corpo normativo, è stata introdotta una particolare modalità di determinazione del corrispettivo per la connessione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili. Inoltre, vengono date indicazioni in merito al coordinamento tra produttore e gestore di rete ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni. Il Testo integrato per le connessioni attive prevede, inoltre, priorità di trattamento per le richieste di connessione di impianti da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento e, sempre per queste tipologie di impianti, qualora la connessione sia erogata a un livello di tensione nominale superiore a 1 kV, al richiedente è data facoltà di realizzare in proprio l'impianto per la connessione nelle parti che non implicino l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente, vale a dire la realizzazione dell'eventuale linea elettrica e dell'impianto per la consegna. Le nuove regole sono operative dal 1° gennaio 2009.

### 3.2.2 Descrizione del mercato finale

Le vendite finali di energia elettrica nel 2008, in base ai dati pubblicati da Terna, sono ammontate a circa 299 TWh, mentre i consumi complessivi (inclusi gli autoconsumi) sono ammontati a 319 TWh. La tavola 3.13 descrive la ripartizione di questi ultimi per settore finale di utilizzo.

**Tavola 3.13 Ripartizione dei consumi nazionali per settore finale nel 2008**

TWh

SETTORE PRODUTTIVO	2007	2008	VARIAZ. %
Industria	155.8	151.4	-2.8%
Terziario	90.3	93.6	3.7%
Domestico	67.2	68.4	1.7%
Agricoltura	5.7	5.7	0.2%
<b>Totale</b>	<b>319.0</b>	<b>319.0</b>	<b>0.0%</b>

Fonte: Terna.

Nella tavola 3.14 le vendite complessive e il numero totale dei clienti (approssimato dal numero di punti di prelievo) sono ripartiti per tipologia di mercato sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: produttori, esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori.



**Tavola 3.14 Mercato finale della vendita nel 2008**

Al netto degli autoconsumi e delle perdite

	VOLUMI (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) <sup>(A)</sup>
Mercato di maggior tutela	89.288	32.445
Mercato di salvaguardia	12.820	192
Mercato libero <sup>(B)</sup>	181.370	2.945
<b>Mercato totale</b>	<b>283.478</b>	<b>35.583</b>

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio pro die.

(B) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 93% circa dei volumi complessivi venduti su tale mercato. In base ai dati definitivi pubblicati da Terna, infatti, i consumi complessivi (al netto degli autoconsumi e delle perdite) sono stati pari a 299 TWh, di cui 208,3 TWh si riferiscono alle vendite sul mercato libero (incluso il servizio di salvaguardia).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero. Il servizio è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 clienti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità. Il numero di operatori esercenti il servizio di maggior tutela nel 2008 risulta essere stato pari a 136; di questi, 128 risultavano essere anche distributori di energia elettrica.

Nel 2008 le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 90 TWh per oltre 32 milioni di punti di prelievo, in riduzione del 19% rispetto al 2007 secondo i dati di Terna. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 60 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (circa 27 milioni).

Tutti i clienti che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, sono ammessi al servizio di salvaguardia. Dal 1° maggio 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta.

Nel 2008 il servizio di salvaguardia ha interessato circa 192.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio pro die, che hanno prelevato elettricità per circa 13 TWh. Di questi, circa tre quarti si riferiscono agli utilizzi industriali/commerciali (diversi dall'illuminazione pubblica e dagli utilizzi soggetti a regimi tariffari speciali) con prevalenza di connessioni in media tensione.

Le vendite del mercato libero nel 2008, sottraendo ai dati di Terna le vendite relative al servizio di salvaguardia, si sono attestate sui 195 TWh, in aumento del 10% rispetto al 2007. Nella tavola 3.15 i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente: il 96% dei volumi ha interessato i cosiddetti altri usi (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica) per circa 2 milioni di punti di prelievo (65% del totale).

**Tavola 3.15 Mercato libero per tipologia di cliente**Anno 2008<sup>(A)</sup>

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) <sup>(B)</sup>
BT	44.086	2.866
Domestico	2.443	871
Illuminazione pubblica	3.733	144
Altri usi	37.910	1.850
MT	92.970	79
Illuminazione pubblica	320	2
Altri usi	92.649	77
AT e AAT	44.315	1
<b>TOTALE MERCATO LIBERO</b>	<b>181.370</b>	<b>2.945</b>

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 93% circa dei volumi complessivi su tale segmento di mercato.

(B) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Con riferimento al mercato della maggior tutela la società Enel Servizio Elettrico (del gruppo Enel) resta il principale esercente con una quota di mercato di circa l'84%; seguono AceacElectrabel Elettricità (5,5%), A2A Energia (3,4%) e Iride Mercato (1,5%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%.

Il mercato libero presenta un grado di concentrazione inferiore rispetto a quello di maggior tutela. Infatti, nel 2008 la quota cumulata dei tre principali operatori è stata pari al 43,6%, di cui il 26,9% è il contributo del principale operatore, Enel.

Nel mercato *retail* complessivo i gruppi societari che nel 2008 hanno raggiunto una quota di mercato superiore al 5% sono tre: Enel (47,2%), Edison (6,0%), A2A (5,6%). La tavola 3.16 evidenzia il dettaglio per livello di tensione.

**Tavola 3.16 Mercato retail: quote di mercato dei primi tre operatori per livello di tensione**

LIVELLO DI TENSIONE	N. OPERATORI CON QUOTA > 5%	QUOTA CUMULATA PRIMI 3 OPERATORI
Bassa tensione (domestici e piccole imprese)	1	80%
Media tensione	4	37%
Alta e altissima tensione	4	64%
<b>Totale</b>	<b>3</b>	<b>59%</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Nel 2008, sulla base dei dati provvisori rilevati dall'Autorità presso gli operatori, il prezzo medio, ponderato con i volumi, dell'energia elettrica sul mercato libero si è attestato intorno ai 76 €/MWh. Tale prezzo è da intendersi al netto delle componenti fiscali, degli

oneri generali di sistema e delle componenti tariffarie a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura, mentre include il costo del servizio di commercializzazione della vendita e tiene conto delle perdite di rete. Nella tavola 3.17 i prezzi del mercato libero sono segmentati per livello di tensione mentre nelle tavole 3.18 e 3.19 sono rappresentate le ripartizioni dei prezzi per classe di consumo, rispettivamente, per la clientela domestica e per la clientela non domestica.

### Tavola 3.17 Prezzi medi finali dell'energia elettrica sul mercato libero per livello di tensione

Anno 2008<sup>(A)</sup>

TENSIONE	PREZZO (€/MWh)	VOLUMI (GWh)
BT	85,98	44.086
MT	72,62	92.970
AT e AAT	72,66	44.315
<b>Totale</b>	<b>75,87</b>	<b>181.370</b>

(A) I prezzi relativi alle vendite sul mercato libero comprendono il costo di acquisto dell'energia elettrica, i corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio e il servizio di commercializzazione della vendita mentre escludono tutte le imposte, gli oneri generali, i costi di trasporto e altri corrispettivi e sono al lordo delle perdite di rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

### Tavola 3.18 Prezzi medi finali dell'energia elettrica sul mercato libero per i clienti domestici suddivisi per classe di consumo

Anno 2008<sup>(A)</sup>

CLASSE DI CONSUMO	PREZZO (€/MWh)	VOLUMI (GWh)
< 1.000 kWh	105,57	41
1.000 - 1.800 kWh	107,93	221
1.800 - 2.500 kWh	95,25	385
2.500 - 3.500 kWh	89,12	706
3.500 - 5.000 kWh	89,02	653
5.000 - 15.000 kWh	88,07	416
> 15.000 kWh	85,68	21
<b>Totale domestici</b>	<b>91,83</b>	<b>2.443</b>

(A) I prezzi relativi alle vendite sul mercato libero comprendono il costo di acquisto dell'energia elettrica, i corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio e il servizio di commercializzazione della vendita mentre escludono tutte le imposte, gli oneri generali, i costi di trasporto e altri corrispettivi e sono al lordo delle perdite di rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

### Tavola 3.19 Prezzi medi finali dell'energia elettrica sul mercato libero per i clienti non domestici suddivisi per classe di consumo

Anno 2008<sup>(A)</sup>

CLASSE DI CONSUMO	PREZZO €/MWh	VOLUMI (GWh)
< 20 MWh	98,60	8.006
20-50 MWh	87,77	8.788
50-100 MWh	85,19	7.847
100-500 MWh	80,19	21.776
500-2.000 MWh	75,97	26.370
2.000-20.000 MWh	72,48	49.963
20.000-50.000 MWh	71,06	15.423
50.000-70.000 MWh	72,62	3.950
70.000-150.000 MWh	70,25	9.988
> 150.000 MWh	69,07	26.816
<b>Totale non domestici</b>	<b>75,66</b>	<b>178.927</b>

(A) I prezzi relativi alle vendite sul mercato libero comprendono il costo di acquisto dell'energia elettrica, i corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio e il servizio di commercializzazione della vendita mentre escludono tutte le imposte, gli oneri generali, i costi di trasporto e altri corrispettivi e sono al lordo delle perdite di rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Nell'anno 2008 l'Autorità ha proseguito la propria attività nella direzione di una sempre più intensa tutela di consumatori ed utenti sia del mercato elettrico sia del mercato gas. In particolare, gli interventi di regolazione - descritti in dettaglio nel Capitolo 6 - hanno contribuito sia all'effettivo rafforzamento della capacità del cliente finale di effettuare scelte consapevoli tra le diverse offerte presenti sul mercato sia alla riduzione delle asimmetrie informative che, data la specificità e le caratteristiche dei servizi offerti, potrebbero diversamente pregiudicare la facoltà del cliente finale di trarre vantaggio dall'apertura del mercato alla concorrenza.

### 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 aumento del 79%, confermando l'andamento già evidenziato negli anni precedenti, pur riducendosi lievemente il relativo trend di crescita. Nel periodo compreso tra il 1° aprile 2008 e il 31 marzo 2009, a fronte di un totale di 8.691 comunicazioni inoltrate all'Autorità, 6.323 (73% del totale) hanno riguardato il settore elettrico. Rispetto all'anno precedente, l'incremento del numero di reclami nel solo settore elettrico è stato pari al 103%. Delle comunicazioni pervenute il 92% sono reclami, il 5% richieste d'informazione e il restante 3% segnalazioni.

Tra i reclami relativi al settore elettrico, poco più del 50% è stato avanzato nei confronti di venditori che operano esclusivamente nel mercato libero. Si tratta di un fenomeno tipico nelle prime fasi di apertura dei mercati, osservato anche in altri paesi in cui il segmento della vendita è stato dischiuso alla concorrenza.

Le comunicazioni hanno riguardato principalmente i seguenti argomenti : la fatturazione (36,4%); l'interpretazione e l'applicazione di clausole contrattuali sia nell'ambito del mercato libero sia nel servizio di maggior tutela (18,9%); la qualità commerciale (0,7%); problematiche attinenti al mercato (17,2%); la qualità della fornitura, la tensione e le interruzioni (5%); gli allacciamenti (8,2%); le tariffe (2,1%); i contatori (1,9%); i distacchi (4,2%); le bollette e la loro trasparenza (2%); la misura (0,4%).

**Tavola 3.20 Argomenti delle comunicazione ricevute dall'Autorità negli ultimi due anni**

ARGOMENTI	APRILE 2007 – MARZO 2008		APRILE 2008 – MARZO 2009	
	N.	%	N.	%
Interruzioni e tensione	267	9,6	322	5,0
Allacciamenti	250	9,0	522	8,2
Fatturazione	926	33,4	2.303	36,4
Contratti e qualità commerciale	528	19,0	1.239	19,6
Misura	12	0,4	24	0,4
Tariffe	135	4,9	135	2,1
Bollette	37	1,3	126	2,0
Mercato	418	15,0	1.090	17,2
Contatori	72	2,6	118	1,9
Distacchi	45	1,6	267	4,2

Fonte: Elaborazione e dati AEEG.

Nell'ambito dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, non si registrano variazioni significative rispetto al precedente periodo per quanto riguarda le comunicazioni relative a problematiche attinenti la misura, le bollette, gli allacciamenti, i contratti, i contatori. Si rileva invece una diminuzione, in percentuale, dei reclami relativi alla continuità del servizio, alla qualità della fornitura e alle tariffe (questi ultimi anche in termini assoluti). Sono cresciute le comunicazioni attinenti la fatturazione, i distacchi per morosità, i problemi pertinenti il funzionamento del mercato. Questi ultimi riguardano principalmente il cambio di fornitore e la corretta applicazione del Codice di condotta commerciale elettrico; sono inoltre da porre in relazione all'evoluzione della liberalizzazione del mercato al dettaglio dell'energia elettrica e al crescente numero di clienti finali che sceglie di cambiare fornitore o che viene contattato da venditori per la promozione di offerte commerciali. Giova evidenziare che sono riconducibili a problematiche del mercato anche le comunicazioni aventi a oggetto casi di doppia fatturazione, che tuttavia sono stati conteggiati nell'ambito dell'argomento fatturazione (di cui costituiscono il 16,5%). Per quanto riguarda la fatturazione, i principali argomenti di contestazione sono i consumi fatturati (in acconto) dai venditori nel mercato libero e la doppia fatturazione. Sono altresì presenti in maniera significativa, tra le problematiche legate alla fatturazione, il rispetto della periodicità di emissione delle fatture e, anche se in riduzione, i conguagli elevati relativi a punti di prelievo non letti da tempo (e spesso a seguito di sostituzione di misuratori elettromeccanici con quelli elettronici).

Le attività di classificazione, registrazione e successiva valutazione dei reclami e delle segnalazioni rivestono particolare rilevanza in quanto consentono di ottenere informazioni preziose circa le problematiche che più frequentemente si verificano nell'erogazione del

servizio e le aree in cui si rendono necessari interventi regolatori e/o di vigilanza. L'analisi delle problematiche relative a clienti passati al mercato libero consente di individuare le aree di maggiore criticità, in cui possono rendersi opportuni aggiustamenti della regolazione già esistente e/o inserimenti di nuove regole a presidio del buon funzionamento dei mercati.

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. È 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

Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115, *Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento*, l'Autorità ha riformato la disciplina del monitoraggio del mercato elettrico.

Sulla scorta delle esperienze maturate negli ultimi 3 anni e in conformità alle *Linee guida* condivise con il Gestore del mercato elettrico (GME), Terna e GSE nei lavori preparatori, il Testo integrato del monitoraggio ridefinisce le modalità di svolgimento da parte di GME, Terna e GSE delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico intestata all'Autorità, prevedendo in particolare quanto segue:

- l'elencazione dei dati che GME, Terna e GSE sono tenuti ad acquisire per finalità di monitoraggio del mercato elettrico;
- l'archiviazione e l'organizzazione dei dati di monitoraggio e degli indici di mercato su appositi data *warehouse* dedicati al monitoraggio del mercato elettrico e realizzati da GME, Terna e GSE, nonché la condivisione con l'Autorità dei dati e degli indici ivi contenuti tramite la possibilità di interrogare da remoto e in sicurezza i predetti data *warehouse*;
- la costituzione presso ciascuna delle tre summenzionate società di un'unità organizzativa di monitoraggio dotata di risorse umane e materiali adeguate all'efficace svolgimento delle attività strumentali al monitoraggio, nonché l'attribuzione a tale unità del ruolo di referente dell'Autorità per l'esercizio della sua funzione di monitoraggio;
- l'elaborazione e la trasmissione all'Autorità da parte delle unità competenti di monitoraggio di GME e di Terna, di un rapporto settimanale volto a consentire il tempestivo rilevamento di eventuali anomalie nei mercati di rispettiva competenza;

- la standardizzazione di analisi sofisticate, volte a identificare l'esercizio del potere di mercato unilaterale o collettivo, quali l'analisi di *withholding* fisico ed economico di capacità produttiva di un partecipante al MGP e l'analisi di *what-if* sulle offerte di un partecipante al MGP o al MSD.

Nel corso del 2008, l'Autorità è intervenuta con diversi provvedimenti per migliorare la sua attività di raccolta e di analisi dei dati relativi al mercato elettrico al dettaglio al fine di ottenere un maggior numero di elementi sulla base dei quali valutare l'effettivo impatto della concorrenza nel segmento della vendita. Per raggiungere questo obiettivo sono stati posti in capo agli esercenti la maggior tutela, la salvaguardia e la vendita nel mercato libero stringenti obblighi di comunicazione di dati relativi al rispettivo mercato di riferimento. Gli esercenti la maggior tutela sono tenuti a inviare mensilmente i dati di *switch* del mese successivo e le rettifiche dei dati già forniti relativamente al mese in corso e al mese precedente. I dati raccolti riguardano il numero dei punti di prelievo serviti in maggior tutela, con specificazione del numero di punti passati al mercato libero, di quelli passati al mercato libero con società collegata, dei passaggi in salvaguardia, dei rientri dal mercato libero, nonché delle attivazioni e disattivazioni di punti di prelievo. Gli esercenti la salvaguardia, invece, oltre agli obblighi già precedentemente stabiliti, sono tenuti a pubblicare sul proprio sito Internet i corrispettivi unitari a copertura dei costi per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica, distinti per ciascuna tipologia contrattuale e per ciascuna regione, con riferimento a tutto il periodo in cui viene erogato il servizio.

La delibera 20 novembre 2008, ARG/elt 167, ha imposto agli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti finali nuovi obblighi informativi nei confronti dell'Autorità, anche al fine di assicurare la massima trasparenza dei prezzi praticati nel settore e della loro dinamica. In particolare, gli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica sono tenuti, entro 45 giorni dal termine di ogni trimestre, a comunicare all'Autorità i dati relativi ai prezzi medi mensili dell'energia elettrica sul mercato finale (e alle principali variabili a essi correlate), disaggregati in base alle seguenti caratteristiche:

- mercato di riferimento (mercato libero, servizio di maggior tutela, servizio di salvaguardia);
- tipologia di clienti serviti (domestici e non domestici, declinati in diverse classi di consumo);
- livello di tensione (BT, MT, AT e AAT);
- componenti di prezzo (costi di approvvigionamento, costi di rete e di misura, oneri generali di sistema, imposte).

Sulla base delle informazioni raccolte, l'Autorità ha deciso, con delibera 23 dicembre 2008, ARG/com 202, di pubblicare entro il mese di gennaio 2009, attraverso il proprio sito Internet, dati di sintesi dell'evoluzione concorrenziale nei mercati liberalizzati della vendita di energia elettrica e di gas, con particolare riguardo all'uscita dai regimi di tutela e ai cambi di fornitore da parte dei clienti finali. Con la medesima delibera è stato stabilito che tali dati siano aggiornati con cadenza trimestrale, qualora si verificano variazioni significative e che lo schema di sintesi venga successivamente modificato per includere anche informazioni relative ai prezzi medi applicati ai clienti finali.

## 4 REGOLAMENTAZIONE E PERFORMANCE DEL MERCATO DEL GAS NATURALE

### 4.1.1 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 2008-2009 e quelli dell'anno termico avviato.

#### Tavola 4.1 Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m<sup>3</sup>) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2008-2009

PUNTI DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	VALORI A INIZIO ANNO TERMICO				VALORI AL 30/06/2009	
	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	CONFERITA <sup>(C)</sup>	SATURAZIONE
Passo Gries	59,4	59,4	0,0	100,0%	58,6	98,6%
Tarvisio	101,0	97,8	3,2	96,8%	98,7	97,7%
Mazara del Vallo <sup>(A)</sup>	99,0	93,2	5,8	94,2%	93,2	94,2%
Gorizia <sup>(B)</sup>	2,0	0,0	2,0	0,0%	0,4	18,5%
Gela <sup>(A)</sup>	28,4	25,6	2,8	90,1%	28,4	100,0%
<b>TOTALE</b>	<b>289,8</b>	<b>276,0</b>	<b>13,8</b>	<b>95,2%</b>	<b>279,3</b>	<b>96,4%</b>

(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 massime conferite in alcuni mesi dell'anno termico.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

Rispetto alle capacità<sup>8</sup> messe a disposizione nell'anno termico precedente, si registrano aumenti di capacità conferibile in quasi tutti i punti di ingresso della rete nazionale interconnessi con l'estero. Con l'eccezione di Gorizia e di Passo Gries, infatti, in tutti gli altri punti si evidenzia una crescita dello spazio disponibile. In particolare, come riportato nella comunicazione sulle capacità di trasporto che il Ministero dello sviluppo economico effettua ai sensi dell'art. 3, comma 10, del decreto legislativo n. 164/00:

- per le capacità del punto di entrata di Mazara del Vallo l'incremento della capacità di trasporto sino a 99,0 M(m<sup>3</sup>)/giorno, è avvenuto gradualmente nel periodo compreso tra ottobre 2008 e aprile 2009, termine entro il quale si è realizzato il completamento del metanodotto Montalbano-Messina;

<sup>8</sup> È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. La capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries). In particolare Snam Rete Gas valuta i quantitativi massimi 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.



- nel punto di entrata di Gela, in relazione all'entrata in esercizio dei potenziamenti di rete Rende-Tarsia e Tarsia-Morano, a partire da aprile 2009 si registra un incremento della capacità di trasporto da 25,6 a 28,4 M(m<sup>3</sup>)/giorno;

nel punto di entrata di Tarvisio si registra un incremento della capacità di trasporto in relazione all'entrata in esercizio dei potenziamenti delle centrali di Istrana e Malborghetto. In particolare da ottobre 2009 si avrà un incremento nella capacità di trasporto da 101,0 a 107,0 M(m<sup>3</sup>)/giorno.

Complessivamente la capacità conferibile è passata da 276,5 M(m<sup>3</sup>)/giorno del precedente anno termico a 289,8 M(m<sup>3</sup>)/giorno, evidenziando un aumento del 4,8%.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2008-2009 mostrano, come all'inizio dell'anno termico, la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata conferita per il 95,2% a 64 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, al 30 giugno 2009 la medesima quota sale al 96,4%.

Nella tavola non è riportato il punto di entrata di Panigaglia, la cui capacità conferibile giornaliera, pari a 13 M(m<sup>3</sup>)/giorno, in base alle procedure attuali è assegnata all'operatore del terminale di Panigaglia, la società GNL Italia, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. Secondo quanto indicato nella comunicazione del Ministero dello sviluppo economico, nell'anno termico 2008-2009 la capacità di rigassificazione del terminale è pari a 6 M(m<sup>3</sup>)/anno corrispondenti a 172 approdi.

### Conferimenti pluriennali

La tavola 4.2 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi cinque anni termici a partire dal 2010-2011, complessivamente a 26 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche l'anno termico 2009-2010, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno.

Ai consueti 5 punti di entrata della rete nazionale dal prossimo anno termico si aggiunge anche quello di Cavarzere; esso è il punto di collegamento con il nuovo terminale di rigassificazione di GNL di proprietà della società Terminale GNL Adriatico, di prossima entrata in funzione.

A distanza di 10 anni dalla presentazione del primo progetto, questo terminale a mare situato a 17 km al largo di Porto Levante (Rovigo), è stato costruito in Spagna ed è arrivato a destinazione nel settembre 2008. Nei dieci anni trascorsi, il progetto ha ottenuto le varie autorizzazioni necessarie, l'ultima in ordine di tempo è del gennaio 2009, quando è stata rilasciata l'Autorizzazione integrata ambientale. L'entrata in operatività è prevista per il luglio 2009. L'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità del terminale, pari a 8 G(m<sup>3</sup>), nei prossimi 25 anni è stata rilasciata, ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239 e della Direttiva europea 55/03/CE, nel novembre 2004; tale esenzione ha poi ottenuto l'assenso della Commissione europea. Perciò la capacità conferibile in tale punto, pari a

26,4 M(m<sup>3</sup>)/giorno, sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m<sup>3</sup>)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Inoltre, per i primi 5 anni termici anche tale capacità è riservata all'impresa di rigassificazione, ai sensi della delibera 31 luglio 2006, n. 168/06.

