



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 2010

INDICE

1	Prefazione.....	3
2	Sommario/Principali sviluppi nei mercati dell'energia elettrica e del gas nel 2009.....	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.....	18
3.1.3	Regolamentazione dell' <i>unbundling</i>	24
3.2	Concorrenza	25
3.2.1	Descrizione del mercato all'ingrosso	25
3.2.2	Descrizione del mercato finale	40
3.2.3	Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante	44
4	Regolamentazione e performance del mercato del gas naturale	45
4.1	Regolamentazione.....	45
4.1.1	Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni.....	45
4.1.2	Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione.....	48
4.1.3	Regolamentazione dell' <i>unbundling</i>	59
4.2	Concorrenza	59
4.2.1	Descrizione del mercato all'ingrosso	59
4.2.2	Descrizione del mercato finale	64
4.2.3	Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante	74
5	Sicurezza degli approvvigionamenti	77
5.1	Elettricità	77
5.2	Gas	84
6	Obblighi relativi al servizio pubblico e tutela dei consumatori	92

1 PRAFAZIONE

Con la presente relazione l'Autorità per l'energia elettrica e il gas fornisce alla Commissione europea 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 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/PRINCIPALI SVILUPPI NEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NEL 2009

Sviluppi nel mercato elettrico

Nel corso del 2009 la domanda di energia elettrica ha subito una forte riduzione rispetto ai valori registrati nel 2008, in concomitanza con il rallentamento dell'economia italiana. In particolare, la richiesta di energia elettrica è risultata pari a 320,3 TWh, in flessione del 5,7% rispetto all'anno precedente.

Il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato il suo massimo nel mese di luglio, quando ha raggiunto 51,9 GW.

La produzione nazionale netta ha fatto registrare una diminuzione dell'8,5%, mentre le importazioni nette dall'estero sono risultate in crescita del 12,3% circa rispetto all'anno precedente.

In termini di energia elettrica netta generata, la quota di mercato del gruppo Enel risulta essersi ridotta dal 31,4% del 2008 al 29,8% del 2009. Tra i quattro principali concorrenti, Edison (11,1%), Edipower (6,7%) ed E.On (6,4%) riportano una riduzione delle proprie quote di mercato, a vantaggio di altri operatori di medie dimensioni o dei produttori di dimensione inferiore, mentre Eni (9,7%) risulta aver incrementato la propria quota di circa un punto percentuale.

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 2009 assume un valore pari a 1.240 rispetto al valore di 1.351 del 2008.

La massima capacità di generazione netta installata al 31 dicembre 2009 risulta pari a 101.447 MW, mentre la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) risulta pari a 86.914 MW.

Con riferimento alla capacità netta installata, gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono cinque: Enel (39,8%), Edipower (8,0%), Edison (7,7%), Eni (6,2%) ed E.On (5,3%). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori è del 55,6%. L'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) relativo alla capacità netta installata evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato rispetto al 2008; infatti, il valore relativo al 2009 è pari a 1.819 mentre era uguale a 1.921 nell'anno precedente.

Anche per quanto riguarda la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore), gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono cinque: Enel (42,6%), Edison (8,7%), Edipower (8,3%), Eni (6,7%) ed E.On (5,8%). Sulla base di questi dati, la percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori risulta pari al 59,6%. L'indice HHI relativo alla capacità netta disponibile con riferimento al 2009 è pari a 2.089, in calo rispetto al valore del 2008 (2.242).

La negoziazione dell'energia elettrica, finalizzata alla programmazione delle unità di produzione e di consumo, può essere svolta mediante la conclusione di contratti di compravendita a pronti o a termine.

Il Mercato regolamentato a pronti (MPE), gestito dal Gestore dei mercati energetici (GME), è composto dal Mercato del giorno prima (MGP), che ha per oggetto la contrattazione di

energia tramite offerta di vendita e di acquisto per il giorno successivo, e dal Mercato infragiornaliero (MI), che consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto e le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni sul MGP. Il MI è stato istituito con legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è divenuto operativo nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). La stessa legge ha riformato anche il Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), in cui Terna (TSO) si approvvigiona delle risorse necessarie all'esercizio dell'attività di trasmissione e dispacciamento e alla garanzia di sicurezza del sistema elettrico.

La domanda di energia elettrica sul MGP nel 2009 è stata pari a 313,4 TWh, in calo del 6,7% rispetto al 2008 con un prezzo medio di acquisto pari a 63,72 €/MWh, in flessione di 23,27 €/MWh (-26,8%) rispetto all'anno precedente.

Nel Mercato di aggiustamento, fino al 31 ottobre 2009, e nel Mercato infragiornaliero, negli ultimi due mesi dello stesso anno, sono stati scambiati complessivamente 11,9 TWh, con un aumento del 2,7% rispetto all'anno precedente. Il prezzo medio ponderato per gli acquisti è stato pari a 66,44 €/MWh sul MA e pari rispettivamente a 54,66 €/MWh e 55,69 €/MWh nelle due sessioni (MI1 e MI2) del MI.