#### Tavola 4.2 Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2009-2010 al 2014-2015

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

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
<b>2009-2010</b>						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	87,9	81,6	52,4	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	19,1	17,5	7,0	6,5	2,0	0,0
<b>2010-2011</b>						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	90,4	87,8	52,2	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,6	11,2	7,2	6,5	2,0	0,0
<b>2011-2012</b>						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	89,7	87,8	50,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	17,3	11,2	8,6	6,5	2,0	0,0
<b>2012-2013</b>						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	89,7	86,6	48,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	17,3	12,4	10,6	6,5	2,0	0,0
<b>2013-2014</b>						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	78,9	85,4	45,1	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	28,1	13,6	14,3	6,5	2,0	0,0
<b>2014-2015</b>						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	78,5	85,3	21,2	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	28,5	13,7	38,2	6,5	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

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

Il conferimento di capacità per il servizio di trasporto continuo sulla rete nazionale avviene su base annuale e infrannuale (delibera n. 137/02, si veda *Annual Report 2005*). 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 dal 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.

Esistono inoltre norme specifiche per garantire l'adeguatezza dell'offerta di gas e la prevenzione di emergenze invernali. Tali norme, sono fissate dal Ministero dello sviluppo economico, su parere dell'Autorità, o dall'Autorità stessa. Nel 2008, dando seguito ai decreti del Ministero, l'Autorità ha aggiornato e integrato le disposizioni per il contenimento dei consumi nel periodo invernale e ha definito misure urgenti per garantire la massima disponibilità di gas proveniente dalle importazioni anche a causa delle interruzioni delle forniture dalla Russia.

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 segnalato negli *Annual Report* degli scorsi anni, 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.

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

Gli assetti proprietari del trasporto di gas non sono significativamente mutati rispetto allo scorso anno. Dal 2008 la rete di trasporto del gas, suddivisa in nazionale e regionale, è gestita da 8 imprese: 3 per la rete nazionale e 8 per la rete regionale (Tav. 4.3). La novità rispetto al 2007 è data dall'ingresso tra gli operatori di rete nazionale di Edison Stoccaggio che gestisce il gasdotto Cavarzere-Minerbio di collegamento tra il nuovo impianto di rigassificazione di Rovigo e la rete nazionale. Sotto il profilo degli assetti gestionali, tuttavia, il segmento del trasporto gas non è sostanzialmente mutato.

#### Tavola 4.3 Reti delle società di trasporto nel 2008

km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete gas	8.779	22.695	31.474
Società Gasdotti Italia	120	1.162	1.282
Edison Stoccaggio	83	0	83
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	29	29
Gas Plus Trasporto	0	32	32
Carbotrade	0	49	49
Metanodotto Alpino	0	76	76
Netenergy Service	0	36	36
Retragas	0	399	399
<b>TOTALE</b>	<b>8.982</b>	<b>24.478</b>	<b>33.460</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 31.474 km di rete sui 33.460 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è il gruppo Edison che complessivamente amministra 1.365 km di rete, di cui 203 sulla rete nazionale. Tale gruppo, infatti, gestisce sia la rete di proprietà di Società Gasdotti Italia (1.282 km), sia il nuovo gasdotto di collegamento del terminale GNL di Rovigo, tramite la partecipata Edison Stoccaggio. Come si vede nella tavola 4.4, vi sono poi altri 6 operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale; nella tavola compare, tra le altre, la società Carbotrade che dal 1° gennaio 2009 ha ceduto le attività di trasporto alla società Metan Alpi Energia.

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, si osserva che - come negli scorsi anni - 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 26,6% del mercato (in termini di volumi distribuiti).

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

**Tavola 4.4 Estensione delle reti di distribuzione nell'anno 2008**

km

REGIONE	ESTENSIONE RETE		
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE
Val d'Aosta	0,3	165,9	194,0
Piemonte	84,6	11.783,2	10.788,5
Liguria	57,4	1.898,8	4.147,2
Lombardia	108,1	13.919,4	30.848,7
Trentino Alto Adige	179,7	1.994,1	1.933,8
Veneto	291,6	9.985,0	17.307,1
Friuli Venezia Giulia	5,0	2.064,3	5.029,6
Emilia Romagna	371,6	15.966,4	12.505,6
Toscana	204,6	6.053,7	9.131,2
Lazio	185,0	6.601,2	7.359,2
Marche	24,6	4.174,9	4.423,4
Umbria	105,3	1.768,9	3.123,7
Abruzzo	1,4	4.019,4	4.533,4
Molise	5,6	978,2	1.018,5
Campania	17,5	3.535,0	7.412,2
Puglia	89,7	3.235,7	8.119,7
Basilicata	0,8	769,6	1.477,5
Calabria	34,7	2.173,1	3.283,0
Sicilia	60,3	3.911,5	8.213,3
Non in funzione	0,0	127,6	527,1
<b>TOTALE</b>	<b>1.827,9</b>	<b>95.125,8</b>	<b>141.376,7</b>

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

### Tariffe di trasporto

I criteri relativi al sistema tariffario del secondo periodo di regolazione, di durata quadriennale (dal 1/10/2005 al 30/9/2009), sono stati definiti nel luglio 2005 dalla delibera n. 166/05 (si veda l'*Annual report 2006*). Conseguentemente, nel luglio 2008, prima dell'inizio del nuovo anno termico, l'Autorità ha approvato i valori dei corrispettivi di

trasporto per l'anno termico 2008-2009 definiti dalle imprese sulla base dei criteri tariffari individuati all'inizio del periodo regolatorio dall'Autorità stessa (delibera ARG/gas 108/08).

Essendo quasi in chiusura il secondo periodo di regolazione, nell'aprile 2008 l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione dei provvedimenti di regolazione tariffaria dell'attività di trasporto di gas naturale per il terzo periodo di regolazione, che andrà dall'ottobre 2009 al settembre 2013.

Il procedimento sulle tariffe di trasporto e di dispacciamento del gas naturale è sottoposto all'Analisi di impatto della regolazione (AIR), il cui tratto essenziale consiste nella verifica di diverse ipotesi alternative di regolazione.

Tra i principali interventi descritti nel documento per la consultazione del 31 marzo 2009, DCO 4/09, si evidenziano le seguenti proposte:

- assicurare lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto, anche per garantire un'offerta di capacità che assicuri adeguati margini rispetto alla esigenza di sviluppo della domanda e per favorire lo sviluppo della concorrenza nel mercato interno, confermando la disciplina incentivante relativa ai nuovi investimenti;
- introdurre meccanismi finalizzati a incrementare l'efficienza nella realizzazione di nuovi investimenti, mediante l'individuazione di un costo standard da assumere come riferimento per valutare l'efficienza relativa degli operatori;
- confermare l'adozione del modello tariffario entry-exit ai fini della determinazione dei corrispettivi di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti, valutando la possibilità di modificare alcune condizioni applicative, al fine di promuovere ulteriormente la concorrenza;
- prevedere che i costi sostenuti per l'acquisto del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione e al reintegro delle perdite di rete, siano esclusi dall'applicazione del price cap, introducendo un sistema di incentivi specifico;
- trattare il gas non contabilizzato con criteri analoghi a quelli indicati per le perdite fisiche della rete di trasporto, attribuendone la titolarità all'impresa maggiore di trasporto e prevedendo meccanismi di reintegro nell'ambito del servizio di bilanciamento;
- escludere la quota parte del costo riconosciuto relativa agli ammortamenti dall'applicazione del price cap in coerenza con i meccanismi adottati per l'aggiornamento tariffario nel settore elettrico;
- prevedere una eventuale revisione della ripartizione dei ricavi nelle componenti capacity e commodity che rifletta maggiormente la struttura dei costi, di capitale e operativi, dell'attività di trasporto;
- enucleare i costi afferenti il servizio di misura del trasporto al fine di determinare uno specifico corrispettivo per la remunerazione del servizio stesso.

### Tariffe di rigassificazione

Con la delibera 7 luglio 2008, ARG/Gas 92/08, l'Autorità ha definito i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione per il terzo periodo di regolazione,

che decorre a partire dall'anno termico 2008-2009. L'obiettivo principale dei nuovi criteri di regolazione tariffaria, che si pongono in continuità con quelli del precedente periodo di regolazione, è quello di definire un quadro regolatorio favorevole allo sviluppo di infrastrutture di rigassificazione al fine di garantire maggiore sicurezza negli approvvigionamenti e concorrenzialità nel mercato.

In particolare, i meccanismi di regolazione tariffaria definiti per il terzo periodo di regolazione prevedono che:

- sia reintrodotta una durata del periodo di regolazione pari a 4 anni;
- sia definito un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,6% reale pre-tasse, in linea con le altre esperienze internazionali;
- sia confermata, attraverso una migliore specificazione delle tipologie di investimento, una disciplina tariffaria che incentivi lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione mediante il riconoscimento di una maggiore remunerazione sul capitale investito per durate superiori al periodo di regolazione;
- sia applicato, al fine di determinare i costi operativi riconosciuti per il primo anno del nuovo periodo di regolazione, il criterio del *profit sharing*, ripartendo equamente tra gestori e utilizzatori del terminale le maggiori efficienze conseguite rispetto ai recuperi obbligatori imposti durante il secondo periodo regolatorio;
- sia applicato un recupero di produttività nullo ai nuovi terminali nei primi anni di operatività e sia definito, per i terminali esistenti, un recupero di produttività commisurato in modo da riassorbire il *profit sharing* riconosciuto alle imprese in un periodo di 8 anni;
- sia aggiornata la quota parte dei ricavi riconducibili ai costi operativi, attraverso l'applicazione del *price cap*;
- siano aggiornate le quote parte dei ricavi, riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto e all'ammortamento, sulla base dei medesimi criteri applicati nella regolazione del settore elettrico, escludendo pertanto gli ammortamenti dall'applicazione del *price cap*;
- siano ripartiti i ricavi di riferimento in una componente capacity e in una componente commodity sulla base di un rapporto 90/10;
- le tariffe di rigassificazione coprano tutti i servizi offerti dall'impresa in modo non discriminatorio tra gli utenti;
- l'applicazione di corrispettivi specifici per ulteriori servizi (accessori e opzionali) rispetto al servizio di rigassificazione sia subordinata all'approvazione da parte dell'Autorità, sulla base dell'evidenza dei costi sottostanti l'erogazione di detti servizi, opportunamente separati dai costi già riconosciuti per il servizio di rigassificazione.

Inoltre la delibera ARG/Gas 92/08 contiene le modalità applicative delle previsioni in materia di fattore di garanzia, definite dalla delibera 4 agosto 2005, n. 178/05. Tale fattore di garanzia, in continuità con il fattore correttivo previsto dal precedente quadro regolatorio, è finalizzato ad assicurare una copertura pari al 71,5% dei ricavi di *capacity* anche in caso di mancato conferimento della capacità del terminale.

L'Autorità ha poi proceduto all'approvazione delle proposte tariffarie ovvero alla determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico

2008-2009, in attuazione della delibera ARG/Gas 92/08, presentate dalla società GNL Italia e dalla società Terminale GNL Adriatico per i rispettivi due terminali di Panigaglia e Rovigo.

### 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 la delibera 22 settembre 2008, ARG/gas 128/08, l'Autorità ha prorogato fino al 31 dicembre 2008 la durata del secondo periodo di regolazione, che è stato caratterizzato da un forte contenzioso amministrativo e la cui conclusione era prevista per il 30 settembre 2008.

Nel corso dell'anno 2008 si è sviluppato e concluso il procedimento, avviato nel settembre 2007, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di distribuzione di gas per il terzo periodo di regolazione.

Nell'ambito del procedimento, inserito tra quelli oggetto dell'AIR e svoltosi in parallelo a quello analogo inerente la regolazione della qualità dei servizi, sono stati pubblicati tre documenti per la consultazione, rispettivamente nei mesi di febbraio, giugno e settembre. Il provvedimento finale è stato adottato con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, di approvazione della Parte II del *Testo unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, recante disposizioni in materia di Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG)*.

I principali obiettivi perseguiti dall'Autorità nella definizione della regolazione per il terzo periodo comprendono tra gli altri: stabilità regolatoria; convergenza dei criteri di regolazione tariffaria tra il settore elettrico e il settore gas; riduzione del rischio ricavi per gli esercenti il servizio; coerenza tra regolazione tariffaria e regolazione in materia di qualità dei servizi; semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro competitiva.

Con l'approvazione della RTDG è stata attuata un'ampia riforma della regolazione dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas relativamente al sistema tariffario e in materia di qualità del servizio. Qui si illustrano le novità in tema tariffario; più oltre in questo Capitolo vedremo la regolazione della qualità del servizio.

Il sistema tariffario è stato riformato, seguendo due direttrici principali:

- il perseguimento dell'obiettivo di separazione delle tariffe per fase della filiera, con l'individuazione di distinte componenti tariffarie per i singoli servizi di distribuzione, misura e commercializzazione;
- la promozione di un graduale processo di unificazione delle tariffe sul territorio nazionale, in una logica pro competitiva, con la definizione di una tariffa obbligatoria da applicarsi in 6 macro-ambiti sovra-regionali e con la parallela introduzione di specifici meccanismi di perequazione.



Sul piano della struttura tariffaria, va evidenziato che la tariffa obbligatoria applicata agli utenti della rete, in sostanziale continuità con la regolazione del primo periodo, è binomia, con una quota fissa e una quota variabile. La componente tariffaria variabile della tariffa di distribuzione, riferita ai metri cubi standard distribuiti, è però articolata in 8 scaglioni, invece di 7. Il vincolo dei ricavi ammessi per le imprese distributrici è calcolato invece moltiplicando una quota fissa per punto di prelievo servito.

Quest'ultimo aspetto costituisce una modifica di rilievo nel quadro regolatorio, in quanto, attraverso il ricorso a opportuni strumenti di perequazione, consente di sottrarre il livello dei ricavi ammessi a copertura dei costi sostenuti dagli operatori per lo svolgimento dei servizi di distribuzione e misura dalle fluttuazioni conseguenti al differente andamento climatico.

In continuità con la regolazione del secondo periodo e in coerenza con la normativa del settore dell'energia elettrica, è prevista la coesistenza di due distinti regimi di determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi per le imprese distributrici: regime ordinario e regime individuale. I due regimi si distinguono per le diverse modalità adottate per la determinazione di alcune componenti tariffarie. Per quanto riguarda la determinazione del costo riconosciuto ai fini regolatori nel regime ordinario, sono state introdotte novità in relazione alle modalità sia di determinazione del capitale investito, sia dei livelli dei costi operativi.

Si distingue tra capitale investito centralizzato, determinato in modo parametrico, e capitale investito di località, determinato con il criterio del costo storico rivalutato, al fine di garantire la massima flessibilità nel cambiamento di gestore.

Il livello dei costi operativi è stato fissato al lordo dei contributi di allacciamento, che sono invece portati in diminuzione del capitale investito, ed è differenziato per classe di imprese. A questo fine le imprese sono state suddivise in 9 classi, identificate sulla base della dimensione e della densità d'utenza per metro di condotta.

Per quanto riguarda i criteri di regolazione tariffaria, una delle principali innovazioni per il nuovo periodo di regolazione riguarda le modalità di aggiornamento della quota di ammortamento. L'Autorità, in coerenza con le decisioni assunte per il settore dell'energia elettrica, ha infatti escluso gli ammortamenti dall'ambito di applicazione del price cap, disciplinando al contempo modalità di aggiornamento analoghe a quelle previste per il capitale investito riconosciuto. In considerazione della differenziazione dei livelli del costo operativo riconosciuto in funzione della dimensione delle imprese, l'Autorità ha differenziato gli obiettivi di recupero programmato di produttività, in modo tale da avviare, nel corso del terzo periodo regolatorio, un riallineamento nei costi di produzione del servizio.

In coerenza con le logiche sviluppate nell'ambito della regolazione del settore elettrico nel terzo periodo di regolazione, 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 (ammodernamento dei sistemi di odorizzazione presso le cabine REMI e sostituzione delle condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo) riconoscendo, a integrazione degli incentivi forniti dalla regolazione della qualità, una maggiore remunerazione sul capitale investito pari al 2% per un periodo di 8 anni.

Va infine ricordato che, nell'ottica di fornire corretti segnali agli operatori per uno sviluppo efficiente delle infrastrutture di rete, a partire dagli aggiornamenti dell'anno 2011, sarà introdotta una valutazione degli investimenti basata su costi standard, individuati sulla base di un prezzario che verrà definito dall'Autorità con un provvedimento separato.

### 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* del 2007).

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 2008-2009. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, l'Autorità ha approvato (delibera ARG/gas 35/08), i corrispettivi d'impresa, ha determinato i corrispettivi unici per l'attività di stoccaggio e ha ratificato le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di erogazione per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile.

### Bilanciamento

Dal 1° ottobre 2007, ai fini della riforma del bilanciamento gas, l'Autorità ha definito nuovi profili di prelievo standard e categorie d'uso del gas. Con questo provvedimento l'Autorità ha modificato la precedente normativa 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.

Al fine di promuovere la concorrenza, intesa come strumento cardine per la tutela dei clienti finali del gas e per ottenere una diminuzione dei prezzi finali di acquisto del gas, l'Autorità, nell'aprile 2008 ha pubblicato un documento per la consultazione (DCO 10/08) in merito a *Possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale*. Il documento si propone di individuare una *road map* per la definizione di un nuovo regime di bilanciamento, basato su criteri di mercato, adeguato ad allocare i relativi costi fra gli utenti e altresì funzionale a supportare la realizzazione di un mercato regolamentato del gas naturale. L'evoluzione del bilanciamento è quindi intesa come prodromo dello sviluppo di un luogo trasparente di valorizzazione di tutto o di parte delle transazioni di compravendita di gas naturale (Borsa del gas). L'Autorità ritiene che la presenza di un

segnale economico adeguato alla corretta valorizzazione delle risorse per il bilanciamento del sistema sia necessaria al fine di garantire l'utilizzazione efficiente delle risorse, anche in considerazione delle interazioni tra il mercato del gas e i mercati che utilizzano il gas come prevalente fattore produttivo.

Il documento per la consultazione, di natura ricognitiva, considerato il quadro normativo di riferimento, il contesto internazionale e le prossime realizzazioni infrastrutturali di trasporto e di rigassificazione, nonché l'auspicato potenziamento delle disponibilità di stoccaggio, così come gli obblighi di offerta di gas previsti per le aliquote di produzione nazionale e di importazione, delinea la cornice dei servizi interessati, per cui il bilanciamento si colloca all'interno del servizio di dispacciamento commerciale, che comprende:

- il conferimento della capacità di trasporto, che si sostanzia nell'attribuzione di diritti di utilizzo delle capacità di trasporto del gas ai singoli utenti;
- il servizio di bilanciamento, che ha a oggetto le modalità attraverso le quali i terzi possono esercitare i propri diritti di utilizzo delle capacità di trasporto conferite.

L'Autorità consulta possibili evoluzioni degli aspetti strutturali e caratterizzanti il servizio di bilanciamento, affrontando in particolare:

- l'identificazione e il ruolo del soggetto responsabile dell'erogazione del servizio di bilanciamento;
- il periodo rilevante (giorno gas vs ora), sotto il profilo dell'efficienza in senso lato, dell'efficienza allocativa e della trasparenza, in ottica di medio e lungo termine;
- la programmazione/registrazione degli scambi, in riferimento alla dimensione geografica rilevante al fine del dispacciamento, alle modalità e alle tempistiche di registrazione;
- l'approvvigionamento e la gestione delle risorse per il bilanciamento, selezionate in base a un ordine di merito economico, garantendo l'equilibrio fisico tra i prelievi e le immissioni del sistema stesso;
- i corrispettivi applicati agli utenti del bilanciamento, nell'ottica di riflettere gli oneri sostenuti per l'approvvigionamento delle risorse necessarie per il bilanciamento.

La consultazione rappresenta quindi un primo elemento propedeutico all'istruzione di apposite misure dell'Autorità, necessarie per la riforma del servizio di bilanciamento.

Con delibera 10 giugno 2008, ARG/gas 75/08, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in merito a criteri per il trattamento di eventuali conguagli derivanti da differenze di allocazione e/o misura ai fini del bilancio del sistema gas. In tale ambito, relativamente a conguagli relativi a rettifiche di allocazioni e/o misure afferenti a mesi precedenti la finestra temporale al cui interno l'impresa di trasporto considera ancora come provvisori i bilanci della rete di trasporto (rettifiche tardive), l'Autorità ha pubblicato il 4 febbraio 2009 il documento per la consultazione DCO 1/09, volto all'introduzione di una procedura trasparente e non discriminatoria che consenta la ricostruzione corretta delle partite fisiche ed economiche degli utenti del trasporto, e quindi del bilanciamento, minimizzando gli impatti economici, finanziari e amministrativi connessi.

In relazione all'attuale sistema di bilanciamento e al vigente quadro normativo e regolatorio, la consultazione individua sia una metodologia di trattamento delle partite fisiche di conguaglio conseguenti alle rettifiche tardive con il ricorso a un indice di prezzo di riferimento (con diverse possibili opzioni) per la valorizzazione economica delle partite fisiche oggetto di rettifica, sia diverse possibili soluzioni con riferimento alla frequenza di sessioni per la gestione di tali partite economiche.

Al fine di incrementare l'efficienza dell'attuale sistema di bilanciamento, tenendo conto degli esiti dell'istruttoria conoscitiva avviata con delibera 15 aprile 2008, VIS 41/08, e conclusa con delibera 3 febbraio 2009, VIS 8/09, sulla corretta applicazione delle previsioni in materia di gas non contabilizzato delle reti di trasporto del gas naturale nel periodo 2004-2006, l'Autorità il 16 marzo 2009, ha pubblicato il documento per la consultazione DCO 3/09, in merito alla revisione delle modalità di trattamento delle partite gas non oggetto di misura diretta (perdite di rete, svaso/invaso delle reti, gas non contabilizzato) nell'ambito del servizio di bilanciamento gas. La proposta dell'Autorità prevede l'attribuzione all'impresa di trasporto della responsabilità dei termini dell'equazione di bilancio di sistema non oggetto di misura, tra cui anche il gas non contabilizzato, al fine di eliminare elementi di incertezza in capo agli operatori (utenti del bilanciamento), quali l'assegnazione ex post dei quantitativi di gas non contabilizzato, il cui andamento risente anche di incertezze legate alla precisazione della misura e di anomalie di carattere procedurale nella contabilizzazione delle altre partite gas non oggetto di misura.

In particolare, la consultazione dell'Autorità individua una modifica all'equazione di bilancio sia di ciascun utente del bilanciamento sia del trasportatore, con la possibilità di riconoscere su base annuale il quantitativo complessivo di gas non misurato all'impresa di trasporto, e di introdurre, in un secondo momento, meccanismi incentivanti per la progressiva riduzione del medesimo gas non misurato. L'Autorità propone che la percentuale di variazione dei prelievi degli utenti del bilanciamento sia calcolata ex ante dall'impresa di trasporto, sulla base di criteri determinati dalla stessa Autorità, e comunicata in modo da consentire agli utenti del bilanciamento la corretta programmazione di immissioni/prelievi e in modo da ridurre il rischio di bilanciamento.

### Qualità e sicurezza dei servizi gas

L'attività di regolazione della qualità e della sicurezza dei servizi gas concerne principalmente la regolazione della sicurezza, della continuità e della qualità commerciale sia del servizio di distribuzione, sia del servizio di vendita del gas naturale. L'Autorità ha da tempo avviato anche la consultazione per determinare la regolazione della qualità del servizio di trasporto in tempo utile per l'entrata in vigore del terzo periodo di regolazione del servizio di trasporto (2009-2013).

Con la delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, l'Autorità ha approvato la nuova *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RQDG)*.

La RQDG è stata emanata nel quadro del procedimento avviato nel settembre 2007, per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di distribuzione, vendita e misura del gas che si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per le tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il medesimo periodo di regolazione (descritto

più sopra). Entrambi questi procedimenti sono stati inseriti nella sperimentazione triennale dell'AIR.

La delibera ARG/gas 120/08 ha disposto l'emanazione di un Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, di cui la RQDG costituisce la Parte I.

L'Autorità ha pubblicato sul proprio sito la relazione AIR che illustra gli obiettivi, le motivazioni, i destinatari e i contenuti delle opzioni e delle proposte di regolazione avanzate nell'ambito del procedimento sulla qualità dei servizi gas, nel corso del quale sono stati emanati due documenti per la consultazione con riferimento ai servizi di distribuzione e misura: il primo nel febbraio 2008 e il secondo nel giugno 2008.

La RQDG approvata con la delibera ARG/gas 120/08 contiene tutte le norme regolatorie applicabili ai servizi di distribuzione e misura del gas, per quanto concerne la qualità di tali servizi e sostituisce il Testo integrato della qualità dei servizi gas vigente per il periodo di regolazione 2005-2008 (Allegato A alla delibera 29 settembre 2004, n. 168/04, e successive modifiche e integrazioni). La delibera ARG/gas 120/08 indica i limiti nei quali continuano ad applicarsi nel 2009, per esigenze di gradualità o per la regolazione di partite economiche relative al 2008, alcune norme del Testo integrato della qualità dei servizi gas approvato con la delibera n. 168/04.

La revisione della regolazione della qualità commerciale della vendita di energia elettrica e di gas per il terzo periodo di regolazione, pur essendo inserita nei procedimenti avviati nel 2006 e nel 2007 separatamente per i settori elettrico e gas, è stata demandata a un separato procedimento bisettoriale concluso con l'emanazione della delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, con la quale è stato approvato il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV).

Il TIQV, anch'esso approvato a valle di un processo di consultazione pubblica (documenti per la consultazione del giugno e del novembre 2008) che ha consentito di recepire anche le indicazioni delle associazioni dei consumatori e degli operatori del settore, introduce regole più stringenti per assicurare la massima tempestività nella gestione dei reclami e nella rettifica di ogni eventuale errore di fatturazione, prevedendo anche indennizzi automatici a favore dei consumatori in caso di violazione delle nuove norme. Il TIQV accorpa inoltre in modo organico la precedente regolazione sulla qualità della vendita. Nel TIQV è confluita infatti anche la regolazione della qualità dei servizi telefonici, già in vigore con la delibera 19 giugno 2007, n. 139/07, che prevedeva obblighi di servizio riguardanti la semplicità del risponditore automatico, l'orario di apertura, la gratuità delle chiamate, l'informazione ai clienti, nonché gli standard per il tempo medio di attesa, il livello di servizio e l'accessibilità.

L'Autorità ha approvato regole più stringenti per migliorare il trattamento dei reclami, introducendo l'obbligo per il venditore di indicare la persona e il riferimento organizzativo ai quali rivolgersi dopo aver presentato il reclamo; inoltre, le risposte fornite al cliente dovranno essere adeguatamente motivate. Il venditore farà da tramite con il distributore, qualora sia necessario, semplificando le procedure a carico del consumatore che effettua il reclamo. Questa semplificazione è stata ritenuta opportuna a seguito della separazione tra distributori e venditori, avvenuta con la liberalizzazione dei mercati.

Sono state previste una maggiore tempestività nelle verifiche di fatturazione e una disciplina specifica per ritardi di rettifica dei casi di doppia fatturazione a seguito del

cambio di fornitore: l'errore di doppia fatturazione deve essere rettificato entro 20 giorni dalla richiesta, pena il pagamento di un indennizzo automatico di 20 € al consumatore.

Gli indennizzi automatici stabiliti dal TIQV prevedono un indennizzo automatico di 20 €, a carico del venditore, se le risposte ai reclami supereranno il tempo limite di 40 giorni per sua responsabilità. L'indennizzo, che potrà essere corrisposto (non più di una volta l'anno allo stesso cliente per lo stesso motivo, onde evitare eventuali abusi) si propone di assicurare tempi certi e la massima tempestività nella risposta ai clienti.

È previsto inoltre uno specifico indennizzo automatico di 20 € in caso di mancato rispetto del termine di 90 giorni per la rettifica di fatturazione, quando dovuta. Le richieste di rettifica potranno essere inoltrate non solo per le fatture già pagate, ma anche per quelle per le quali è prevista la possibilità di rateizzazione.

Le disposizioni del TIQV entrano in vigore dal 1° luglio 2009, ad eccezione di quanto disposto in tema di qualità dei servizi telefonici dei venditori, già in attuazione dal 2008.

Con la delibera 23 dicembre 2008, ARG/com 199/08, sono state introdotte ulteriori regole di maggior dettaglio sulla gestione dei reclami per i quali il venditore deve necessariamente richiedere dati tecnici in possesso del distributore: sui reclami multipli, per esempio, originati da disservizi di vaste dimensioni; sulla pubblicazione comparativa dei dati di qualità del servizio dei venditori, per promuovere una scelta sempre più consapevole del fornitore di energia elettrica o di gas; sugli obblighi di tempestività nelle comunicazioni tra venditori e distributori.

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

La sicurezza del servizio di distribuzione del gas è la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito; essa dipende: da un'adeguata odorizzazione del gas attraverso sostanze odorizzanti, finalizzata ad avvertire la presenza di gas nell'aria ai fini della rapida individuazione di eventuali dispersioni; da un servizio di pronto intervento che assicuri una rapida azione in caso di chiamata tale da assicurare un tempestivo ripristino della sicurezza degli impianti; dalla eliminazione delle fughe di gas anche attraverso l'ispezione della rete di distribuzione; dalla protezione catodica delle reti in acciaio. La continuità del servizio di distribuzione riguarda invece il numero e la durata delle interruzioni della fornitura di gas ai clienti finali.

La regolazione dell'Autorità in materia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas è stata introdotta per la prima volta alla fine del 2000 con la delibera 28 dicembre 2000, n. 236/00, che ha definito un sistema di obblighi di servizio per i distributori e ha fissato i livelli nazionali base e di riferimento per alcuni indicatori rilevanti, nonché gli obblighi di registrazione e di comunicazione dei dati all'Autorità. Per evitare che un sistema di soli obblighi di servizio conducesse gli esercenti a ripiegamenti dei livelli di sicurezza verso i minimi obbligatori, l'Autorità, alla fine del 2005, ha introdotto un sistema di incentivi per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale che premia i comportamenti virtuosi di chi eroga un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza migliori rispetto ai livelli minimi definiti (delibera 22 novembre 2005, n. 243/05).

Il sistema di incentivi prevede due componenti indipendenti: la prima premia la riduzione delle dispersioni di gas mentre la seconda incentiva un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità. Gli incentivi non possono essere erogati per gli impianti di distribuzione del gas nei quali sia avvenuto un incidente da gas per responsabilità del distributore o per il quale non sia stato ancora possibile accertare la responsabilità. Per il periodo 2006-2008, primo triennio di applicazione del meccanismo incentivante, l'accesso da parte dei distributori al sistema degli incentivi è avvenuto su base volontaria.

Nel 2007, rispetto al 2006, il numero degli impianti e dei clienti finali interessati dai meccanismi incentivanti risulta raddoppiato, con un incremento del 33% degli incentivi totali, che ammontano per il 2007 a oltre 5 milioni di euro, quasi equamente suddivisi tra la componente dispersioni e la componente odorizzazione.

Al meccanismo di premi nel 2007 hanno aderito 14 operatori, rappresentanti il 44% circa del totale dei clienti finali. Gli impianti di distribuzione interessati sono 1.043 con un totale di circa 8,7 milioni di clienti finali serviti, rispetto a un totale di circa 3.000 impianti italiani cui fanno capo i circa 20,5 milioni di clienti totali. Gli incentivi assegnati sono stati determinati con la delibera 16 febbraio 2009, ARG/gas 16/09.

In materia di sicurezza del servizio di distribuzione di gas, l'Autorità si è posta l'obiettivo generale di passare nel terzo periodo di regolazione dal sistema di adesione volontaria al sistema degli incentivi all'applicazione obbligatoria di incentivi e penalità per tutti i distributori di gas naturale di un sistema che preveda, in aggiunta agli incentivi, penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio predefinito dall'Autorità stessa.

L'obiettivo generale è il cardine intorno al quale è stata impostata la revisione della regolazione in materia di sicurezza e si è articolato nei seguenti obiettivi specifici:

- favorire l'eliminazione delle dispersioni di gas sulle reti;
- aumentare il numero delle misure del grado di odorizzazione del gas e razionalizzare l'allocatione degli incentivi e delle penalità per recuperi di sicurezza tra le diverse componenti;
- migliorare il servizio di pronto intervento e garantire omogeneità di comportamento tra i distributori.

L'Autorità, al fine di consentire ai distributori di disporre di tempi sufficienti all'adeguamento al nuovo sistema, ha previsto la decorrenza obbligatoria del meccanismo di incentivi e penalità solo dal 2010 e solo per i soggetti con più di 50.000 clienti finali; la decorrenza sarà estesa gradualmente e progressivamente a tutti gli altri soggetti (con esclusione dei distributori di gas diversi dal gas naturale).

In particolare, la partecipazione al sistema incentivante i recuperi di sicurezza decorrerà:

- dall'1 gennaio 2010 per le imprese distributrici di gas naturale che al 31 dicembre 2007 servivano almeno 50.000 clienti finali;
- dall'1 gennaio 2011 per le imprese distributrici di gas naturale che al 31 dicembre 2007 servivano meno di 50.000 e almeno 10.000 clienti finali;

- dall'1 gennaio 2012 per le imprese distributrici di gas naturale che al 31 dicembre 2007 servivano meno di 10.000 clienti finali.

Le imprese distributrici di gas naturale con almeno 50.000 clienti finali possono partecipare in via volontaria al sistema incentivante i recuperi di sicurezza anche per l'anno 2009, dandone comunicazione scritta all'Autorità entro il 31 marzo 2009. A differenza del sistema volontario previgente, la nuova regolazione prevede però che la partecipazione al sistema incentivante i recuperi di sicurezza debba riguardare tutti gli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa distributtrice.

All'inizio del 2009 è stata svolta un'attività di controllo relativa all'adempimento da parte dei distributori degli obblighi in materia di pronto intervento. In esito a tale attività è stata emanata la delibera 23 febbraio 2009, VIS 13/09, con la quale l'Autorità ha ordinato a 19 imprese distributrici di gas di ottemperare, entro il 31 marzo 2009, a quanto disposto dalla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione in materia di attivazione di recapiti telefonici dedicati al servizio di pronto intervento gas, pena l'avvio di procedimenti individuali a fini sanzionatori.

La regolazione dispone infatti che le imprese attivino uno o più recapiti telefonici con linea fissa, dedicati esclusivamente al servizio, con risposta diretta di un operatore, senza necessità di comporre altri numeri telefonici. È invece risultato che alcune imprese si sono limitate a fornire, nei casi più gravi (12), solo numeri di telefonia mobile e, negli altri casi (7), recapiti sia di rete fissa sia di rete mobile, con il rischio di creare confusione tra gli utenti che avessero chiamato per segnalare una situazione di potenziale pericolo (per esempio, per dispersione di gas).

All'inizio del 2008 l'Autorità e il CIG hanno siglato un Protocollo di intesa con l'obiettivo di avviare ulteriori iniziative a sostegno della sicurezza ed efficienza del mercato. Il CIG è l'organismo federato all'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI) che ricopre ruoli istituzionali in materia di normazione, prevenzione, formazione e informazione per la sicurezza negli utilizzi dei gas combustibili. L'attività del CIG costituisce un naturale complemento di dettaglio tecnico delle disposizioni emanate dall'Autorità. L'accordo, valido per 3 anni, prevede un rafforzamento del coordinamento e della collaborazione per le attività di comune interesse nel settore del gas per lo sviluppo di un lavoro organico di elaborazione di un quadro normativo sempre più avanzato.

### **Qualità commerciale del servizio di distribuzione e vendita del gas**

La regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e di vendita del gas è stata introdotta il 1° gennaio 2001 con l'entrata in vigore della delibera 2 marzo 2000, n. 47/00, ed è stata successivamente rivista nel corso del 2003-2004; alla luce sia degli effetti positivi sia delle criticità evidenziate dall'attuazione della precedente disciplina, quest'ultima è stata sostanzialmente confermata nel Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas approvato con la delibera n. 168/04.

Con la delibera 29 aprile 2008, ARG/gas 51/08, l'Autorità ha modificato il Testo integrato della qualità dei servizi nella parte riguardante la verifica del gruppo di misura, stabilendo tra l'altro:



- la sostituzione gratuita del gruppo di misura da parte del distributore nel caso in cui l'apparato risulti non misurare correttamente;
- l'introduzione di un livello generale inerente il tempo di sostituzione del gruppo di misura, prevedendo che il 90% degli apparati debba essere sostituito entro il tempo massimo di 10 giorni lavorativi dalla data di comunicazione al venditore del resoconto della verifica;
- le condizioni di maggior favore in termini di costo per il cliente finale domestico, prevedendo che lo stesso paghi 5 € se la verifica conducesse all'accertamento di errori nella misura non superiori ai valori ammissibili, in ragione della vetustà del gruppo di misura e purché non sia già stato verificato negli ultimi 5 anni solari.

È stato altresì previsto l'obbligo per il distributore di effettuare la ricostruzione dei consumi, con le modalità e nei tempi definiti dagli artt. 9, 10 e 11 della delibera 28 dicembre 1999, n. 200/99, in caso di esito negativo della verifica. Stante la rilevanza del tema, gli Uffici dell'Autorità hanno avviato un tavolo tecnico con le associazioni dei distributori e dei venditori che, in ottemperanza a quanto indicato in delibera, hanno fatto pervenire una proposta in materia. Successivamente, con la delibera 3 luglio 2008, ARG/gas 90/08, l'Autorità è intervenuta a modificare il Testo integrato della qualità dei servizi con lo scopo di rendere esplicita l'interpretazione dell'art. 43 in conformità al principio secondo il quale la normativa metrologica prevale sulla normativa tecnica.

Tali modifiche e integrazioni sono poi confluite nella RQDG insieme con le seguenti novità in materia di qualità commerciale:

- l'estensione della regolazione dal 1° gennaio 2009 a tutti i distributori di gas naturale con un numero di clienti finali alimentati in bassa pressione inferiore a 5.000, ma maggiore di 3.000 e dal 1° gennaio 2010 ai distributori di gas naturale con un numero di clienti finali alimentati in bassa pressione inferiore a 3.000;
- in caso di richieste di preventivo per lavori semplici e complessi presentate da clienti finali alimentati in media pressione/alta pressione, l'obbligo per il distributore di:
  - formulare il preventivo anche in caso di potenziamento/estensione della rete e tenuto conto della pressione minima richiesta dal cliente finale;
  - inserire tra i dati minimi che il preventivo deve contenere anche quello inerente il valore di pressione minima di fornitura;
  - garantire la pressione minima di fornitura al singolo cliente finale, anche attraverso la continua revisione dei propri piani di estensione/potenziamento della rete di distribuzione;
- l'introduzione di uno standard specifico per la verifica della pressione di fornitura del gas naturale.

Inoltre, ai fini della convergenza delle disposizioni in materia di qualità commerciale dei servizi gas ed elettrici, sono state riviste le discipline relative agli appuntamenti personalizzati e agli indennizzi automatici, nello specifico:

- si è introdotto il concetto di "appuntamento posticipato" al posto di "appuntamento personalizzato" e si è previsto che nel caso in cui l'appuntamento non vada a buon fine

per mancata presenza del cliente, il tempo per l'esecuzione della prestazione decorre dal momento in cui il richiedente fissa un nuovo appuntamento con l' esercente;

- si è stabilito che l'importo dell'indennizzo cresca in relazione al ritardo nell'esecuzione della prestazione (a esclusione di quello per mancato rispetto della fascia di puntualità) e sono state riviste le modalità di corresponsione dell'indennizzo automatico.

#### 4.1.3 Regolamentazione dell'*unbundling*

Relativamente alla disciplina dell'*unbundling*, l'unico elemento di novità registrato nel 2008 è rappresentato dalla definizione delle *Linee guida per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di unbundling* attuata con la delibera del 23 settembre, ARG/com 132/08.

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.

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.

Come si è accennato all'inizio, con delibera ARG/com 132/08, l'Autorità, attuando le previsioni contenute nella delibera 18 gennaio 007, n. 11/07, ha definito le *Linee guida* per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di *unbundling*. Tale programma, pur nel rispetto delle differenze che esistono sotto il profilo dimensionale e organizzativo tra gli esercenti dei settori dell'energia elettrica e del gas soggetti agli obblighi di separazione funzionale, deve essere predisposto dal gestore indipendente e prevedere un contenuto minimo obbligatorio per il raggiungimento delle finalità della separazione funzionale, in particolare per escludere comportamenti discriminatori nella gestione delle attività oggetto di separazione funzionale.

Nelle *Linee guida* sono esplicitati gli obblighi minimi a carico del gestore indipendente per l'effettiva applicazione del programma di adempimenti. In particolare, devono essere previste specifiche disposizioni in relazione alla struttura organizzativa e gestionale del gestore indipendente stesso, ai poteri di quest'ultimo, alle procedure di predisposizione del budget e del piano di sviluppo delle infrastrutture, alle procedure di approvvigionamento di beni e servizi dall'esterno, nonché ai flussi decisionali all'interno dell'impresa e alle misure atte a garantire la separazione fisica delle banche dati contenenti informazioni commercialmente sensibili. Alcune parti della delibera sopraccitata sono attualmente oggetto di contenzioso.

#### Tavola 4.5 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 preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il consumo interno lordo di gas ha registrato una sostanziale stabilità o, per meglio dire, una lieve contrazione dello 0,02% e ciò nonostante un autunno e un inverno (specie ai suoi inizi e cioè nei mesi ricadenti nel 2008) piuttosto rigidi. Per il secondo anno consecutivo, quindi, la domanda di gas è rimasta intorno a 85 G(m<sup>3</sup>). Se nel 2007 la stabilità fu dovuta principalmente al manifestarsi di un inverno mite, nel 2008 è soprattutto nell'avanzare della crisi economica - esplosa poi in tutta evidenza nei primi mesi del 2009 - che vanno cercate le cause della mancata crescita del settore. A riprova di tale interpretazione, nei dati diffusi dal Ministero dello sviluppo economico si osserva infatti come a flettere è stato in particolare il comparto industriale (-9,1%), mentre quello

termoelettrico è risultato pressoché stabile e quello dei servizi e usi domestici addirittura in progresso (+6,1%).

Come accade da molti anni, la produzione nazionale ha continuato a ridursi, scendendo a 9,3 G(m<sup>3</sup>) dai 9,7 del 2007. Le importazioni dall'estero sono cresciute del 3,9%, passando da 73,9 a 76,9 G(m<sup>3</sup>), così pure le esportazioni, passate da 68 a 210 M(m<sup>3</sup>). Parte del gas approvvigionato, circa 1,5 G(m<sup>3</sup>), è rimasta negli stoccaggi. La domanda lorda è stata quindi soddisfatta per l'11% dalla produzione nazionale e per l'89% dalle importazioni nette. Poiché, secondo i dati preconsuntivi ministeriali, un altro miliardo e mezzo di metri cubi è stato utilizzato per i consumi energetici del settore gas e per le perdite di rete, nel 2008 la domanda netta è stata pari a 83,4 G(m<sup>3</sup>), proveniente per il 41% dal settore termoelettrico, per il 36% dal settore civile, per il 21% dall'industria e per il 2% da altri comparti (agricoltura, autotrazione e usi non energetici).

Sul fronte degli approvvigionamenti la produzione è praticamente tutta sotto la titolarità del gruppo Eni (che ne possiede più dell'80%), a eccezione di una piccola quota in capo a Edison e di altri volumi poco rilevanti riconducibili a piccoli coltivatori. Per quello che attiene alle importazioni, esse ricadono per oltre il 60% nella disponibilità del gruppo più importante: a questa quota andrebbero aggiunti i circa 4 G(m<sup>3</sup>) che alcuni tra i maggiori operatori del settore acquistano da Eni stessa al di là del confine nazionale.

La dipendenza dell'Italia dall'estero resta estremamente elevata. Secondo i dati provvisori del Ministero per lo sviluppo economico, nel 2008 le importazioni nette hanno raggiunto 76,7 G(m<sup>3</sup>); tenendo conto che nel 2008 è stato immesso negli stoccaggi poco più di 1 G(m<sup>3</sup>) e che le perdite di rete sono stimabili in circa 1,5 G(m<sup>3</sup>), il valore dei consumi nazionali è valutabile in 83,4 G(m<sup>3</sup>). Il grado di dipendenza dall'estero ha quindi toccato il 92%.

La capacità d'importazione è aumentata rispetto all'anno precedente di circa 1,9 G(m<sup>3</sup>), ma anche la capacità riservata ai contratti d'importazione di lungo periodo presso quasi tutti i punti di interconnessione con l'estero.

Come l'anno scorso i gruppi<sup>9</sup> che hanno una quota superiore al 5% rispetto al gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono Eni, Enel ed Edison che insieme coprono l'85,0% del totale; gli altri operatori possiedono quote di gas importato e/o prodotto che partono dall'1,8%. I medesimi tre gruppi possiedono anche più del 5% del gas disponibile, con una quota analoga (85,2%) a quella del gas approvvigionato.

L'80% delle importazioni proviene da Paesi non appartenenti all'Unione europea. Il gas estero giunge in Italia quasi esclusivamente attraverso i gasdotti: solo il 2% del gas importato, infatti, arriva via nave e tutto dall'Algeria. Le principali fonti di approvvigionamento via gasdotto sono entrambe extracomunitarie: l'Algeria e la Russia. Anche nel 2008 l'Algeria è stato il primo Paese esportatore in Italia: complessivamente da questa nazione sono arrivati 25,9 G(m<sup>3</sup>), di cui 24,4 via gasdotto, al punto di entrata della rete nazionale di Ma zara del Vallo, e 1,6 via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia. Complessivamente il gas algerino ha assicurato una quota del 33,8% del nostro fabbisogno. Dalla Russia sono giunti 24,6 G(m<sup>3</sup>), pari al 32% del totale importato,

---

<sup>9</sup> Nell'ambito dell'indagine sul mercato del gas la partecipazione a un gruppo societario è definita in base a quanto specificato dall'art. 7 della legge 10 ottobre 1990, n. 287: in estrema sintesi l'appartenenza a un gruppo viene cioè stabilita anche se vi è un controllo di fatto della partecipante nella partecipata.

attraverso i punti di Tarvisio e di Gorizia. Il terzo Paese esportatore è la Libia, da cui è giunto il 12,8%, ovvero 9,9 G(m<sup>3</sup>), del gas complessivamente importato in Italia.

Quantitativi importanti provengono anche dai Paesi Bassi (10,4%) e dalla Norvegia (6,9%); essi entrano in Italia attraverso il punto della rete nazionale di Passo Gries, presso il confine svizzero. Il rimanente 4,1% delle importazioni 2008 è arrivato da altri Paesi europei tra cui, quasi l'1%, dalla Croazia.

**Tavola 4.6 Sviluppo del mercato all'ingrosso**

Anno	Domanda Totale <sup>(A)</sup> G(m <sup>3</sup> )	Domanda di punta <sup>(B)</sup> M(m <sup>3</sup> )/giorno	Produzione G(m <sup>3</sup> )	Capacità di importazione G(m <sup>3</sup> )/anno				N. di società con una quota di produzione e capacità di importazione >5%	N. di società con una quota di gas disponibile >5%	Quota delle tre maggiori società di vendita all'ingrosso
				Totale	Accesso prioritario per transito <sup>(C)</sup>	Accesso prioritario per contratti LT	Accesso non riservato			
2001	125,1	n.d.	15,5	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2	68,2%
2002	111,8	n.d.	14,3	84,0	0,5	77,3	4,2	3	3	67,4%
2003	123,6	n.d.	13,9	84,8	0,5	78,8	3,1	3	3	63,8%
2004	127,3	386	12,9	88,7	0,5	84,6	2,1	3	3	62,4%
2005	138,3	421	12,0	90,6	0,5	73,5	16,7	3	3	66,7%
2006	134,3	443	11,0	92,3	0,5	74,5	17,3	3	3	66,5%
2007	136,1	429	9,7	98,4	0,5	86,1	11,8	3	3	63,8%
2008	150,3	410	9,3	100,3	0,5	96,1	3,7	3	3	57,6%

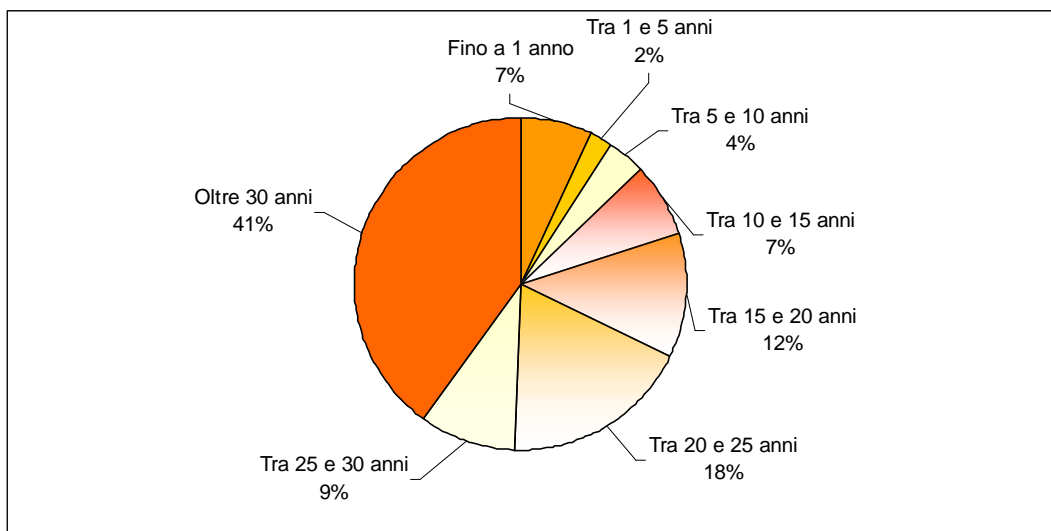
(A) Volumi di gas venduto sul mercato nazionale all'ingrosso e al dettaglio; include le rivendite.

(B) Picco di immissione raggiunto nei giorni: 26/01/2004, 19/12/2005, 25/01/2006, 18/12/2007, 18/02/2008; il volume indicato comprende le immissioni, le erogazioni da stoccaggio, le perdite e i consumi interni di rete.

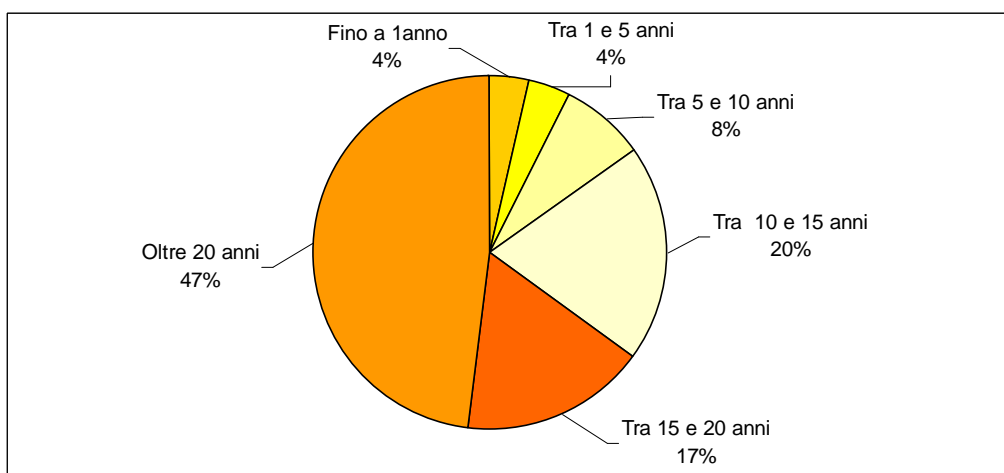
(C) In Italia non esiste un trattamento differenziato per i transiti che sono trattati alla stregua di un normale trasporto; il valore indicato in tabella è riferito a un contratto di transito che ha ottenuto accesso prioritario in quanto appartenente a un contratto pluriennale.

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

Le 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 2008 secondo la durata intera (figura 4.1) i contratti di durata ultra trentennale pesano per il 41% sul totale, seguiti dai contratti con una durata compresa tra 20 e 25 anni (18%) e da quelli con durata tra 15 e 20 anni (12%). I contratti di durata inferiore o uguale a un anno rappresentano il 7% 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.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Se si analizzano i medesimi contratti secondo la durata residua nel 2008 (figura 4.2) si osserva come i contratti attivi siano ancora molto lunghi: quasi la metà scadrà infatti tra 20 anni o più; il 65% scadrà tra 15 anni o più. Solo il 15% dei contratti esistenti terminerà entro i prossimi 10 anni.

Nel 2008 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 150,3 G(m<sup>3</sup>), registrando la notevole crescita del 10,4% rispetto al 2007 (tavola 4.6). Gli operatori che risultano avere una quota di tale mercato superiore al 5% quest'anno sono 4 (mentre l'anno scorso erano 3) e sono, ancora una volta, i gruppi Eni, Enel ed Edison a cui si è aggiunto il gruppo A2A, nato dalla fusione di Aem Milano e ASM Brescia. Insieme i quattro gruppi coprono complessivamente il 64,4 della domanda totale (l'anno scorso la quota dei tre gruppi con quota superiore al 5% era pari al 63,8%) con quote, rispettivamente del 36,1%, 12,4%, 9,1% e 6,8%. Seguono a non lontanissima distanza il gruppo E.On (con il 4,9%), il gruppo Hera (con il 3,1%). I rimanenti concorrenti possiedono quote che partono dal 2,2%.

**Tavola 4.7 Mercato del gas**G(m<sup>3</sup>)

	Consumi totali <sup>(1)</sup>	Contrattazione mercato <i>spot</i> organizzato	Contrattazione mercato <i>forward hub</i>	Contrattazione bilaterale OTC <sup>(2)</sup>
2002	71,0	non applicabile	non applicabile	1,7
2003	77,4	non applicabile	non applicabile	2,7
2004	80,3	non applicabile	non applicabile	5,4
2005	86,2	non applicabile	non applicabile	7,0
2006	84,5	non applicabile	non applicabile	7,4 (4,3+3,1)
2007	84,9	non applicabile	non applicabile	12,1 (9,7+2,4)
2008	84,9	non applicabile	non applicabile	16,4 (14,9 + 1,5)

(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 4.7) risulta evidente come esso stia rapidamente crescendo. Nel 2008 le transazioni al PSV hanno toccato 14,9 G(m<sup>3</sup>), in quanto dei 16,4 G(m<sup>3</sup>) volumi di scambio complessivamente effettuati presso il PSV indicati nella tavola 4.7, 1,5 G(m<sup>3</sup>) riguardano in effetti le riconsegne di gas al terminale di rigassificazione di Panigaglia che, seppure vengano registrate come operazioni al PSV, non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario. Rispetto ai 9,7 G(m<sup>3</sup>) registrati lo scorso anno, i volumi di scambio sono dunque cresciuti del 53,6% e hanno raggiunto quasi un quinto dei volumi complessivamente consumati sul territorio nazionale al netto delle perdite di rete, pari a 83,4 G(m<sup>3</sup>).

Circa 1,1 G(m<sup>3</sup>) delle transazioni totali riguardano i 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 tre anni termici, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, sia in termini di volumi scambiati, sia in termini di numero delle contrattazioni. Ciò è stato facilitato dalle disposizioni del Ministero dello sviluppo economico e dell'Autorità che, nell'ottica di promuovere il mercato regolamentato delle capacità del gas, hanno adottato in questi anni diverse misure volte ad accrescerne la liquidità. Tra queste misure sono da annoverare quella che dal novembre 2006, consente ai *trader* di effettuare transazioni presso l'*hub* nazionale senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto e, più recentemente, quelle che hanno disposto l'obbligo di offerta al PSV di quote di gas importato.

**4.2.2 Descrizione del mercato finale**

La tavola 4.8 riporta i principali dati relativi al mercato finale e mostra come il 2008 sia stato un altro anno di stabilità per il settore del gas naturale: il Ministero dello sviluppo economico ha stimato infatti che nel 2008 il consumo interno lordo – comprensivo cioè

delle perdite, pari a circa 1,5 G(m<sup>3</sup>) - è stato pari a 84,88 G(m<sup>3</sup>), valore che si confronta con gli 84,90 G(m<sup>3</sup>) del 2007.

**Tavola 4.8 Sviluppo del mercato al dettaglio**

Anno	Consumi totali G(m <sup>3</sup> )	N. società con quota >5% nel mercato finale	N. società indipendenti (A)	Quote di mercato delle prime tre società (%)				% Cumulata dei clienti che hanno cambiato fornitore (per volume)			
				Usi termoelettrici	Grandi imprese industriali (B)	Piccole-medie imprese industriali e commerciali (C)	Piccolissime imprese e settore domestico (D)	Usi termoelettrici	Grandi imprese industriali (B)	Piccole-medie imprese industriali e commerciali (C)	Piccolissime imprese e settore domestico (D)
2001	70,1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2002	70,0	4	n.d.	85,7		54,3		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2003	76,4	5	n.d.	74,4		45,6		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2004	80,6	5	110	80,3	54,1	n.d.	33,2	53,0(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)	
2008	84,9	4	184	78,1	66,4	41,4	49,0	47,4(E)	7,3(F)	1,3(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 m<sup>3</sup>/anno.

(F) Consumatore standard con un consumo annuale 5.000-200.000 m<sup>3</sup>/anno.

(G) Consumatore standard con un consumo annuale < 5.000 m<sup>3</sup>/anno.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

In base ai primi risultati dell'Indagine annuale svolta dall'Autorità sull'evoluzione del settore gas, le vendite al mercato finale nel 2008 sono state pari a 69,9 G(m<sup>3</sup>). Se a tali quantitativi si aggiungono i 13,45 G(m<sup>3</sup>) di autoconsumi (ovvero il gas impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli operatori stessi), si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 83,38 G(m<sup>3</sup>), valore praticamente uguale agli 83,39 G(m<sup>3</sup>) indicati dal Ministero dello sviluppo economico.

Dei 318 soggetti operanti nel settore della vendita che hanno risposto all'Indagine, 171 sono venditori al solo mercato finale, 91 hanno venduto gas sia ad altri operatori, sia direttamente al mercato finale e 25 hanno venduto gas solo ad altri rivenditori (31 soggetti hanno dichiarato di essere rimasti inattivi nel corso del 2008).

Tra i gruppi che vendono al mercato finale ve ne sono 4 che operano sull'intero territorio nazionale (Eni, Enel, Energie Investimenti ed Edison) e un'altra decina di gruppi che offrono gas su una larga parte del territorio nazionale (almeno 10 regioni sulle 19 metanizzate).

I venditori di gas indipendenti dalla distribuzione, nel senso che non sono collegati societariamente a imprese che svolgono l'attività di distribuzione sono risultati 184 sul totale di 318 rispondenti, pari al 57,9%. Molti di più sono risultati i venditori di gas indipendenti dal trasporto, pari a 303 sul totale di 318 rispondenti, equivalenti al 95,3%.



Il livello di concentrazione complessiva del mercato totale (comprendente, cioè gli autoconsumi) è diminuito rispetto allo scorso anno: la quota dei primi tre gruppi è infatti scesa al 63,4% dal 66,5% del 2007. Come è accaduto nello scorso anno, inoltre, la composizione delle quote vede ancora una discesa di Eni (quest'anno al 37,5% contro il 42,7% del 2007) a favore di Enel (quest'anno al 15,4% contro il 13,8% del 2007) e di Edison (quest'anno al 10,5% contro il 10,1% dello scorso anno). Oltre a ciò, è aumentato di un'unità il numero degli operatori con una quota superiore al 5%, che quest'anno vede come nuovo ingresso il gruppo A2A nato dalla fusione di due grandi gruppi precedenti (Aem Milano e ASM Brescia).

A eccezione del domestico, i livelli di concentrazione per singolo mercato sono diminuiti: nel 2008, infatti, i primi tre operatori di ciascun mercato hanno coperto:

- il 78,1% delle vendite alla generazione elettrica (nell'ordine: Eni, Edison ed Enel);
- il 66,4% delle vendite a clienti industriali (nell'ordine: Eni, Enel ed Energie Investimenti);
- il 41,4% delle vendite a clienti del commercio e dei servizi (nell'ordine: Eni, Energie Investimenti ed Enel);
- il 49% delle vendite alle famiglie (nell'ordine: Eni, Enel ed Hera).

Come lo scorso anno, 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 2008, 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 (Tav. 4.9).

**Tavola 4.9 Quote dei primi tre gruppi nel mercato finale**

Settore di consumo	2007		2008	
Generazione elettrica	86,1%		81,0%	
	Eni	47,8%	Eni	42,5%
	Enel	32,2%	Enel	29,8%
	Edison	6,2%	Edison	8,7%
Industria	67,0%		66,4%	
	Eni	55,1%	Eni	46,5%
	Enel	6,8%	Enel	11,8%
	Energie Investimenti	5,0%	Energie Investimenti	8,1%
Commercio e servizi	47,0%		41,3%	
	Eni	30,1%	Eni	20,8%
	Hera	11,3%	Energie Investimenti	10,4%
	Enel	5,7%	Enel	10,1%
Domestico	44,5%		48,9%	
	Eni	29,0%	Eni	29,9%
	Enel	10,0%	Enel	12,9%
	Hera	5,5%	Hera	6,1%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Infatti, escludendo gli autoconsumi dal mercato i gruppi che risultano possedere più del 5% delle vendite sono 3: Eni, con una quota del 38,4 (nel 2007 era del 44%), Enel con una quota del 18,3% (nel 2007 era del 16,4%) ed E.On con una quota del 5,6% (nel 2007 il terzo gruppo era Edison ma con una quota appena del 3,1%). Escludendo gli autoconsumi i livelli di concentrazione aumentano, com'è logico attendersi, nella generazione elettrica (perché i gruppi di maggiore dimensione che concorrono con l'*incumbent* sono quelli che dispongono di elevati volumi di gas da impiegare nelle proprie centrali di produzione di energia elettrica e che dunque non rivendono al mercato finale), mentre non si modificano in modo significativo negli altri settori di consumo, né muta l'ordine dei primi tre gruppi per tipologia di cliente.

La penetrazione straniera nel mercato della vendita italiano non appare rilevante. Appena 27 sono risultate le società operanti nel mercato della vendita nel cui capitale sia direttamente 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 2,7% del mercato totale (comprensivo degli autoconsumi) e all'1,2% delle sole vendite. Le prime società con partecipazione estera che vendono alla generazione elettrica sono Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg, BG Gas Marketing Trading Italia e Shell Italia E&P (insieme coprono il 3,8% di quel mercato); le prime tre che vendono a clienti industriali sono Burgo Group, Spigas ed Electra Italia (con una quota complessiva dell'1,3%); le prime tre società che vendono a clienti del commercio e servizi sono Gas Natural Vendita Italia, EGL Italia e Selgas (con una quota complessiva dell'1,9%); infine, le prime tre società con almeno un socio estero che vendono al settore domestico sono Gas Natural Vendita Italia, Libera Energia ed Energetica (con una quota complessiva dell'1,3%).

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 24. Le prime tre società sono Eni, Enel ed Edison; insieme queste detengono l'85% del gas prodotto o importato e il 61,6% del gas venduto a clienti finali (al netto degli autoconsumi).

#### Tavola 4.10 Mercato finale al dettaglio per settore di consumo

Clienti in migliaia; volumi in M(m<sup>3</sup>)

	DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
<b>CLIENTI</b>					
Autoconsumi	2	1	10	0,05	12
Mercato libero	824	468	80	0,48	1.372
Mercato tutelato	17.597	731	82	0,06	18.411
<b>TOTALE</b>	<b>18.423</b>	<b>1.200</b>	<b>172</b>	<b>0,60</b>	<b>19.795</b>
<b>VOLUMI</b>					
Autoconsumi	56	43	51	13.305	13.454
Mercato libero	1.704	3.967	19.824	24.692	50.187
Mercato tutelato	17.001	2.015	718	2	19.735
<b>TOTALE</b>	<b>18.761</b>	<b>6.025</b>	<b>20.592</b>	<b>37.998</b>	<b>83.377</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il mercato finale della vendita di gas naturale (Tav. 4.10) comprende quasi 20 milioni di clienti, più di 18 dei quali sono domestici. Sono quasi 1,2 milioni i clienti del commercio e dei servizi, 172.000 gli industriali e 600 i termoelettrici. In termini di volume le proporzioni tendono a invertirsi: includendo anche gli autoconsumi, si nota che il settore domestico assorbe 18,8 G(m<sup>3</sup>), 6 G(m<sup>3</sup>) sono acquisiti dal commercio, 20,6 G(m<sup>3</sup>) dall'industria e 37,6 G(m<sup>3</sup>) dalla generazione elettrica.

La percentuale dei clienti serviti sul mercato libero aumenta via via che ci si sposta dal settore domestico, dove risulta del 4,5%, ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso: essa è infatti pari al 39% nel commercio e servizi, al 49% nell'industria e all'89% nel termoelettrico.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale per settore di consumo e dimensione dei clienti, illustrato nella tavola 4.11, conferma, in effetti, che al crescere dei consumi i clienti tendono a spostarsi sul mercato libero. Vale la pena precisare che la presenza di volumi e prezzi (come si vedrà meglio nel paragrafo successivo dedicato ai prezzi del mercato libero) nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m<sup>3</sup> è dovuta al fatto che esse comprendono i consumi 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 protette dall'Autorità. Il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato si stanno, tuttavia, assottigliando nel tempo: nel 2008 a fronte di oltre 19 G(m<sup>3</sup>) venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi inferiori a 200.000 m<sup>3</sup>, i volumi venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi superiori a tale soglia risultano pari a 202 M(m<sup>3</sup>).

**Tavola 4.11 Mercato finale al dettaglio per settore di consumo**

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

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m <sup>3</sup> )					TOTALE
	< 5.000	5.000-200.000	200.000 – 2.000.000	2.000.000 – 20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	14.520	2.392	72	18	–	17.001
Commercio e servizi	526	1.427	60	1	–	2.015
Industria	92	575	45	5	–	718
Generazione elettrica	0	1	1	0	–	2
<b>TOTALE VOLUMI VENDUTI A PREZZI TUTELATI</b>	<b>15.138</b>	<b>4.395</b>	<b>178</b>	<b>24</b>	<b>–</b>	<b>19.735</b>
Domestico	693	768	175	34	34	1.704
Commercio e servizi	514	1.801	1.058	565	28	3.967
Industria	105	987	3.952	7.719	7.061	19.824
Generazione elettrica	5	12	513	875	23.286	24.692
<b>TOTALE VOLUMI VENDUTI A PREZZI DI MERCATO</b>	<b>1.317</b>	<b>3.568</b>	<b>5.344</b>	<b>9.193</b>	<b>30.766</b>	<b>50.187</b>
<b>TOTALE</b>	<b>16.455</b>	<b>7.963</b>	<b>5.522</b>	<b>9.217</b>	<b>30.766</b>	<b>69.922</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

### Switching

Quest'anno l'indagine effettuata presso gli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale ha rivolto loro alcune domande anche sullo *switching*, vale a dire sul numero di clienti che ha cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2008. Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. L'impiego di una nuova metodologia di rilevazione rende i dati qui presentati non confrontabili né con quelli diffusi in altre sedi dall'Autorità, né con quelli pubblicati negli *Annual Report* degli scorsi anni.

L'indagine ha evidenziato che la percentuale di clienti che nel 2008 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari all'1,2%, ovvero al 34,9% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio. La tavola 4.12 mostra il dettaglio di questo dato distinguendo i clienti per fascia di consumo.

Com'è ovvio le percentuali aumentano al crescere della classe dimensionale dei clienti. Ciò in quanto all'ampliarsi dei volumi di consumo, si innalza la spesa per l'acquisto di gas e, di conseguenza, crescono sia l'interesse verso la possibilità di risparmiare, che è generalmente la prima motivazione del cambio di fornitore, sia la conoscenza del settore e la capacità del cliente finale di compiere scelte consapevoli. La metodologia di raccolta dei dati, tuttavia, non consente di escludere eventuali casi in cui il cambio di fornitore da parte dei grandi consumatori risponda a una politica di riappropriazione dei propri clienti nell'ambito di un gruppo industriale, seguendo dunque logiche non necessariamente concorrenziali. Le classi a maggior consumo contengono, tuttavia, un numero decisamente contenuto di clienti (per esempio, circa 250 nella classe oltre i 20 M(m<sup>3</sup>)/anno).

**Tavola 4.12 Tassi di *switching* degli utenti finali nel 2008**

Clienti per classe di consumo annuo	Tasso di <i>switching</i> dei punti di prelievo	Tasso di <i>switching</i> dei volumi
< 5.000 m <sup>3</sup>	1,1%	1,3%
5.000 – 200.000 m <sup>3</sup>	3,7%	7,3%
200.000 – 2.000.000 m <sup>3</sup>	11,5%	16,0%
2.000.000 – 20.000.000 m <sup>3</sup>	28,8%	28,7%
> 20.000.000 m <sup>3</sup>	44,4%	55,7%
<b>Totale</b>	<b>1,2%</b>	<b>34,1%</b>

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 m<sup>3</sup>. Unitamente alle condizioni definite dall'Autorità, possono

naturalmente essere affiancate altre proposte formulate dai singoli venditori. Pertanto le analisi dei prezzi medi praticati sul mercato del gas in Italia possono essere condotte distinguendo i clienti tutelati, che accettano le condizioni economiche di fornitura calcolate dall'Autorità, dai clienti liberi, che pagano un prezzo liberamente contrattato con i venditori.

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'indagine svolta dall'Autorità sul 2008 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale è stato pari a 39,24 c€/m<sup>3</sup> (Tav. 4.13). Lo stesso prezzo nel 2007 era risultato pari a 32,29 c€/m<sup>3</sup>. Complessivamente, dunque, il prezzo del gas è rincarato in Italia del 21,5%: un valore elevato, ma atteso, stante la forte crescita del prezzo del petrolio – che nello stesso periodo è aumentato del 33,8% – cui il prezzo del gas è fortemente legato.

I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media 47,46 c€/m<sup>3</sup>, mentre 36,01 c€/m<sup>3</sup> è il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero. Il confronto con gli stessi dati relativi al 2007 mostra che i clienti dei due mercati hanno subito aumenti molto differenziati; a fronte di un rincaro medio del 10% del gas venduto sul mercato tutelato, il gas venduto sul mercato libero ha evidenziato un aumento assai più consistente, pari al 28%. L'entità della differenza non dipende tanto dal tipo di mercato (tutelato vs libero), quanto piuttosto dalla dimensione media dei clienti.

**Tavola 4.13 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (c€/m<sup>3</sup>)**

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTE	2004	2005	2006	2007	2008	VAR. % 2008/2007
<b>MERCATO TUTELATO</b>	33,65	35,36	41,57	43,15	47,45	10,0
Consumi inferiori a 5.000 m <sup>3</sup>	35,32	37,01	43,32	44,59	48,66	9,1
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m <sup>3</sup>	30,44	32,12	37,94	39,16	43,66	11,5
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m <sup>3</sup>	27,04 <sup>(A)</sup>	29,39 <sup>(A)</sup>	32,64 <sup>(A)</sup>	33,75	38,97	15,5
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m <sup>3</sup>	27,04 <sup>(A)</sup>	29,39 <sup>(A)</sup>	32,64 <sup>(A)</sup>	33,28	38,89	16,9
Consumi superiori a 20.000.000 m <sup>3</sup>	27,04 <sup>(A)</sup>	29,39 <sup>(A)</sup>	32,64 <sup>(A)</sup>	–	–	–
<b>MERCATO LIBERO</b>	18,76	23,23	28,53	28,13	36,01	28,0
Consumi inferiori a 5.000 m <sup>3</sup>	32,99	31,95	41,99	41,01	44,64	8,9
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m <sup>3</sup>	27,24	29,76	35,53	37,10	37,41	14,0
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m <sup>3</sup>	18,46 <sup>(A)</sup>	23,00 <sup>(A)</sup>	28,07 <sup>(A)</sup>	30,86	37,41	21,2
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m <sup>3</sup>	18,46 <sup>(A)</sup>	23,00 <sup>(A)</sup>	28,07 <sup>(A)</sup>	27,85	35,13	26,1
Consumi superiori a 20.000.000 m <sup>3</sup>	18,46 <sup>(A)</sup>	23,00 <sup>(A)</sup>	28,07 <sup>(A)</sup>	26,39	34,90	32,2
<b>TOTALE</b>	23,13	26,89	32,61	32,28	39,24	21,5

(A) Fino al 2006 il prezzo veniva rilevato per la classe di clienti con consumi superiori a 200.000 m<sup>3</sup>. I dati non sono quindi confrontabili con il valore del 2007.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori.

L'analisi dei risultati per dimensione dei clienti conferma, come negli scorsi anni, che i clienti del mercato tutelato pagano più di quelli del mercato libero con analoghi profili di consumo; tuttavia, al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti tutelati.

I clienti più piccoli del mercato tutelato, con consumi inferiori a 5.000 m<sup>3</sup>/anno, risultano pagare mediamente 48,66 c€/m<sup>3</sup>. Questo prezzo è simile al valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per il cliente domestico tipo che consuma 2.700 m<sup>3</sup>/anno (illustrato nel paragrafo successivo), che nell'anno 2008 era pari a 46,83 c€/m<sup>3</sup> (e, comprensivo di imposte, pari a 74,38 c€/m<sup>3</sup>).

Sempre analizzando i clienti del mercato tutelato si può osservare come al crescere dei consumi il prezzo scenda sensibilmente fino a un consumo di 2 M(m<sup>3</sup>)/anno; nel caso della classe di consumo più elevata i clienti risultano aver pagato in media 38,89 c€/m<sup>3</sup>, praticamente lo stesso prezzo della classe precedente. Il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi clienti si amplia da un minimo di 4,99 sino a 9,77 centesimi in corrispondenza della classe di consumo 2.000.000-20.000.000 m<sup>3</sup>. La classe di clienti in assoluto più elevata, quella con consumi superiori a 20 M(m<sup>3</sup>), non è ovviamente rappresentata sul mercato tutelato. Giova ricordare che la presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m<sup>3</sup> è dovuta all'esistenza 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 protette dall'Autorità. Peraltro, il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato si stanno assottigliando nel tempo: nel 2008, a fronte di oltre 19 G(m<sup>3</sup>) venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi inferiori a 200.000 m<sup>3</sup>, i volumi venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi superiori a tale soglia erano pari a 202 M(m<sup>3</sup>).

Nel mercato libero la dimensione del cliente incide in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare 9,73 c€/m<sup>3</sup> in più dei grandi consumatori, i quali ottengono il gas mediamente a 34,90 c€/m<sup>3</sup>. Come già segnalato lo scorso anno, bisogna comunque tener presente che l'incidenza dei costi di distribuzione è molto maggiore per i piccoli consumi: questa componente può spiegare la maggior parte delle differenze rilevate tra le varie classi di consumo.

Interessante è anche osservare lo spaccato dei prezzi medi non soltanto per tipologia di contratto e dimensione dei clienti, ma anche per settore di consumo, come avviene nella tavola 4.14.

Anche questa elaborazione dei dati (sempre provvisoria, come le precedenti) conferma le aspettative su andamenti e ordini di grandezza: i clienti del mercato tutelato pagano significativamente di più di quelli del mercato libero del medesimo settore di consumo e con profili di consumo analoghi; anche all'interno dei diversi settori di consumo, al crescere della dimensione dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

Nei segmenti d'uso domestico e del commercio e servizi le differenze tra mercato libero e tutelato sono meno rilevanti, almeno sino a un consumo di 2 M(m<sup>3</sup>)/anno. Oltre questo volume e negli altri settori (industria e termoelettrico) le differenze sono più sensibili. Considerando tutte le classi di consumo, si osserva che i differenziali di prezzo tra clienti tutelati e clienti liberi, nell'ambito del medesimo settore di consumo, tendono ad ampliarsi via via che si passa dai domestici ai generatori termoelettrici, essendovi sottostante un parallelo ampliamento dei consumi medi: il cliente domestico tutelato paga mediamente 4,25 c€/m<sup>3</sup> in più di un domestico libero; il cliente commerciale tutelato paga 3,65 c€/m<sup>3</sup> in più di quello libero; il cliente industriale tutelato paga 7,39 c€/m<sup>3</sup> in più di quello libero;

infine, il generatore elettrico tutelato (si tratta di pochi soggetti di medio-piccola dimensione) paga 6,87 c€/m<sup>3</sup> in più di un analogo consumatore servito sul mercato libero.

#### Tavola 4.14 Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti

c€/m<sup>3</sup>

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m <sup>3</sup> )					TOTALE
	< 5.000	5.000– 200.000	200.000 – 2.000.000	2.000.000 – 20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	48,68	44,20	41,50	47,33	-	48,02
Commercio e servizi	48,05	43,07	38,79	36,20	-	44,24
Industria	47,57	42,89	35,17	39,03	-	42,98
Generazione elettrica	50,81	43,04	40,73	-	-	41,94
PREZZO MEDIO NEL MERCATO TUTELATO	48,66	43,66	38,97	38,89	-	47,45
Domestico	44,09	44,50	41,76	39,14	36,10	43,77
Commercio e servizi	46,16	42,26	37,91	35,54	34,16	40,59
Industria	41,25	40,61	36,96	34,97	34,73	35,59
Generazione elettrica	35,34	38,90	38,29	36,12	34,95	35,07
PREZZO MEDIO NEL MERCATO LIBERO	44,64	42,27	37,41	35,13	34,90	36,01
PREZZO MEDIO TOTALE	48,33	43,07	37,45	35,16	34,90	39,24

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

#### 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 visto un aumento del 79% nel corso del 2008, confermando l'andamento già evidenziato negli anni precedenti. Nel periodo compreso tra il 1° aprile 2008 e il 31 marzo 2009 il numero di comunicazioni riguardanti il settore gas ha rappresentato il 27% del totale. In particolare, a fronte di un numero complessivo di 8.691 comunicazioni inoltrate all'Autorità (Tav. 4.15), 2.368 comunicazioni hanno interessato il settore gas<sup>10</sup>, con un incremento del 55% rispetto all'anno precedente; di queste, il 94% sono reclami, il 4% richieste di informazioni e il restante 2% segnalazioni.

Il numero di comunicazioni inerenti il settore gas risulta nettamente inferiore rispetto a quelle del settore elettrico (circa un terzo), sia per il minor numero di clienti coinvolti, sia per il minore grado di sviluppo del mercato. Il minor numero di reclami, in special modo riguardanti lo *switching* e l'applicazione del Codice di condotta commerciale, è infatti

<sup>10</sup> La statistica non comprende i reclami inerenti particolari problematiche tariffarie e i reclami inviati più volte dallo stesso cliente. Inoltre, non sono oggetto di registrazione a fini statistici le comunicazioni archiviate in quanto relative ad alcune materie non rientranti nelle competenze dell'Autorità. Infine, numerose richieste di informazioni sono state avanzate ed evase telefonicamente o con l'utilizzo della posta elettronica: i dati relativi alle telefonate e alle risposte fornite via e-mail non sono tuttavia considerati ai fini statistici.

probabilmente dovuto anche alla minore propensione al cambio di fornitore e alla minore diffusione di offerte sul mercato.

#### Tavola 4.15 Comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità

Aprile 2008 – Marzo 2009

COMUNICAZIONI	SETTORE GAS	TOTALI
Reclami	2227	8044
Richieste di informazione	101	429
Segnalazioni	40	218
<b>TOTALE COMUNICAZIONI</b>	<b>2368</b>	<b>8691</b>

L'analisi delle problematiche (Tav. 4.16) evidenzia che gli argomenti più ricorrenti sono: la fatturazione (45,9%); i contratti e la qualità commerciale (17,8%); gli allacciamenti (15,3%); il mercato (6,5%).

#### Tavola 4.16 Argomenti oggetto di comunicazioni all'Autorità

ARGOMENTI OGGETTO DI COMUNICAZIONE	APRILE 2007 – MARZO 2008		APRILE 2008 – MARZO 2009	
	NUMERO	%	NUMERO	%
Contratti e qualità commerciale/fornitura	311	20,3	422	17,8
Fatturazione	465	30,4	1088	45,9
Allacciamenti	351	22,9	362	15,3
Bollette	24	1,6	49	2,1
Tariffe	23	1,5	32	1,4
Misura	14	0,9	36	1,5
Mercato e concorrenza	191	12,5	154	6,5
Contatori	66	4,3	112	4,7
Distacchi	38	2,5	38	2,2

Da un confronto con l'anno precedente, si osserva una riduzione delle comunicazioni, in termini percentuali e/o assoluti, per quanto riguarda i contratti e la qualità commerciale, gli allacciamenti il mercato. Per quanto riguarda la fatturazione, che è la problematica più consistente in termini percentuali (45,9%) i reclami relativi sono anche quelli che hanno subito l'incremento più evidente: dai 465 del periodo precedente ai 1.088 dell'anno in corso. Rispetto alla fatturazione, gli argomenti di reclamo più ricorrente sono i consumi fatturati (in particolare in acconto), in secondo luogo i conguagli e la doppia fatturazione.

Si conferma, sostanzialmente, la consistenza dei reclami aventi a oggetto bollette, misura e distacchi, se non per qualche lieve incremento. Un aumento consistente si è avuto, invece, per la tematica contatori che comprende anche le verifiche. Ciò potrebbe essere un effetto della nuova regolazione in tema di verifiche dei misuratori, che ha ridotto, tra l'altro, i costi connessi con le verifiche di misuratori vetusti. La statistica non comprende i reclami inerenti particolari questioni tariffarie e reclami attinenti l'applicazione dell'IVA. Sono altresì presenti altre problematiche residuali, non riportate nella tavola, legate in particolar modo alla sicurezza. I dati riportati nella tavola tengono conto del fatto che un'unica comunicazione può riguardare più di uno tra gli argomenti elencati.



### 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, nel 2008 si segnalano le seguenti azioni:

- alcune norme tese ad ampliare l'attuale piattaforma di scambio delle capacità e del gas che hanno definito obblighi di cessione al PSV di quote di gas importato e di gas prodotto dalla coltivazione di giacimenti dovute allo Stato;
- l'adozione di alcune norme, comuni a entrambi i settori regolati, volte a diffondere la conoscenza dei mercati tra i consumatori finali e ad accrescerne, per conseguenza, le capacità di scelta tra i fornitori. Tra queste l'iniziativa più rilevante è sicuramente quella della pubblicazione del *Trova offerte* (descritto in dettaglio altrove in questo Rapporto).
- la pubblicazione dei documenti per la consultazione in merito alle possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale (si veda il paragrafo più sopra) e sulla proposta di istituire una borsa del gas (POGAS).

Su questo tema restano comunque in vigore i provvedimenti già descritti negli *Annual Report* degli scorsi anni brevemente qui richiamate.

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%<sup>11</sup> 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 l'*incumbent* 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

---

<sup>11</sup> Le percentuali indicate del 50% e 70% sono da calcolare al netto delle perdite e degli autoconsumi.

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.

## 5 SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI

### 5.1 Elettricità

#### Domanda alla punta nel 2008 e previsioni per il 2009 - 14

La recessione iniziata nel 2008 con il crollo dell'economia nella seconda metà dell'anno si è riflessa in una significativa riduzione della richiesta di potenza durante la maggior parte dell'anno ma, soprattutto, in un distacco senza precedenti (3,1 GW o il 5,9%) della punta estiva su quella invernale. Da almeno cinque anni i due picchi si contendevano il primo posto con piccoli scostamenti (inferiori all'1-2%) a favore dell'uno o dell'altro, determinati in prevalenza da effetti climatici alterni. Diversamente, nel 2008 il picco estivo, raggiunto il 26 giugno, è calato di appena il 2,3% rispetto a quello dell'anno precedente mentre, con l'aggravarsi della crisi, il picco invernale, registrato il 10 dicembre, è crollato dell'8,2%.

L'incertezza nell'andamento dell'economia non facilita la previsione dell'andamento relativo del picco estivo rispetto a quello invernale nel prossimo anno o due. Tuttavia, in base all'andamento registrato negli anni precedenti, si può ritenere che, almeno nel medio lungo periodo, il picco estivo crescerà più velocemente di quello invernale. Le previsioni di TERNA, riportate nella tavola 5.1, indicano per il 2014 un picco invernale di 63,5 GW contro un picco estivo di 65,0 GW.

**Tavola 5.1 Richiesta di potenza alla punta negli anni 2007 - 14**

GW

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Inverno medio	56,8	52,2	57,3	58,5	59,7	61,0	62,3	63,5
Estate torrida	56,6	55,3	57,7	59,1	60,5	62,0	63,6	65,0

Fonte: TERNA.

**Tavola 5.2 Andamento annuo delle previsioni di richiesta di potenza alla punta negli anni 2009 -14**

GW

Anno di previsione	Anno del picco					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Inverno medio</b>						
2006	60,5	62,1	64,0			
2007	60,4	61,7	63,0	64,4		
2008	59,6	61,0	62,4	63,9	65,4	
2009	57,3	58,5	59,7	61,0	62,3	63,5
<b>Estate torrida</b>						
2006	61,9	64,0	65,9			
2007	61,6	63,2	64,9	66,6		
2008	60,3	62,0	63,7	65,4	67,2	
2009	57,7	59,1	60,5	62,0	63,6	65,0

Fonte: Elaborazioni di AEEG su dati di TERNA.

Dalla tavola 5.2, che riporta l'andamento fortemente calante delle previsioni effettuate negli ultimi 4 anni di pianificazione, si evince il grado di incertezza che caratterizza l'evoluzione del settore elettrico, correlato soprattutto con l'andamento aleatorio dell'economia e la crisi internazionale.

### Capacità di generazione nel 2008

Nel 2008 è continuato il forte potenziamento della capacità di generazione iniziata nel 2004-05. Secondo i dati provvisori di TERNA, la potenza netta installata a fine 2008 ammontava a 99,4 GW con un aumento del 6,2% rispetto all'anno precedente, l'aumento più forte in assoluto dell'ultimo quinquennio.

Dalla tavola 5.3, che riporta la struttura per categorie di generazione, si evince che la crescita della capacità è dovuta, come negli anni precedenti, soprattutto agli impianti termoelettrici (oltre il 75%) seguiti dagli impianti eolici (17%). In terza posizione, si affermano ancora gli impianti fotovoltaici (4,4%) la cui potenza complessiva è prevista superare presto quella geotermica, rimasta ferma oramai da quattro anni. Nell'insieme la struttura della capacità di generazione non cambia molto rispetto agli anni precedenti, rimanendo dominata dagli impianti termoelettrici e idroelettrici, rispettivamente 74% e 21% del totale, mentre gli impianti eolici coprono il 3,7% della potenza installata, in aumento da 2,9% dell'anno precedente.

**Tavola 5.3 Potenza efficiente netta di generazione al 31 dicembre dell'anno nel periodo 2003 - 08**

MW

	2003	2004	2005	2006	2007	2008 <sup>(A)</sup>
Idroelettrica	20.660	20.744	20.993	21.072	21.117	21.230
Termoelettrica <sup>(B)</sup>	56.047	58.990	62.164	65.797	69.022	73.470
Geotermica	665	642	671	671	671	671
Eolica	877	1.135	1.642	1.908	2.714	3.710
Fotovoltaica	7	7	7	7	87	340
<b>Totale</b>	<b>78.256</b>	<b>81.518</b>	<b>85.477</b>	<b>89.455</b>	<b>93.611</b>	<b>99.421</b>

(A) Dati provvisori.

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

Fonte: TERNA.

### Disponibilità di potenza alla punta

Con il continuo potenziamento della capacità di generazione nazionale negli ultimi anni è notevolmente migliorata la disponibilità di potenza alla punta. Da deficit di potenza di 3,7 e 0,9 GW, rispettivamente, nel 2003 e 2004, si è passati a surplus crescenti negli anni fino a raggiungere 2,5 GW nel 2006 e 3,6 GW nel 2007. Il surplus di 7,9 GW indicato per il 2008 nella tavola 5.4 è fuorviante in quanto determinato soprattutto dal forte calo della domanda alla punta scesa del 2,3% rispetto all'anno precedente. Se la richiesta di potenza alla punta avesse raggiunto il valore di 58,7 GW previsto da TERNA nell'anno precedente,

invece dei 55,3 GW effettivi, il surplus sarebbe stato di 4,5 GW, ovvero il 7,5% della domanda.

**Tavola 5.4 Disponibilità di potenza alla punta negli anni 2003 - 08**

GW

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>Potenza netta</b>	<b>78,2</b>	<b>81,5</b>	<b>85,5</b>	<b>89,4</b>	<b>93,5</b>	<b>99,1</b>
Idroelettrici	20,7	20,7	21,0	21,1	21,1	21,2
Termoelettrici tradizionali	56,0	59,0	62,2	65,8	69,0	73,5
Geotermoelettrici	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
Eolici e fotovoltaici	0,9	1,1	1,6	1,9	2,7	3,7
<b>Potenza disponibile alla punta</b>	<b>49,7</b>	<b>52,8</b>	<b>56,3</b>	<b>58,1</b>	<b>60,4</b>	<b>63,2</b>
Idroelettrici	13,5	13,6	13,7	13,8	13,8	13,9
Termoelettrici tradizionali	35,5	38,4	41,6	43,2	45,4	47,8
Geotermoelettrici	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Eolici e fotovoltaici	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,9
<b>Domanda alla punta</b>	<b>53,4</b>	<b>53,6</b>	<b>55,0</b>	<b>55,6</b>	<b>56,8</b>	<b>55,3</b>
Surplus/deficit di potenza	-3,7	-0,9	1,3	2,5	3,6	7,9

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati TERNA.

All'aumento della disponibilità alla punta hanno contribuito, oltre all'incremento della capacità di generazione, anche la riduzione degli arresti di lunga durata per trasformazioni e ripotenziamenti oltre alla riduzione di fermi non programmabili determinata dal rinnovamento ed efficientamento del parco impianti. Il forte aumento degli impianti eolici ha invece contribuito un effetto inverso dovuto alla natura discontinua di questa fonte.

### Bilancio dell'energia elettrica nel 2008

Due principali fattori hanno influenzato il bilancio dell'energia elettrica nel 2008, riportato nella tavola 5.5: il calo del fabbisogno, diminuito dello 0,7% rispetto all'anno precedente, e il forte aumento della producibilità idroelettrica. Durante la primavera e l'estate del 2008 il Paese ha beneficiato di un livello medio di piovosità, che ha permesso un adeguato riempimento dei bacini. Tra ottobre e dicembre, a seguito delle forti precipitazioni, l'indice di producibilità idroelettrica è cresciuto da 0,63 a 1,38 contro valori per il 2007 pari, rispettivamente, a 0,55 e 0,6412. Gli invasi a fine dicembre 2008 corrispondevano a 3.965 GWh, rispetto a 3.141 GWh dell'anno precedente.

Diversamente dal fabbisogno elettrico, la generazione elettrica è pertanto salita, trascinata dalla forte ripresa dell'energia idroelettrica (+18,3%) dopo diversi anni di calo dovuto alla scarsa piovosità. In tema di rinnovabili è anche da osservare il balzo dell'energia eolica

<sup>12</sup> L'incremento merita un confronto i valori minimi e massimi storici degli ultimi 50 anni pari, rispettivamente a 0,52 e 1,56.

(+59,5%) con il sorpasso della generazione geotermica (6,4 contro 5,2 TWh), mentre rimane ancora trascurabile l'apporto fotovoltaico (300 MWh), seppure in forte crescita (quasi decuplicato dall'anno precedente). L'impulso dovuto alla generazione da fonti rinnovabili, non oberate da costi di combustibile, ha avuto l'effetto di limitare il ricorso alla generazione termoelettrica che è calata del 2,1% (da 265,8 a 260,2 TWh lorde). Il petrolio ha continuato la sua oramai ventennale discesa (- 20%) per contribuire appena il 7% alla generazione termoelettrica totale. A causa dell'elevato prezzo sui mercati internazionali del carbone fino a dopo l'estate del 2008, la generazione da questa fonte ha registrato un calo dello 0,9%. Con i prezzi oramai tornati sui livelli del 2006 e con l'entrata in esercizio delle unità a carbone della centrale di Civitavecchia, la generazione da carbone dovrebbe poter registrare un apprezzabile aumento nel 2009.

**Tavola 5.5 Bilancio dell'energia elettrica 2003 - 08**

TWh

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>Produzione lorda</b>	<b>293,9</b>	<b>303,3</b>	<b>303,7</b>	<b>314,1</b>	<b>313,4</b>	<b>317,3</b>
<i>Termoelettrica convenzionale</i>	238,3	240,5	246,9	255,4	259,3	253,6
<i>Solidi</i>	34,3	39,9	37,5	37,5	37,7	37,1
<i>Gas naturale</i>	117,3	129,8	149,3	158,1	172,6	173,0
<i>Prodotti petroliferi</i>	65,8	47,3	35,8	33,8	22,9	18,3
<i>Altre fonti</i>	20,9	23,6	24,4	26,0	26,1	25,3
<i>Idroelettrica</i>	44,3	49,9	42,9	43,4	38,0	44,9
<i>da apporti naturali</i>	36,7	42,7	36,1	37,0	32,4	39,5
<i>da pompaggi</i>	7,7	7,6	7,2	6,9	6,4	5,6
<i>Altre rinnovabili</i>	11,3	12,9	13,8	15,2	16,1	18,8
<i>Geotermoelettrica</i>	5,3	5,4	5,3	5,5	5,6	5,5
<i>Biomasse e rifiuti</i>	4,5	5,6	6,2	6,7	6,5	6,6
<i>Eolica e fotovoltaica</i>	1,5	1,9	2,3	3,0	4,1	6,6
<b>Consumi dei servizi ausiliari</b>	<b>13,7</b>	<b>13,3</b>	<b>13,1</b>	<b>12,9</b>	<b>12,6</b>	<b>12,4</b>
<b>Produzione netta</b>	<b>280,2</b>	<b>290,0</b>	<b>290,6</b>	<b>301,2</b>	<b>300,8</b>	<b>304,9</b>
Energia destinata ai pompaggi	10,5	10,3	9,3	8,8	7,7	7,5
Energia destinata ai consumi	269,7	279,7	281,3	292,5	293,1	297,5
<b>Importazioni nette</b>	<b>51,0</b>	<b>45,6</b>	<b>49,2</b>	<b>45,0</b>	<b>46,3</b>	<b>39,6</b>
<i>Importazioni</i>	51,5	46,4	50,3	46,6	48,9	43,0
<i>Esportazioni</i>	0,5	0,8	1,1	1,6	2,6	3,4
<b>Energia richiesta sulla rete</b>	<b>320,7</b>	<b>325,4</b>	<b>330,4</b>	<b>337,5</b>	<b>339,4</b>	<b>337,0</b>

Fonte: TERNA. Dati per il 2008 provvisori.

Il forte aumento della generazione idroelettrica a basso costo rispetto alla generazione termoelettrica ha notevolmente cambiato i parametri di riferimento per il commercio internazionale dell'energia, determinando un consistente calo delle importazioni (-12%) e un ancora più forte aumento delle esportazioni (+30%) rispetto all'anno precedente. Il

favorevole rapporto tra importazioni ed esportazioni di elettricità è stato comunque facilitato dal calo del fabbisogno elettrico che ha liberato risorse anche per usi interni.

Vanno infine sottolineati i miglioramenti nell'efficienza della generazione termoelettrica, dovuti essenzialmente alla sostituzione di impianti termoelettrici tradizionali a favore di cicli combinati a gas naturale, risultanti in un risparmio di circa 5,0 Mtep nel 2008 rispetto alle condizioni del 2003.

### Nuova capacità di generazione nel periodo 2009 - 14

È continuata anche nel 2008 l'opera di riqualificazione e potenziamento del parco produttivo nazionale, soprattutto con la realizzazione di impianti a ciclo combinato a gas e di impianti eolici. I dati riportati nella tavola 5.6 danno una idea dell'importanza delle iniziative in corso, anche se va tenuto in debito conto l'effetto di impedimenti in fase di autorizzazione e costruzione che possono significativamente rallentare la crescita della nuova potenza.

**Tavola 5.6 Potenza termoelettrica, eolica e fotovoltaica installata dal 2002**

MW

Regioni	Termoelettrici			Eolici			Fotovoltaico al 2008
	2002-08	2009-12	2013 e oltre	2002-08	2009-12	2013 e oltre	
<b>Nord</b>	<b>8.580</b>	<b>1.850</b>	<b>9.536</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	<b>70</b>	<b>214</b>
Piemonte	2.290	250	2.150	13	0	15	38
Valle d'Aosta	0	0	0	0	0	0	0
Lombardia	3.720	800	2.806	0	0	0	53
Trentino Alto Adige	0	0	0	3	5	5	32
Veneto	0	0	2.330	1	0	0	32
Friuli Venezia Giulia	760	0	0	0	0	0	13
Liguria	150		460	14	10	10	4
Emilia Romagna	1.660	800	1.790	4	20	40	42
<b>Centro</b>	<b>730</b>	<b>750</b>	<b>2.800</b>	<b>52</b>	<b>70</b>	<b>230</b>	<b>99</b>
Toscana	540	0	250	42	40	60	30
Umbria	190	0	800	2	5	30	19
Marche	0	0	950	0	0	0	25
Lazio	0	750	800	9	25	140	24
<b>Sud e Isole</b>	<b>8.070</b>	<b>3.795</b>	<b>9.850</b>	<b>3.651</b>	<b>5.885</b>	<b>9.300</b>	<b>145</b>
Abruzzo	800	0	980	170	240	300	9
Molise	750	0	1.180	188	270	350	1
Campania	1.200	1.660	1.380	688	1.000	1.300	14
Puglia	2.290	385	2.250	946	1.300	2.400	58
Basilicata	0	0	1.550	209	325	350	6
Calabria	2.400	1.600	2.510	188	600	1.000	19
Sicilia	550	150	0	795	1.500	2.400	20
Sardegna	80	0	0	467	650	1.200	17
<b>Italia</b>	<b>17.380</b>	<b>6.395</b>	<b>22.186</b>	<b>3.736</b>	<b>5.990</b>	<b>9.600</b>	<b>458</b>

Fonte: TERNA. Dati relativi al fotovoltaico di fonte APER riferiti al 30 aprile 2009.

Le previsioni per l'entrata in esercizio degli impianti termoelettrici negli anni 2009 - 12 si riferiscono agli impianti con autorizzazioni già rilasciate. Dei 6,4 GW previsti 4,0 GW hanno il cantiere già avviato, mentre per 2,4 GW la fase di costruzione deve ancora iniziare. Con l'aggiunta di questi impianti la nuova potenza termoelettrica installata dal 2002 on poi ammonta a quasi 24 GW, oltre un quarto del parco impianti termoelettrico complessivo in quella data, considerando anche le dismissioni. I dati relativi al 2013 e oltre si riferiscono alle richieste di autorizzazione e sono pertanto molto meno certi, seppure in base alla esperienza degli ultimi anni si possa assumere l'esito positivo per almeno la metà della potenza.

Il potenziamento della capacità eolica è in prospettiva ancora più dinamica. Al 31 dicembre 2008 risultavano inevase circa 950 richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale per una potenza complessiva di oltre 50 GW, il 50% dell'attuale parco di generazione nel suo complesso<sup>13</sup>. Le previsioni di entrata in esercizio di nuova potenza eolica entro il 2012 si riferiscono agli impianti per i quali sono stati assunti dai proponenti impegni economici a copertura degli oneri di connessione alle reti di trasmissione e di distribuzione. Per gli anni successivi TERNA ha preso in considerazione i soli impianti che hanno sottoscritto impegni per la progettazione di massima. È pur sempre significativo che la nuova potenza eolica che prevedibilmente entrerà in esercizio nei prossimi anni è della stessa entità della nuova potenza termoelettrica. I dati riportati nella tavola 5.3 includono solo la potenza fotovoltaica installata al 30 aprile 2009, dato che non sono disponibili previsioni di medio periodo a livello di regione. La potenza complessiva raggiungibile nel 2015 in base agli attuali decreti di incentivazione è notoriamente pari a 3,3 GW<sup>14</sup>.

I dati riportati evidenziano una forte concentrazione della nuova potenza elettrica nelle regioni meridionali del Paese. Il Sud e le Isole ospiterebbero il 47% della nuova capacità termoelettrica e il 97% di quella eolica e fotovoltaica installata dal 2002, complessivamente il 62% della nuova capacità. Al Nord andrebbe il 43% della capacità termoelettrica e meno dell'1% di quella eolica e fotovoltaica, il 30% della nuova potenza totale. Al centro verrebbe installato appena il 7% della nuova capacità di cui il 9% termoelettrica e il 2% eolica e fotovoltaica. È anche significativa la disparità del rapporto tra nuova potenza eolica e fotovoltaica rispetto a quella termoelettrica nelle tre regioni geografiche: in particolare l'energia eolica e fotovoltaica incide per meno dell'1% al Nord, per l'8% al centro e per il 46% al Sud.

### Stato di esercizio e sicurezza delle reti

Permangono la maggior parte delle criticità riscontrate negli anni precedenti; a fronte di qualche miglioramento, vi sono deterioramenti dovuti in genere a un'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti e/o a una capacità di trasformazione non adeguata nelle

---

<sup>13</sup> Si evidenzia un crescendo continuo delle richieste di connessione nel tempo, soprattutto nel 2007 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.

<sup>14</sup> 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.



stazioni AAT/AT. La tavola 5.7 riporta i principali dati utili per una valutazione della sicurezza e qualità del servizio.

**Tavola 5.7 Indicatori della sicurezza e qualità del servizio di trasmissione elettrica 2007 - 08**

Regioni	Rischi di sovraccarico (%)				Disalimentazioni (MWh)		Oneri MSD (Milioni di €)		Incidenza consumi nel 2008
	Rete primaria		Rete secondaria		2008	2007	2008	2007	
	2008	2007	2008	2007					
Nord Ovest	16	8	5	22	110	35	48	44	11
Lombardia	12	12	19	7	83	314	97	88	21
Nord Est	56	55	25	17	83	175	65	59	15
Centro Nord	4	3	25	17	166	175	275	191	15
Centro	3	0	17	20	138	279	210	264	14
Sud	9	22	7	3	1.242	733	404	411	13
Sicilia	0	0	2	14	331	1.431	307	279	7
Sardegna	0	0	0	0	607	349	210	132	4
<b>Totale</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>2.760</b>	<b>3.490</b>	<b>1.616</b>	<b>1.467</b>	<b>100</b>

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati TERNA. I rischi di sovraccarico si riferiscono a simulazioni del numero di eventi con sovraccarichi > 120% della corrente nominale in condizioni di sicurezza n-1.

Nel 2008 eventi di sovraccarico della rete ad alta tensione hanno interessato soprattutto l'area del Nord-Est del Paese, in particolare Veneto e Friuli Venezia Giulia, dove si sono verificati il 56% degli eventi rilevati nel 2007. Tale porzione di rete rimane 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.

Si sono aggravati rispetto al 2007 i problemi nell'area Nord-Ovest per la presenza di forti transiti di potenza sulle linee di importazione dalla Svizzera e per i rischi di sovraccarico sulle direttrici a 220 kV tra Torino e Milano, in caso di indisponibilità di elementi di rete primaria. Rimane critica la Lombardia, dove si concentra circa il 12% dei rischi di sovraccarico su rete primaria a causa della limitata capacità di trasporto della rete che alimenta la città di Milano. In Liguria risultano al limite di sicurezza alcune linee interessate dal trasporto delle potenze provenienti dal Piemonte e dalla Lombardia verso La Spezia e Parma.

La situazione è alquanto peggiorata al Centro, dove si sono riscontrati sovraccarichi nell'area di Firenze sulle linee a 380 e 220 kV interessate dal transito dell'energia nella sezione tra Nord e Centro Nord. L'ingresso di nuova potenza in Campania ha decisamente alleggerito i problemi di sovraccarico nel Sud, calati dal 23 al 9% del totale. Tuttavia, permangono problemi di alimentazione di Salerno, Napoli e Caserta per via della limitata capacità di trasmissione a 380 e 220 kV degli elevati flussi di potenza dalla Calabria e della

Puglia, aggravata dall'ingresso dei nuovi impianti a ciclo combinato nei poli di Rossano, Brindisi e Foggia.

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 all'anno precedente gli oneri dovuti al ricorso al mercato dei servizi di dispacciamento sono aumentati del 10%<sup>15</sup>. Il 70% degli oneri di dispacciamento sono stati generati dalle Isole, dal Centro Sud e dalla Calabria, che rappresentano complessivamente solo il 21% del fabbisogno di energia elettrica del Paese. In particolare nella zona Sardegna la percentuale di incidenza sul totale degli oneri è aumentata dal 9% al 13%.

### Qualità del servizio di trasmissione

Il Centro Sud e le Isole si confermano le zone più critiche in termini di vulnerabilità della rete e onerosità dei servizi di dispacciamento. Oltre il 70% dell'energia non fornita per disservizi riguarda le regioni del Mezzogiorno e le Isole, dove le disalimentazioni in rapporto ai consumi pesano maggiormente rispetto ad altre aree del Paese. Questo è causato anche da elementi di rete (non solo di trasmissione) 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. I disservizi registrati al Sud riguardano soprattutto le aree di Napoli e di Galatina, quest'ultima caratterizzata da una scarsa magliatura della rete di distribuzione a 150 kV e da un impegno notevole dei trasformatori a 380/150 kV soprattutto nei periodi estivi. In Sicilia e in Sardegna, 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.

Negli ultimi 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, con una tendenza al miglioramento.

Valori di tensione elevati sono stati rilevati in Calabria e in Toscana, 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. Tensioni alte sono state registrate anche in Lombardia sia per la presenza di linee in cavo che per via del minor impegno dei collegamenti interessati dal trasporto delle potenze in import dalla Svizzera, nelle ore di basso carico.

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

---

<sup>15</sup> Passando da poco meno di 1.500 Milioni di Euro del periodo luglio 2006 - giugno 2007 a più di 1.600 Milioni di Euro del periodo luglio 2007 - giugno 2008

valori di attenzione risultano la Sicilia (area industriale di Priolo) e la Puglia (aree di Brindisi), 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 Brescia e Milano a causa dei carichi elevati sulla rete. È invece notevolmente migliorata la situazione in Campania dove non si evidenziano più frequenti abbassamenti del livello di tensione sotto il limite di 390 kV grazie all'entrata in servizio delle nuove centrali a ciclo combinato di Teverola e Sparanise.

### Principali interventi sulla rete di trasmissione realizzati nel 2008

Nel corso del 2008 sono entrati in servizio nuovi impianti di significativa importanza per il funzionamento della rete di trasmissione nazionale. Tra questi vanno evidenziati:

- il completamento ed entrata in esercizio della *merchant line* Mendrisio - Cagno, di due elettrodotti a 220 kV e di quattro a 132/150 kV. Tra questi la linea Avise - Villeneuve a 220 kV sostituisce un vecchio elettrodotto in via di demolizione in previsione di un riclassamento a 380 kV delle linee della Val d'Aosta;
- nove stazioni a 380 kV, quattro a 220 kV e due a 132/150 kV;
- una ventina di connessioni a impianti di generazione a 132/150 e a 220 kV, di cui circa la metà in antenna e circa un terzo impianti eolici o altri rinnovabili;

per un totale di 43 interventi.

Numerosi altri interventi di sviluppo della rete identificati nei precedenti Piani sono in corso di realizzazione molti dei quali entreranno in esercizio nel corso del 2009 e negli anni immediatamente successivi. Nel complesso sono in corso 133 interventi con la ripartizione in otto categorie, come riportato nella tavola 5.8. La tavola non riporta il numero di interventi finalizzati alla connessione di impianti di generazione.

### Tavola 5.8 Interventi di sviluppo in corso di realizzazione nel 2009

Sono esclusi gli interventi di connessione alla rete di trasmissione

Tipo di intervento	Numero
Incremento degli scambi tra Nord Ovest e Nord Est	5
Riduzione delle congestioni fra zone di mercato	7
Riduzione dei poli limitati e dei vincoli alla capacità produttiva	11
Rimozione vincoli di esercizio e manutenzione	61
Interconnessioni con l'Estero	6
Interventi nelle aree metropolitane	7
Sviluppo della rete del mezzogiorno	11
Qualità del servizio	25
<b>Totale</b>	<b>133</b>

Fonte: TERNA.

In molti casi questi progetti sono fermi per mancanza delle necessarie autorizzazioni o comunque rallentati dall'iter burocratico a livello nazionale e locale. Escludendo gli

interventi di connessione alla rete, dai dati riportati si può valutare una attesa media di circa 6 anni dalla richiesta di autorizzazione alla messa in opera degli impianti. Tuttavia, tale valore rappresenta una media tra progetti con tempi di attesa non superiori a due anni e opere più impegnative a livello locale che possono rimanere ferme per periodi anche superiori ai 10 anni. Si tratta quasi sempre, in questi ultimi casi, delle opere più critiche per il funzionamento efficiente della rete elettrica, come la linea a 380 kV Sorgente - Rizziconi che incrementa la capacità di trasporto tra il Continente e la Sicilia.

### **Nuovi interventi di sviluppo della rete nazionale identificati nel 2008**

Il Piano di sviluppo 2009 di TERNA distingue tra tre tipologie di nuovi interventi di breve medio termine: la riduzione delle congestioni e il miglioramento della sicurezza; il potenziamento della rete nel Mezzogiorno; il miglioramento della qualità del servizio.

Gli interventi per la riduzione delle congestioni e il miglioramento della sicurezza riguardano il rinforzo di particolari sezioni critiche di rete e sono programmati con il duplice obiettivo di ridurre o rimuovere i vincoli che limitano o condizionano il funzionamento degli impianti di generazione e di garantire la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale, nella prospettiva del breve medio termine. Essi riguardano:

- la razionalizzazione della rete AT della Val d'Aosta, delle valli bergamasche e della zona di Arezzo con il fine di risolvere le criticità che limitano l'esercizio in sicurezza della rete e la qualità del servizio;
- il potenziamento di elettrodotti a 380 e 150 kV nel Centro Sud e in Sicilia;
- la realizzazione di quattro nuove stazioni a 380 e 220 kV nel Nord al fine di decongestionare i flussi di energia e migliorare la qualità del servizio.

Il Meridione d'Italia ha una prevalenza di linee obsolete, scarsamente affidabili e/o con capacità di trasporto inadeguata, con problematiche di sicurezza che si ripercuotono sulla qualità e continuità del servizio. Inoltre, la scarsa magliatura della rete a 150 kV, formata da lunghe arterie di subtrasmissione, risulta in significative perdite lungo la rete AT. Si aggiunge il problema posto dall'elevata e crescente concentrazione di impianti eolici nel Sud. Già oggi, ma soprattutto in prospettiva, il dispacciamento di questi impianti è limitato dall'insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete a 150 kV cui sono normalmente connessi. Il problema può essere in parte risolto attraverso l'interconnessione con la rete a 380 kV, dimensionata per una maggiore capacità di trasmissione.

Pertanto, uno dei principali interventi nel Mezzogiorno riguarda il potenziamento delle direttrici a 150 kV per la raccolta della produzione eolica in Puglia. Inoltre, sempre finalizzata al dispacciamento dell'energia eolica, è prevista la realizzazione o potenziamento in tutte le regioni del Sud e in Sicilia di nuove stazioni di trasformazione a 380/150 kV e, laddove necessario, anche il potenziamento dei collegamenti a 380 kV. Infine, è prevista l'interconnessione delle isole campane (Capri, Ischia e Procida) al continente, attualmente sprovviste di una adeguata ed efficiente copertura in sicurezza del fabbisogno.

Gli interventi per il miglioramento della qualità del servizio includono la realizzazione o ricostruzione di cinque elettrodotti a 132/150 kV, il riassetto di quattro reti in AT e la

realizzazione di una stazione a 380 kV, sette stazioni a 220 kV di cui due in classe 380 kV e cinque stazioni a 150 kV. La distribuzione geografica di detti interventi è prevista come segue: due nelle aree di Novara e Milano; sei in Centro Italia, di cui due sul versante adriatico e quattro su quello tirrenico; quattro in Sicilia e tre in Sardegna.

Un riepilogo degli interventi sulla rete di trasmissione è riportata nella tavola 5.9 che include, oltre agli interventi programmati nel breve medio termine e qui brevemente illustrati, anche gli interventi presentati nei Piani precedenti e quelli allo studio per il più lungo termine.

### Tavola 5.9 Interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale previsti nel medio e lungo periodo

Il segno negativo si riferisce alle dismissioni

Livello di tensione	Nuove stazioni (numero)			Potenza di trasformazione (MVA)			Elettrodotti (km di terne)		
	medio termine	lungo termine	totale	medio termine	lungo termine	totale	medio termine	lungo termine	totale
380 - 500 kV	20	19	39	15.950	4.000	19.950	1.877	2.225	4.102
220 kV	14	11	25	610	1.730	2.340	-776	-513	-1.289
120 - 150 kV	46	3	49	18	150	168	1.912	-134	1.778
<b>Totale</b>	<b>80</b>	<b>33</b>	<b>113</b>	<b>16.578</b>	<b>5.880</b>	<b>22.458</b>	<b>3.013</b>	<b>1.578</b>	<b>4.591</b>

Fonte: TERNA.

### Processo di pianificazione della rete

I criteri di pianificazione della rete sono delineati nel Disciplinare di Concessione di TERNA<sup>16</sup> e nel Codice di Rete<sup>17</sup> nei quali si prevede che TERNA persegua l'obiettivo di assicurare lo sviluppo del servizio di trasmissione in condizioni di sicurezza, efficienza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo, garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio di dispacciamento elettrico; concorrere alla promozione della tutela dell'ambiente.

Con la liberalizzazione del settore della produzione di energia elettrica, la determinazione della taglia e dell'ubicazione dei nuovi impianti di generazione non scaturisce più da un processo di pianificazione integrato e esiste il serio rischio che il sistema di trasmissione si sviluppi in modo non sufficientemente legato all'evoluzione del parco di generazione, comportando a sua volta una riduzione di efficienza dovuta all'impatto dei vincoli di trasmissione (congestioni) sull'esito del mercato.

La distribuzione geografica di nuova potenza descritta in precedenza dovrebbe da una parte a contribuire ad attenuare le congestioni in alcune zone meridionali del Paese, ma

<sup>16</sup> D.M. del 20 aprile 2005.

<sup>17</sup> Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, di cui al D.P.C.M. 11 maggio 2004.

dall'altra potrebbe determinare nel breve medio termine un loro aggravio soprattutto nella trasmissione di energia sulla sezione Nord - Centro Nord.

È inoltre evidente il rischio che la distribuzione geografica di nuova potenza prevista entrare in esercizio nel prossimo quinquennio possa determinare nel breve-medio periodo un aggravio delle congestioni del sistema di trasmissione, soprattutto sulla sezione Nord-Centro Nord. Nel più lungo periodo, con l'entrata in servizio dei rinforzi di rete programmati, tale rischio dovrebbe attenuarsi, ma non si può escludere il rischio inverso che possano manifestarsi nuovi vincoli di esercizio sulle sezioni di rete interessate dal trasporto delle produzioni meridionali verso le aree di carico del Centro-Nord.

Tra le diverse metodologie disponibili per l'analisi e soluzione del problema, TERNA utilizza l'indice WTLR (*Weighted Transmission Loading Relief*) che permette di fornire un'indicazione sull'impatto che la connessione di un impianto di produzione ha sul sistema di trasmissione, evidenziando le aree in cui la nuova potenza installata contribuisce ad alleviare le congestioni e quelle in cui la rete elettrica non è adeguata a sostenere il nuovo carico. L'analisi consiste nel confronto tra i valori dell'indicatore WTLR che si presentano nei diversi punti del territorio prima e dopo il potenziamento della rete di trasmissione, fino a identificare i rinforzi di rete necessari per ridurre le congestioni e conseguentemente migliorare la sicurezza e l'efficienza del mercato.

Tale procedura viene successivamente affinata mediante analisi di simulazione 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.

### Sviluppo di interconnettori con l'estero

L'unico interconnettore entrato in esercizio nel 2008 è la *merchant line* a 380 kV Mendrisio - Cagno in collegamento con la rete svizzera, appartenente alla Società Ferrovie Nord Milano. L'altra *merchant line* autorizzata, la linea Campocologno - Tirano a 150 kV di proprietà della Società Edison, è prevista entrare in esercizio entro il 2009. Non hanno ancora ricevuto autorizzazione altre *merchant line* dall'Italia.

I principali interventi programmati nel breve medio termine rimangono invariati rispetto al 2008 e riguardano l'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.

È inoltre in avanzata fase di studio il collegamento con il Montenegro in corrente continua tra il nodo italiano di Villanova e il nodo di Tivat. Rimangono in fase di studio preliminare i possibili collegamenti con la Croazia e con l'Albania.

## 5.2 Gas

### Consumi di gas nel 2008 e previsioni di fabbisogno per gli anni successivi

Nel 2008, per il terzo anno consecutivo il consumo di gas naturale in Italia è rimasto fermo a circa 85,0 G(m<sup>3</sup>), volume che comunque rappresenta un calo rispetto ai consumi di 86,3 G(m<sup>3</sup>) del 2005 (tavola 5.10). Infatti, dopo un inizio d'anno caratterizzato da condizioni climatiche relativamente rigide e da un forte aumento dei consumi di gas naturale, l'aumento dei prezzi, sfasato di parecchi mesi rispetto a quello del petrolio, ha avuto la meglio e i consumi sono calati sia in termini relativi che assoluti nel corso dell'anno per determinare una variazione complessiva praticamente nulla rispetto all'anno precedente. Il crollo dei consumi è stato particolarmente forte dal mese di novembre in poi per via dell'impatto negativo della crisi economica sul settore industriale, continuando anche nei primi mesi del 2009, nonostante l'inverno insolitamente freddo. Il calo dei consumi nel settore industriale nel 2008 nel suo complesso è stato pari al 9,1%, mentre i consumi negli usi civili, determinati prevalentemente dal riscaldamento ambienti, sono invece aumentati del 6,1%.

**Tavola 5.10 Fabbisogno di gas naturale nel 2005 - 08 e previsioni future**

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

Scenario	2005	2006	2007	2008	2010	2013	2020
Bassa crescita <sup>(A)</sup>	86,3	84,5	84,9	84,9	78,0	100	98
Alta crescita <sup>(B)</sup>						105	110

(A) Bassa crescita: previsioni di Eni nel 2013 e di Unione Petrolifera nel 2020.

(B) Alta crescita: previsioni MSE del 2007.

Fonte: Eni, Unione Petrolifera, Ministero dello sviluppo economico.

La crisi economica in atto non permette facili previsioni sulla ripresa dei consumi. L'Eni, principale operatore con oltre il 60% del mercato del gas naturale in Italia, prevede per il 2009 un calo del 8 - 9% rispetto al 2008, ovvero un fabbisogno di circa 78 G(m<sup>3</sup>) nell'ipotesi di un inverno medio. Il traguardo di 100 G(m<sup>3</sup>) che, secondo le previsioni effettuate in anni precedenti, avrebbe dovuto essere raggiunto attorno al 2010<sup>18</sup>, difficilmente potrà realizzarsi prima del 2012 - 13.

Non esistono previsioni "ufficiali" per il prossimo decennio, ma la maggior parte delle analisi più recenti concordano nell'esercitare una maggiore cautela sulle ipotesi di crescita del fabbisogno in considerazione della crisi in atto ma soprattutto degli obblighi europei di efficienza e risparmio energetico, di sviluppo delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica e di riduzione delle emissioni di gas serra al 2020.

<sup>18</sup> Ad esempio, le previsioni del Ministero dello sviluppo economico pubblicate nel maggio 2007, proponevano 98 - 99 G(m<sup>3</sup>) nel 2010 e 105 - 108 miliardi nel 2015.

## Produzione domestica nel 2008 e prevista negli anni futuri

Come ormai da molti anni, anche nel 2008 la produzione nazionale di gas naturale è diminuita rispetto all'anno precedente, anche se meno che negli anni antecedenti. Sono stati prodotti da giacimenti sul territorio nazionale e nelle acque territoriali 9,2 G(m<sup>3</sup>), rispetto ai 9,7 del 2007 e agli 11,0 nel 2006. La produzione è avvenuta per un quarto da giacimenti a terra e per tre quarti da coltivazione in mare. Il continuo declino della produzione ne riduce via via la copertura dei consumi nazionali: da valori attorno al 30% alla fine degli anni novanta, si è passati a valori prossimi al 20% nella prima metà degli anni duemila, per arrivare all'11% nell'anno scorso.

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 fino all'estate del 2008 (tavola 5.11). Con il crollo del prezzo del petrolio nella seconda metà del 2008 è presumibile che la convenienza a investire nell'*upstream* nazionale, che dipende in via fondamentale dai prezzi di mercato, sia calata ancora. A fine 2008 le riserve provate ammontavano ad appena 99 G(m<sup>3</sup>), diminuite di 29 G(m<sup>3</sup>) dell'anno precedente, soprattutto in funzione del basso prezzo raggiunto dal petrolio che condiziona fortemente la convenienza della loro coltivazione e pertanto la loro consistenza. Il rapporto Riserve/Produzione, che era rimasto su valori abbastanza stabili di 13 - 14 anni nel precedente decennio, è pertanto calato a meno di 11 anni. In tali condizioni, a meno che il prezzo non aumenti in misura ragguardevole nel corso del 2009 e 2010, la produzione difficilmente potrà superare 8 e, rispettivamente, 6 G(m<sup>3</sup>) in questi due anni.

**Tavola 5.11 Attività di esplorazione e sviluppo 1985 - 2008**

Anni	Permessi	Numero di pozzi		Metri perforati (migliaia)		Riserve recuperabili G(m <sup>3</sup> )	Produzione G(m <sup>3</sup> )	Rapporto R/P (anni)
		Esplorazione	Sviluppo	Esplorazione	Sviluppo			
1985-89	312	88	68	189,4	157,7	296	16,0	18,5
1990-94	175	40	63	101,2	173,1	316	18,6	17,0
1995-99	164	28	34	75,6	74,6	274	19,4	14,2
2000-04	123	12	29	27,1	60,8	213	14,8	14,4
2005	90	7	33	15,1	66,0	170	12,0	14,2
2006	93	15	31	27,0	51,3	151	10,8	13,9
2007	90	10	28	19,4	50,9	128	9,7	13,2
2008	98	7	25	13,9	56,1	99	9,3	10,7

Fonte: Bollettino UNMIG.

## Importazioni di gas nel 2008

Nel 2008 le importazioni di gas sono aumentate di quasi 3 G(m<sup>3</sup>). L'apprezzabile aumento delle importazioni a fronte di una domanda praticamente invariata, si spiega con la diminuzione delle importazioni nel 2007 per via del forte prelievo dagli stoccaggi colmati nell'anno precedente in preparazione dell'inverno del 2006 - 07, come si può vedere dalla



tavola 5.12. Le importazioni in eccesso nel 2008 sono state immesse negli stoccaggi e utilizzate nel corso dell'ultimo inverno.

**Tavola 5.12 Importazioni di gas per paese di origine**

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

Paesi	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Algeria	24.158	24.561	25.632	27.464	27.549	24.584	25.981
Russia	20.713	21.688	23.624	23.326	22.520	22.667	24.597
Libia	0	0	521	4.493	7.692	9.241	9.839
Paesi Bassi	7.825	7.630	8.074	8.040	9.372	8.038	7.994
Norvegia	4.884	5.030	5.190	5.723	5.745	5.581	5.304
Altri <sup>(A)</sup>	1.711	3.886	4.866	4.414	4.521	3.839	3.152
<b>Totale</b>	<b>59.291</b>	<b>62.794</b>	<b>67.908</b>	<b>73.460</b>	<b>77.399</b>	<b>73.950</b>	<b>76.867</b>

(A) Nigeria, Croazia e Regno Unito.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie.

Gli approvvigionamenti di gas naturale sono abbastanza diversificati rispetto alla maggior parte dei paesi dell'Unione europea. Nel 2008 il gas importato era di provenienza di nove paesi con un indice di concentrazione HHI pari a 2.500. Tuttavia, il 66% delle importazioni originavano in due paesi extra comunitari (Algeria e Russia). Il grado di diversificazione dovrebbe alquanto migliorare già a partire dal 2010 con i nuovi approvvigionamenti di gas dal Qatar resi possibile con l'entrata in esercizio del terminale di GNL a largo di Rovigo. Nel più lungo termine, dopo il 2012 si possono prevedere ulteriori progressi con l'entrata in funzione del gasdotto IGI e altri progetti con forniture di gas dai paesi del Caucaso.

### Capacità di importazione nel 2008 e previsioni a breve termine

Nel corso del 2008, con l'entrata in funzione di una nuova stazione di compressione nella cittadina austriaca di Eggendorf, è avvenuto il completamento della prima espansione del gasdotto TAG di collegamento tra l'Austria e il punto di ingresso della rete nazionale di Tarvisio, che ne ha incrementato la capacità da 38 a 41,5 G(m<sup>3</sup>)/anno. È previsto che la seconda fase di espansione entri in funzione nell'autunno del 2009. Si ricorda che entrambe queste espansioni sono risultate dagli impegni assunti nel 2003 da Eni con la Commissione europea nell'ambito dell'indagine svolta dalla Direzione generale della concorrenza sulle restrizioni di vendita territoriali contenute nei contratti di fornitura di gas tra Gazprom ed Eni. Nell'ottobre 2008 è avvenuto anche il completamento della seconda espansione del gasdotto TTPC di collegamento tra la Tunisia e il punto di ingresso della rete nazionale di Mazara del Vallo. Al riguardo, si ricorda che Eni si era impegnata a effettuare due potenziamenti del gasdotto: il primo di 3,2 G(m<sup>3</sup>)/anno e il secondo di 3,3 G(m<sup>3</sup>)/anno per complessivi 6,5 G(m<sup>3</sup>)/anno, a seguito dell'istruttoria per abuso di posizione dominante svolta dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato nel 2004. Questi interventi di potenziamento hanno permesso di incrementare la capacità d'importazione di tipo continuo da 264 M(m<sup>3</sup>)/giorno nell'anno termico 2005 - 06 a 314 M(m<sup>3</sup>)/giorno nell'anno termico 2008 - 09. Con l'entrata in esercizio del terminale GNL di

Cavarzere nella seconda metà del 2009 la capacità d'importazione aumenta ancora a 349 M(m<sup>3</sup>)/giorno (tavola 5.13).

**Tavola 5.13 Capacità di importazione di tipo continuo per anno termico**

M(m<sup>3</sup>)/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	57,8	59,4	59,4	59,4
Mazara del Vallo	80,5	80,5	86,0	94,8	103,8	103,8	103,8
Gela	21,5	22,8	25,0	25,6	25,6	25,6	25,6
Panigaglia	11,4	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
Rovigo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,4	26,4
<b>Totale</b>	<b>260,1</b>	<b>264,1</b>	<b>284,4</b>	<b>294,0</b>	<b>313,7</b>	<b>348,9</b>	<b>348,9</b>

Fonte: Snam Rete Gas.

### Nuovi gasdotti di importazione

La tavola 5.14 riporta le principali caratteristiche dei nuovi gasdotti che interessano l'Italia, la cui capacità di trasporto complessiva ammonta a 40 - 50 G(m<sup>3</sup>) annui.

**Tavola 5.14 Nuovi gasdotti di interesse per l'Italia**

	Capacità nominale (Gmc/anno)	Lunghezza (km)	Ingresso in Italia	Data studio di fattibilità	Previsione di inizio esercizio
IGI	8 - 10	212	Otranto (BR)	2005	2012
Interconnector Italia - Austria	1,3	48	Bressanone (BZ)	2005	2012
TAP	10 - 20	520	Brindisi (BR)	2006	-
Galsi	8	940	Iglesias (CA)	In corso	-
TGL	11,4	290	Malborghetto (UD)	In corso	2015

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Nuovi passi avanti sono stati compiuti sul progetto TAP (Trans Adriatic Pipeline), il gasdotto che le società Egl e Statoil Hydro hanno progettato per collegare la Grecia con l'Italia, attraverso l'Albania, per l'importazione di gas proveniente dalle aree di produzione dal Caucaso e dal Medio oriente. Nel gennaio 2009 sono state assegnate la fase di pianificazione e di ingegneria ed è stata avviata l'indagine dei fondali marini nel tratto di mare compreso tra Italia e Albania. È stato successivamente firmato un accordo intergovernativo tra Italia e Albania e sono stati programmati incontri finalizzati a creare un quadro normativo favorevole alla realizzazione del gasdotto.

Nel giugno 2008 è stata costituita tra Edison International Holding e Depa la *joint venture* paritetica IGI Poseidon per lo sviluppo, la costruzione e l'esercizio del gasdotto IGI di collegamento tra Grecia e Italia. Il gasdotto IGI fa parte dell'ITGI, il corridoio energetico per l'importazione del gas dal Mar Caspio attraverso la Turchia e la Grecia, paesi che sono già collegati tra loro dal novembre 2007. Il gasdotto è in fase di avanzata autorizzazione presso le Autorità greche e italiane e sono già stati firmati tre Protocolli d'intesa: tra Italia e Grecia (novembre 2005); tra Italia, Grecia e Turchia (luglio 2007); con l'Azerbaijan (dicembre 2007). In base agli accordi tra le due società, l'80% della capacità è riservata al gruppo italiano e il restante 20% a quello greco. A seguito del parere positivo espresso dall'Unione europea, Edison e Depa hanno ottenuto il diritto di utilizzare interamente la capacità di trasporto della condotta per un periodo di 25 anni, ma hanno comunque reso disponibile all'accesso dei terzi una quota di circa 1 G(m<sup>3</sup>) di capacità attraverso una procedura di *open season*. Inoltre, verrà messo a disposizione il 10% del gas importato per incrementare gli scambi al PSV italiano.

Attesa per il 2009, la decisione finale sul gasdotto GALSI, che collega Algeria e Italia, è stata invece rinviata a giugno 2010, in attesa della conclusione dell'iter autorizzativo avviato nel luglio 2008 e degli studi integrativi ingegneristico - ambientali per l'ottimizzazione del progetto. Questo progetto è stato inserito tra quelli da finanziare nell'ambito del piano dell'Unione europea. Più lontano nel futuro e meno chiaramente definito è il progetto TGL (Tauern Gas Leitung) controllato da E.On e da cinque società austriache, che ha il merito di prevedere i flussi in entrambe le direzioni e, pertanto, di facilitare il processo di integrazione del mercato europeo.

### Nuovi terminali di gas naturale liquefatto

La tavola 5.15 riassume lo stato di avanzamento dei progetti di nuovi terminali di rigassificazione di GNL sulle coste italiane ed evidenzia significativi passi avanti rispetto agli anni scorsi.

A distanza di 10 anni dalla prima presentazione del progetto, il Terminale GNL Adriatico situato a 17 km al largo di Porto Levante (Rovigo), è arrivato a destinazione dalla Spagna nel settembre 2008 e, con il completamento del metanodotto Cavarzere - Minerbio, è pronto all'avviamento in esercizio nella seconda metà del 2009. È il caso di notare che almeno sette anni sono stati impiegati per ottenere le necessarie autorizzazioni, tra le quali l'ultima in ordine di tempo, l'Autorizzazione integrata ambientale, è stata rilasciata solo nel gennaio 2009. L'esenzione all'accesso dei terzi, rilasciata nel novembre 2004 per 25 anni, riguarda l'80% della capacità del terminale, pari a 8 G(m<sup>3</sup>). Nel novembre 2007 è stata aperta la procedura pubblica di *open season* per l'allocazione del rimanente 20% (circa 1,6 G(m<sup>3</sup>), non oggetto di esenzione, di cui 0,6 G(m<sup>3</sup>) verranno messi sul mercato attraverso procedure annuali una volta avviato l'impianto.

Passi avanti ha registrato anche il progetto di terminale di Gioia Tauro (RC) che nel giugno 2008 ha ottenuto un finanziamento a fondo perduto dalla Commissione europea per 1,6 milioni di euro, nell'ambito del progetto TEN-E e, nel settembre dello stesso anno, anche la VIA positiva da parte del Ministero dell'ambiente. L'autorizzazione finale da parte del Ministero dello sviluppo economico è attesa entro l'estate 2009.

**Tavola 5.15 Nuovi terminali di gas naturale liquefatto**

Progetto	Provincia di localizzazione	Capacità G(m <sup>3</sup> )/anno	Società proponenti	Previsione di inizio esercizio	Stato di avanzamento
Porto Levante offshore	Rovigo	8	GNL Adriatico (Edison - ExxonMobil - Qatar Petroleum)	2009	In esercizio nella seconda metà del 2009.
Brindisi	Brindisi	8	Brindisi LNG (British Gas Italia)	ND	La procedura di VIA sul progetto di rigassificatore nell'area di Capobianco, avviata a gennaio 2008, è tuttora in corso. La società British Gas sta fornendo le integrazioni richieste a fine aprile 2009 dal Ministero dell'Ambiente.
Toscana offshore	Livorno	3,75 - 4,7	OLT LNG (Endesa Italia, Iride, Asa, OLT Energy)	2010	Autorizzazione rilasciata nel 2006; sospesi dal Consiglio di Stato i ricorsi al TAR; in istruttoria la richiesta di esenzione dell'accesso a terzi .
Rosignano	Livorno	8	Edison, BP, Solvay	ND	Nulla osta di fattibilità rilasciato nel 2006, ma il processo autorizzativo è tuttora in corso.
Gioia Tauro	Reggio Calabria	12	LNG MedGas (Cross Gas, Sorgenia, Iride)	2014	Nulla osta di fattibilità rilasciato nel 2007; VIA del Ministero ambiente positivo; autorizzazione finale dal MSE attesa per l'estate 2009
Taranto	Taranto	8	Gas Natural Internacional	ND	Parere negativo del Comitato regionale VIA e della giunta regionale nel luglio 2008.
Trieste Zaule	Trieste	8	Gas Natural Internacional	ND	In fase di valutazione tra Italia e Slovenia l'impatto di due rigassificatori nel golfo di Trieste.
Trieste offshore	Trieste	8	Endesa Italia	ND	Istruttoria in corso sulla nuova localizzazione.
Porto Empedocle	Agrigento	8	Nuove Energie (Enel)	2010	Ricevute tutte le autorizzazioni necessarie per la costruzione.
Rada di Augusta	Siracusa	8	Erg Power & Gas - Shell Energy Italia	ND	Parere positivo della Commissione regionale VIA con prescrizioni; decreto favorevole di compatibilità ambientale.
Ravenna	Ravenna	8	Gruppo Belleli	ND	All'esame del MSE
Senigallia	Ancona	5	Gaz de France	ND	All'esame del MSE
Portovenere	La Spezia	4,5	GNL Italia (ENI)	2014	Parere contrario del comune di Portovenere e del Comitato regionale VIA; chiarimenti e integrazioni richiesti dal Ministero Ambiente.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Ha fatto significativi progressi anche il progetto OLT. Il contratto per la costruzione del terminale è stato assegnato nel marzo 2008. Nel settembre dello stesso anno il Consiglio di Stato ha sospeso le sentenze del TAR che, accogliendo i ricorsi di Greenpeace e di alcuni abitanti, aveva annullato l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio del rigassificatore. Attualmente è in istruttoria la richiesta di esenzione totale dell'accesso a terzi per 20 anni e si prevede che il terminale possa ancora entrare in esercizio entro il 2010.

Infine, nell'aprile 2008 il progetto di Porto Empedocle ha ottenuto parere positivo della Commissione VIA e nel settembre è stato emesso il decreto favorevole di compatibilità ambientale con prescrizioni. La Conferenza dei Servizi della Regione Sicilia ha dato il via libera definitivo alla costruzione del rigassificatore nel gennaio 2009 e si può prevedere che possa entrare in esercizio entro il 2010.

### Caratteristiche dello stoccaggio nel 2008 - 09 e nuovi progetti di concessione

Per l'anno termico 2008-2009 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio (cosiddetto *working gas*) pari a circa 13,9 G(m<sup>3</sup>). La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m<sup>3</sup>), come stabilito dal Ministero dello sviluppo economico sulla base dei programmi di importazione dai Paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti, della situazione delle infrastrutture di importazione, dell'andamento delle fasi di iniezione e di erogazione dagli stoccaggi negli inverni precedenti. Pertanto, la disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto è ammontata a 8,8 G(m<sup>3</sup>). Le quantità effettivamente riservate sono state 8,3 G(m<sup>3</sup>) per i servizi di modulazione e minerario, e 0,11 G(m<sup>3</sup>) per il bilanciamento operativo della rete di trasporto.

La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, è stata pari a circa 152 M(m<sup>3</sup>) standard come previsto dalle disposizioni introdotte dalla delibera dell'Autorità 3 marzo 2006, n. 50/06.

La tavola 5.16 riporta lo stato attuale delle istanze di concessione per nuovi siti di stoccaggio da parte del Ministero dello sviluppo economico, tutti da realizzare in giacimenti di gas esauriti tranne che nel caso di Rivara, dove è prevista la costituzione di un sito acquifero in unità litologiche profonde.

Rispetto al quadro presentato lo scorso anno le novità riguardano principalmente il progetto nell'area di San Potito - Cotignola, che a fine aprile 2009 ha ottenuto la concessione dal Ministero dello sviluppo economico. L'entrata in esercizio di questo impianto, comunque non previsto prima di tre anni, consentirà di incrementare di circa 900 M(m<sup>3</sup>) l'attuale capacità di stoccaggio nazionale per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto.

Nel giugno 2008 la Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie ha espresso il proprio parere favorevole sui progetti di Piadena Est, Romanengo e San Benedetto. Il progetto di Cornegliano ha ottenuto nel luglio 2008 il parere favorevole del gruppo istruttore della Commissione di valutazione di impatto ambientale (VIA) ed è ora in attesa

della Conferenza dei Servizi; nell'ottobre 2008 hanno ottenuto il parere positivo di VIA anche i progetti di Cugno Le Macine - Serra Pizzuta e Sinarca che sono pertanto in attesa della convocazione della Conferenza dei Servizi.

**Tavola 5.16 Stato delle concessioni di stoccaggio nel giugno del 2009**

Progetto	Provincia	Tipo	Working gas M(m <sup>3</sup> )	Erogazione di punta M(m <sup>3</sup> )/giorno	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	12,5 - 20	ND	Stogit	Autorizzato, ma con un programma modificato di riavvio dei lavori .
Cornegliano	LO	Giacimento	590 - 1.010	16,5	ND	Ital Gas Storage	Parere favorevole della Commissione VIA; in attesa della Conferenza dei Servizi.
Cotignola - San Potito	RA	Giacimento	915	7,2	2012	Edison Stoccaggio	Autorizzato a procedere con la costruzione in aprile 2009.
Cugno le Macine - Serra Pizzuta	MT	Giacimento	742	6,6	ND	Geogastock	Parere favorevole della Commissione VIA; in corso valutazione sull'applicabilità della direttiva Seveso.
Rivara	RA	Acquifero	3.000	32,0	ND	Independent Gas Management	Progetto in istruttoria; avversato dai Comuni interessati.
Verdicchio	AP	Giacimento	70	0,8	ND	Edison Stoccaggio	In istruttoria.
Sinarca	CB	Giacimento	324	3,3	ND	Gas Plus Storage e Edison Stoccaggio	Parere favorevole della Commissione VIA; in attesa della Conferenza dei Servizi.
Poggiofiorito	TE	Giacimento	160	1,7	ND	Gas Plus Storage	Deve ancora essere presentata la documentazione definitiva per la VIA.
Bagnolo Mella	BS	Giacimento			ND	Edison Stoccaggio e Retragas	Sito assegnato solo nel maggio 2009.
Piadena Est	CR	Giacimento			ND	Blugas Infrastrutture	In istruttoria; parere favorevole della Commissione UNMIG.
Romanengo	CR, BG	Giacimento			ND	Enel Trade	In istruttoria; parere favorevole della Commissione UNMIG.
Rapagnano	AP	Giacimento			ND	Non assegnato	In attesa di assegnazione.
San Benedetto	AP	Giacimento	500		ND	Gas Plus Storage, Acea, Gaz de France	In istruttoria; parere favorevole della Commissione UNMIG.
<b>Totale</b>			<b>9.291 - 9.711</b>	<b>90,6 - 98,1</b>			

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

### Bilancio domanda offerta nel breve e medio termine

Considerando la crisi economica in atto e il contemporaneo potenziamento delle capacità di importazione in Italia, risulta difficile pensare che vi siano problemi di approvvigionamento di gas naturale nei prossimi anni a meno che non vi siano interruzioni di lunga durata da parte dei principali fornitori (Algeria e Russia). Infatti, dalla tavola 5.17, che effettua una simulazione del bilancio di gas naturale nel caso di forte crescita della domanda, appare un crescente surplus di importazione negli anni futuri sia in condizioni normali che in condizioni di massima sicurezza di importazione. Le "condizioni normali" presuppongono un fattore di carico dell'85% per i gasdotti e del 90% per i terminali; le "condizioni di massima sicurezza" suppongono una riduzione del 10% in entrambi i fattori di carico. Sul lato dell'offerta le ipotesi di potenziamento includono solo i progetti che hanno maggiore certezza di entrare in esercizio nei prossimi anni: oltre al terminale di Rovigo, i terminali di Livorno e di Gioia Tauro; i gasdotti IGI e TAP.

**Tavola 5.17 Simulazione della domanda e offerta di capacità di importazione di gas naturale al 2015**

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

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Fabbisogno</b>	86	84	85	85	78	84	90	97	105	106	106
<b>Produzione nazionale</b>	12	11	10	9	9	8	7	7	7	6	6
<b>Importazioni</b>	74	74	75	76	69	76	83	90	98	100	101
<b>Capacità minima importazione</b>											
- in condizioni normali	89	88	89	90	83	91	99	108	118	119	120
- in condizioni di massima sicurezza	99	98	99	100	92	101	110	120	131	132	134
<b>Capacità totale disponibile</b>	96	100	106	111	120	126	130	139	149	155	155
- impianti esistenti potenziati	96	100	106	111	116	118	118	118	118	118	118
- nuovi impianti di GNL	0	0	0	0	4	8	12	16	20	20	20
- nuovi gasdotti	0	0	0	0	0	0	0	5	12	18	18
<b>Surplus di capacità</b>											
- in condizioni normali	7	12	16	21	37	35	30	31	32	37	35
- in condizioni di massima sicurezza	-3	2	6	11	28	25	19	19	19	23	22

Fonte: Elaborazioni su dati Ministero dello sviluppo economico, Snam Rete Gas.

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

I principali cambiamenti sopravvenuti nel 2008, relativamente agli obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori, sono connessi all'implementazione della completa liberalizzazione dei mercati, di cui si è dato conto nell'*Annual Report* dello scorso anno, e all'implementazione della normativa per i clienti vulnerabili.

In relazione al completamento dell'apertura del mercato ai clienti domestici nel settore dell'energia elettrica (si ricorda che nel settore del gas il mercato è completamente liberalizzato dal 2003), l'attività di regolazione dell'Autorità si è concentrata nel 2008 sull'effettivo rafforzamento della capacità del cliente finale di effettuare scelte consapevoli fra le diverse offerte sul mercato e sulla riduzione delle asimmetrie informative derivanti dalla specificità e le caratteristiche dei servizi offerti.

Oltre ad affinare la regolazione esistente in materia Codici di condotta commerciali per i fornitori, trasparenza delle bollette e diritti di recesso dai precedenti contratti, l'Autorità ha profuso infatti un impegno particolare nell'attivazione di strumenti specifici rivolti al consumatore finale quali lo "*Sportello del consumatore*", un *call-centre* istituito presso l'Acquirente unico e il "*Trova-offerte*" uno strumento on-line per il confronto delle offerte commerciali. Da segnalare inoltre che nel 2008 sono entrati in vigore gli standard di qualità per i *call - centre* delle aziende di fornitura di energia elettrica e il gas e le nuove regole per la trasparenza tariffaria che implementano anche le norme contenute nell'Allegato A della direttiva 54/CE/03

Relativamente ai clienti vulnerabili il decreto legge 29 novembre 2008, il cosiddetto decreto anti-crisi (*Misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e imprese per ridisegnare in funzione anticrisi il quadro strategico nazionale*), convertito in legge con la legge 28 gennaio 2009, n. 2. ha affidato all'Autorità per l'energie elettrica e il gas specifici compiti in materia di monitoraggio sul mercato interno, sull'andamento dei prezzi finali di fornitura dell'energia elettrica e il gas ed estende anche al settore del gas naturale la tariffa agevolata per i clienti disagiati e vulnerabili sotto il profilo economico. La stessa normativa ha ampliato la base dei soggetti beneficiari delle agevolazioni, includendo persone che per motivi di salute dipendano da apparecchiature terapeutiche alimentate ad energia elettrica necessarie per il loro mantenimento in vita, oltre che ai nuclei familiari con almeno 4 figli a carico e un Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) non superiore a 20.000 euro. La riduzione indicativa prevista della tariffa per tali soggetti dovrebbe indicativamente rappresentare il 20% circa della spesa complessiva, al netto delle imposte, dell'utente tipo per il settore elettrico e il 15% per il settore del gas.

Nel 2008 l'Autorità ha proceduto a varare la normativa per i clienti vulnerabili del settore elettrico e avviato i lavori anche per quelli del settore del gas naturale.

### Fornitura al mercato finale elettrico

La legge 125/07 ha dato attuazione ad alcune disposizioni delle Direttive 55 e 54 del 2003 impone la separazione legale fra gli esercenti delle attività di vendita di energia elettrica e distribuzione con oltre 100.000 clienti (12 su un totale di 131) . Nel corso de 2008 sono state



pubblicate le Linee guida per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di *unbundling* (delibera 23 settembre 2008, ARG/com 132/08).

Non è prevista alcuna autorizzazione per l'esercizio dell'attività di vendita, ma per permettere ai consumatori di conoscere meglio gli operatori sul mercato, l'Autorità ha istituito dal giugno 2007 la pubblicazione sul proprio sito di elenco volontario delle società di vendita che soddisfano alcuni requisiti di affidabilità.

La legge 125/07, nel prevedere la completa liberalizzazione istituisce il servizio di "maggior tutela" (i.e. clienti domestici e piccole imprese BT) che beneficia di condizioni di fornitura (qualità e prezzo equi) tutelate e definite dall'Autorità e quello di "salvaguardia" (i.e. clienti non domestici in BT di medie dimensioni e MT che non scelgono un fornitore sul mercato libero) garantito da un fornitore di ultima istanza individuato dal Ministero per lo sviluppo economico con procedure concorsuali.

Nel secondo semestre 2007, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità gli esercenti del servizio di "maggior tutela" erano circa 140 e quelli del mercato libero oltre 200.

Nel corso del 2008, primo anno di attuazione del servizio di salvaguardia definito secondo le modalità messe a punto dall'Autorità nel 2007 (vedi Relazione 2008), sono state segnalate alcune anomalie che hanno richiesto una ri-definizione della normativa e delle procedure. Queste hanno permesso l'individuazione di 3 esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza in 12 aree:

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

### **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 2008 le società di vendita autorizzate erano 393 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 poco più di 300 i venditori autorizzati e operativi nel 2008 come risulta dall'Indagine annuale condotta dall'Autorità.

Con delibera 5 agosto 2008, ARG/gas114/08, l'Autorità ha modificato le procedure 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 m<sup>3</sup> precedente mente definite con la delibera 18 gennaio 2007, n. 10/07. L'Autorità, con delibera 22 settembre 2008, ARG/gas 127/08, ha approvato la graduatoria risultante dall'attuazione della nuova

procedura per l'anno 2008-2009 che ha permesso di individuare 7 fornitori di ultima istanza per le 5 macro-aree in cui era stato diviso il paese.

**Tavola 6.1 Graduatoria delle offerte: fornitori ultima istanza**

MACROAREA	N.	OPERATORE	QUANTITÀ (m <sup>3</sup> )
AREA 1: Nord piemontese (E1), Sud piemontese e Liguria (E2)	1	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000
AREA 2: Lombardo orientale (C), Lombardo occidentale (D)	1	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000
AREA 3: Friuli-Venezia Giulia (A), Trentino Alto Adige e Veneto (B), Basso Veneto (G)	1	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000
AREA 4: Emilia e Liguria (F), Romagna (I), Toscana e Lazio (H), Umbria e Marche (L)	1	Enel Energia	30.000.000
	2	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000
Area 5: 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, già in vigore al dicembre 2007 (si veda l'*Annual Report 2008*), è in larga misura disegnato sulla base degli obblighi che la legge istitutiva dell'Autorità (legge 481/95) che per molti aspetti va oltre ai requisiti posti dalle Direttive europee del 2003. In sintesi, rinviando per dettagli all'*Annual Report 2008* e precedenti, questo comprende:

- le **regole di trasparenza dei documenti di fatturazione** (contratto e fornitura, fatturazione, consumi, dettaglio addebiti, pagamenti);
- 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);
- i **Codici di condotta commerciale** per la vendita ai clienti 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) che prevede anche 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**;
- gli standard di **qualità commerciale del servizio, di sicurezza e continuità** di fornitura, uniformi sul territorio nazionale vincolanti per i distributori che prevedono anche sistemi di **indennizzo automatico** in bolletta nel caso di il mancato rispetto.

Da segnare che, dopo anni di costante aumento fra il 2007 e il 2008, il numero di indennizzi automatici ai clienti finali per il mancato rispetto degli standard commerciali si è quasi dimezzato in ambedue i settori: da 70.7102 a 32.509 nel settore dell'energia elettrica e da 43.886 a 19.954 nel settore del gas naturale.

In tema di tutela dei consumatori e obblighi di servizio pubblico nel corso del 2008 sono:

- entrati in vigore, per i venditori con più di 100.000 clienti, gli standard di qualità obbligatori per i *call center* telefonici dei venditori di energia elettrica e gas (delibera 20 giugno 2007, n. 137);
- entrate in vigore, a partire dal 1 ottobre 2008 le nuove norme per la trasparenza delle bollette di fatturazione definite dalla Direttiva sulla trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità del 2006 (vedi Relazione 2007 e 2008). Queste, oltre a migliorarne la leggibilità, la comprensibilità, la chiarezza e la completezza delle informazioni prevedono anche che siano contenute alcune informazioni aggiuntive per agevolare il cliente nel rapporto con il fornitore (ad esempio come inoltrare un reclamo, le procedure in caso di mancato o tardivo pagamento della bolletta), nonché uno “spazio” per le comunicazioni dell’Autorità ai clienti e per le informazioni sulla tipologia di consumo (consumi medi giornalieri, annuali, se possibile ripartiti in fasce orarie). In prospettiva sarà obbligatoria anche la pubblicazione delle informazioni sul mix di fonti per la produzione di elettricità e la tipologia degli impianti previste dall’Allegato A della Direttiva 54/CE/03 (delibera 29 maggio 2008, ARG/elt 70/08) e già recepita dalla legge 125/05.;
- state modificate le schede di riepilogo dei corrispettivi del prezzo dell’energia, allegate ai Codici di condotta commerciale, per agevolare il confronto delle offerte economiche e rendere più trasparente la scelta fra diversi fornitori (delibera 18 marzo 2008, ARG/com 34/08);
- semplificate le regole di recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e gas definite nel 2007 (delibera 20 giugno 2008, ARG/com 79/08);
- definite specifiche disposizioni per la disciplina della gestione dei casi di morosità da parte del cliente finale nei confronti del venditore (delibera 18 dicembre 2008, ARG/elt 186/08).

L’informativa ai clienti è stata inoltre rafforzata attraverso la promozione di un servizio di informazione sulla liberalizzazione dei mercati elettrico e del gas con l’avvio del progetto **Sportello per il consumatore**, a mezzo del quale, nell’ottica di un impiego sempre più efficiente delle risorse e ispirandosi a criteri di economicità, l’Autorità ha riunito in un’unica struttura l’attività del *call center* presso l’Acquirente Unico (vedi Relazione 2008) e quella di gestione dei reclami tramite la Cassa conguaglio per il settore elettrico (delibera 14 maggio 2008, GOP 28/08). Lo Sportello per il consumatore fornisce un servizio informativo dedicato ai clienti finali sulla liberalizzazione, sulla regolazione introdotta dall’Autorità, nonché sull’eventuale reclamo o segnalazione inviato dal singolo cliente finale e sui diritti dei consumatori

Infine, il 2008 ha visto l’avvio del **Trova-offerte**, un servizio interattivo on-line che offre ai clienti finali uno strumento informativo per meglio orientarsi tra le caratteristiche delle diverse offerte e cogliere i vantaggi che possono essere ottenuti con la stipulazione di un nuovo contratto. Esso consiste nella pubblicazione sul sito Internet dell’Autorità di un sistema interattivo di ricerca delle offerte commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica, e nel futuro anche di quelle di gas, che consenta ai clienti finali di conoscere e valutare le caratteristiche delle offerte commerciali relative a tali servizi: uno strumento in

grado di favorire la trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte dei clienti, coerentemente alle funzioni istituzionali dell'Autorità.

### **Trattamento dei consumatori vulnerabili**

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 per l'introduzione di meccanismi di tutela per i clienti domestici che versino in situazioni di disagio. In particolare per l'energia elettrica, il decreto sopra citato, che ha demandato all'Autorità il compito di definire le modalità applicative del meccanismo di tutela stesso, ha:

- introdotto, a far data dall'1 gennaio 2008, meccanismi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti vulnerabili;
- identificato nel disagio economico e nelle gravi condizioni di salute, le situazioni che presentano caratteristiche di particolare vulnerabilità per i clienti domestici;
- individuato nell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE), lo strumento per la selezione dei potenziali beneficiari e definito una soglia di accesso unica a livello nazionale;
- previsto 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;
- disposto che l'entità della compensazione sia definita dall'Autorità, in modo da coprire indicativamente il 20% della spesa dell'utente tipo, al netto delle imposte;
- disposto che l'onere derivante dall'introduzione di tali misure sia ripagato dal complesso dei clienti (domestici e non) del mercato dell'energia elettrica.

Tali disposizioni sono state successivamente integrate dal decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, che ha esteso il meccanismo di compensazione al settore gas e previsto una differenziazione della soglia di accesso per i nuclei familiari con più di tre figli a carico. Il sistema di agevolazioni per i clienti vulnerabili definito dal quadro normativo prevede quindi che posano accedervi i:

- clienti domestici appartenenti a un nucleo familiare con indicatore ISEE non superiore a 7.500 €, per la generalità dei casi;
- clienti domestici appartenenti a un nucleo familiare con più di 3 figli a carico e ISEE non superiore a 20.000 €;
- clienti domestici presso i quali viva un malato grave che debba usare macchine elettromedicali per il mantenimento in vita. in questo caso senza limitazioni di residenza o potenza impegnata.

Con la delibera del 6 agosto 2008, ARG/elt 117, l'Autorità ha individuato i beneficiari della compensazione stabilendo che possono accedere al bonus tutti i clienti domestici intestatari di un contratto di fornitura elettrica, per la sola abitazione di residenza, con potenza impegnata fino a 3 kW in caso di numero di familiari con la stessa residenza non superiore a 4 componenti, fino a 4,5 kW in caso di numero di familiari con la stessa residenza superiore a 4 componenti. Inoltre, con il medesimo provvedimento l'Autorità ha

altresì stabilito che l'entità della compensazione per la spesa elettrica relativa alla condizione di disagio economico sia differenziata in base alla numerosità della famiglia anagrafica del nucleo familiare del richiedente. Per gli anni 2008 e 2009, l'Autorità ha fissato gli importi riportati

#### Tavola. 6.2 Ammontare della compensazione per i clienti in stato di disagio economico

€/anno per punto di prelievo

DESCRIZIONE	2008	2009
Nessuna agevolazione	0 €	0 €
Numerosità familiare 1-2 componenti	60 €	58 €
Numerosità familiare 3-4 componenti	78 €	75 €
Numerosità familiare oltre 4 componenti	135 €	130 €

La delibera ARG/elt 117/08 ha stabilito inoltre che:

- la compensazione per la spesa elettrica sia erogata dalle imprese di distribuzione tramite l'applicazione di una componente tariffaria compensativa espressa in euro per punto di prelievo per anno, applicata pro quota giorno;
- gli importi riconosciuti ed erogati dall'impresa distributrice siano trasferiti dal venditore al cliente finale domestico beneficiario dalla compensazione;
- ai fini dell'accesso alla compensazione relativa alla spesa elettrica, il cliente finale domestico presenti apposita richiesta presso il proprio Comune di residenza, fornendo le informazioni e le certificazioni necessarie, secondo una apposita modulistica predisposta in coerenza con le esigenze del sistema informatico utilizzato per la gestione delle agevolazioni sulle tariffe elettriche (SGATE). In alternativa, la richiesta può essere avanzata da un organismo istituzionale appositamente individuato. Il Comune trasferisce all'impresa distributrice territorialmente competente, anche per via informatica tramite il sistema SGATE, gli elementi informativi a sua disposizione necessari per la gestione della compensazione.

Il meccanismo di compensazione previsto dalla delibera ARG/elt 117/08 è pienamente operativo dal gennaio 2009 ma il godimento del bonus è stato assicurato retroattivamente a far data dal 1° gennaio 2008. Gli oneri connessi con l'erogazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica, sono inclusi tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico.

Per il settore del gas il decreto n. 185/08:

- individua i criteri generali per la definizione della misura compensativa per la spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale a favore dei clienti in condizioni di disagio economico;
- prevede l'utilizzo dell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE), quale strumento di selezione per l'accesso, stabilendo il diritto a godere della misura compensativa sia per i nuclei familiari il cui livello di ISEE non sia superiore a 7.500 € sia per i nuclei familiari con almeno 4 figli a carico e un livello di ISEE non superiore a 20.000 €;

- dispone che la compensazione sia commisurata al numero di componenti della famiglia anagrafica e sia tale da garantire indicativamente una riduzione pari al 15% della spesa al netto delle imposte sostenuta dall'utente tipo per la fornitura di gas naturale;
- stabilisce che la compensazione della spesa deve tenere conto della necessità di tutelare i clienti che utilizzano impianti condominiali e deve essere riconosciuta in forma differenziata per zone climatiche;
- assegna ai Comuni il ruolo di ente collettore delle richieste di ammissione alla compensazione;
- prevede, relativamente all'anno 2009, uno stanziamento di 96,5 milioni di euro con l'esclusione di 47 milioni di euro destinati al processo di armonizzazione delle aliquote di accisa; per gli anni successivi la quantificazione del Fondo è specificata annualmente tramite la legge finanziaria;
- dispone che, nel caso in cui gli oneri eccedano le risorse di cui al punto precedente, l'Autorità istituisca un'apposita componente tariffaria a carico dei titolari di utenze non domestiche volta ad alimentare un conto gestito dalla Cassa conguaglio del settore elettrico.

Nel corso del 2008 l'Autorità ha avviato i lavori preparatori per la definizione di un sistema di agevolazione per i clienti vulnerabili del settore del gas naturale che sostituisce quello precedentemente in vigore (vedi Relazione dello scorso anno). In particolare nell'ambito della riforma delle tariffe di distribuzione del gas per il nuovo periodo di regolazione avviatosi con l'1 gennaio 2009, ha abrogato i precedenti meccanismi di tutela sociale e, sempre con la delibera ARG/elt 117/08, ha previsto l'istituzione, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, della componente  $G_S$  a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati. Questa componente è stata transitoriamente fissata pari a zero per tutti i clienti.

### 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. Fra il 2007 e il 2008 nel settore elettrico queste sono aumentate da 946.624 a 1.159.628 (clienti alimentati in bassa tensione), mentre nel settore del gas naturale sono diminuite da 66.715 a 64.681 (clienti finali

alimentati in bassa pressione)<sup>19</sup>. Il numero di richieste di riattivazione in seguito a sospensioni per morosità nel settore elettrico è cresciuto negli ultimi anni (erano 310.540 nel 2004) anche in seguito all'introduzione di contatori tele-gestiti 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

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.

Per il settore elettrico già nel dicembre 2007, l'Autorità aveva definito le tariffe per la trasmissione, distribuzione e misura per il terzo periodo di regolazione, 2008-2011. Per il gas naturale nel corso del 2008 l'Autorità ha definito i criteri di regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione quadriennale per il servizio di distribuzione (2009 - 2012 e per i servizi di rigassificazione (2008-2011). I coefficienti in vigore nel 2008 sono riportati nella Tavola 6.3.

**Tavola 6.3 Coefficienti di recupero della produttività in vigore al dicembre 2008**

SETTORE ELETTRICO		SETTORE GAS NATURALE	
Trasmissione (2008-2011)	2,3%	Trasmissione (2005-2009)	2% ( <i>capacity</i> ) 3,5% ( <i>commodity</i> )
Distribuzione (2008-2011)	1,9%	Distribuzione (2004-2008) <sup>(A)</sup>	4,6% anno termico 2007-2008
Misura (2008-2011)	5,0%	Rigassificazione GNL <sup>(B)</sup> (2008-2012)	1,5% anno termico 2007-2008 0,5% per terminali esistenti 0% per nuovi terminali
		Stoccaggio (2006-2010)	1,5% ( <i>capacity</i> ) 2,0% ( <i>commodity</i> )

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

(B) Per il GNL nel 2008 è stato avviato il III° periodo di regolazione e a differenza del secondo periodo di regolazione, in cui il recupero di produttività era applicato sia ai costi operativi che agli ammortamenti, il meccanismo del *price-cap*, dal 1 ottobre 2008 al 30 sett. 2012, si applica esclusivamente alla quota parte destinata a remunerare i costi operativi.

<sup>19</sup> Nel settore del gas naturale il numero dei clienti "domestici" è circa la metà di quello del settore elettrico (30 milioni) ma il significativo divario nel numero di distacco è spiegato primariamente da motivi tecnici e di sicurezza che inducono l'esercente al distacco della fornitura solo in casi estremi.

## Regolazione dei prezzi finali

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”. Come per il secondo semestre del 2007 (vedi Relazione scorso anno) nel 2008 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.

Nel 2008, a quasi un anno e mezzo dalla completa liberalizzazione del settore elettrico, la quasi totalità dei clienti domestici (96% in termini di volumi consumati e 97% in termini numerici) ha continuato a rifornirsi secondo le condizioni economiche di riferimento stabilite dall’Autorità, anche se alcuni primi segnali di dinamismo iniziano a toccare anche il segmento dei consumi familiari (nel 2007 il numero di clienti domestici sul mercato tutelato raggiungeva il 99,7).

Nel settore del gas naturale oltre il 95% dei clienti domestici ha continuato ad approvvigionarsi sul mercato tutelato tramite condizioni economiche di fornitura stabilite dall’Autorità (91% circa in termini di volumi consumati); la quota di clienti tutelati è lievemente diminuita rispetto al 2007 (92,0%). Per contro il quadro del settore non domestico continua come nel 2007 a mostrare segnali di relativo dinamismo soprattutto nel segmento delle piccole attività commerciali e dei servizi che hanno continuato decisamente a spostarsi sul mercato libero (circa il 10% in termini di volumi consumati fra il 2007 e il 2008). La quota delle grandi imprese industriali che si approvvigionano ancora sul mercato tutelato, incluse quelle di generazione elettrica continuano a diminuire e rappresentano una quota marginale dei volumi di gas consumati (rispettivamente il 3,5% e lo 0,01% nel 2008).

In sintesi in ambedue i mercati si avvertono segni di dinamismo anche significativi e molto chiaramente non si registrano, per nessuna delle categorie, segnali di inversione dal mercato libero a quello tutelato: la regolazione dei prezzi finali nel nostro paese, concepita con chiare finalità di tutela dei consumatori nella transizione verso il mercato libero mostra di non avere effetti distorsivi sul mercato.



**Tavola 6.4 Condizioni economiche di riferimento al 31 dicembre 2008**

	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 <sup>(A)</sup>	S	N	N	N <sup>(B)</sup>	S <sup>(B)</sup>
% clienti a condizioni economiche di riferimento (clienti)	73,0		96,9	11,4	50,9	61,0	95,5
% clienti a condizioni economiche di riferimento (volumi)	19,2		96,1	0,01	3,5	33,7	90,9
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	140 <sup>(C)</sup>			393 <sup>(D)</sup>			

(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 possono 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, Indagine annuale AEEG, dati provvisori, maggio 2009.

(D) Dato MSE relativo alle autorizzazioni alla vendita concesse all'11 settembre 2008, ove come è noto comprende società che pur autorizzate restano inattive; i venditori attivi, secondo i dati provvisori dell'Indagine annuale AEEG, maggio 2009 erano circa 300.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.