I volumi negoziati sul MSD nel 2009 hanno raggiunto i 45,44 TWh, in aumento del 4% rispetto al 2008.

Nonostante la crisi economica generale, il numero di operatori iscritti alla borsa elettrica è cresciuto anche nel 2009 raggiungendo il nuovo massimo di 161 società.

Le vendite finali di energia elettrica nel 2009, in base ai dati pubblicati da Terna, sono ammontate a circa 282 TWh, mentre i consumi complessivi (inclusi gli autoconsumi) sono ammontati a circa 300 TWh.

Nel 2009 le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 84 TWh per oltre 31 milioni di punti di prelievo, in riduzione del 6% rispetto al 2008. Il 68% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 57 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'84% del mercato totale della maggior tutela (oltre 26 milioni).

Nel 2009 il servizio di salvaguardia ha interessato circa 130 mila punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno prelevato elettricità per circa 7,2 TWh. Il 5,7% delle vendite riguarda l'illuminazione pubblica mentre la quota restante è relativa agli altri utilizzi industriali/commerciali, con prevalenza di connessioni in media tensione (65% del totale delle vendite).

Le vendite del mercato libero nel 2009, sottraendo ai dati di Terna le vendite relative al servizio di salvaguardia, si sono attestate sui 191 TWh, in diminuzione del 2,4% rispetto al 2008.

Nel mercato *retail* complessivo i gruppi societari che nel 2009 hanno raggiunto una quota di mercato superiore al 5% sono 2: Enel (45,9%) ed Edison (8,0%).

Complessivamente i distributori elettrici italiani risultano essere 135, per un volume totale distribuito pari a 279 TWh. Enel Distribuzione è il primo distributore del paese, con l'86,2% dei volumi distribuiti, seguito da A2A Reti Elettriche (4,1%) e da Acea Distribuzione (3,6%). Gli altri distributori detengono quote marginali. I distributori soggetti all'obbligo di separazione societaria previsto dalla normativa europea sono 11 mentre 22 sono gli operatori collegati societariamente ad almeno un grossista o a un

venditore nel mercato retail, 19 sono i distributori che non svolgono alcuna attività di vendita.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2010 ha subito, complessivamente, un aumento rispetto all'anno 2009 pari al 3,0% passando da 2,188 c€/kWh a 2,253 c€/kWh.

Per quanto riguarda la qualità del servizio elettrico, nel 2009 la durata complessiva delle interruzioni per cliente è stata pari a 78 minuti (88 minuti nel 2008) mentre il numero di interruzioni lunghe senza preavviso per cliente si è attestato a 2,4 come nel 2008.

Nel periodo compreso tra il 1° aprile 2009 e il 31 marzo 2010, a fronte di un totale di 16.791 comunicazioni inoltrate all'Autorità, 11.143 (67% 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 55%.

Nel corso del 2009 e nei primi mesi del 2010, l'Autorità ha assunto numerosi provvedimenti in tema di energia rinnovabile, in particolare inerenti la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6 (relative all'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili o da fonti a queste assimilate che godono di un particolare regime incentivante sulla base della legge n. 9 del 9 gennaio 1991) e la definizione del prezzo di riferimento dei certificati verdi, provvedendo inoltre a una revisione del *Testo unico ricognitivo della produzione elettrica* e della disciplina dello scambio sul posto. Specifici provvedimenti hanno poi riguardato la disciplina del dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

Lo strumento dei *Virtual Power Plant* (VPP), definito nella Direttiva 2009/72/CE come una misura atta a "promuovere una concorrenza effettiva e garantire un buon funzionamento del mercato", è stato adottato con riferimento alla zona Sardegna con la deliberazione ARG/elt 115/09 che l'Autorità ha assunto nel rispetto degli indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico di cui all'articolo 30, comma 9, della Legge n. 99/09. In particolare, l'Autorità ha imposto a Enel e E.On, i due principali produttori in Sardegna, di mettere a disposizione di controparti selezionate attraverso procedure concorsuali una potenza tale da poter soddisfare almeno il 25% del fabbisogno nell'isola; nel dettaglio, il provvedimento ha riguardato 225 MW per Enel e 150 MW per il gruppo tedesco.

Al tempo stesso l'Autorità, con la delibera 29 aprile 2009, ARG/elt 52/09, ha introdotto la nuova disciplina degli impianti essenziali (ovvero gli impianti nella disponibilità di un medesimo produttore e in assenza dei quali Terna non riesce a garantire il soddisfacimento della domanda in sicurezza). Tale disciplina, i cui effetti dovrebbero manifestarsi già a partire dall'anno in corso, consente di risolvere gran parte delle criticità derivanti dall'elevata concentrazione dell'offerta nel MSD.

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 nell'anno precedente nel 2009

il numero di grossisti¹ è cresciuto, salendo a 93 unità contro le 79 dell'anno precedente. Dalla completa apertura del mercato del gas, avvenuta nel 2003, il numero di soggetti che vendono gas all'ingrosso è più che raddoppiato. Nell'insieme i grossisti hanno venduto 110,9 G(m³), di cui 43,5 al mercato finale e 67,4 ad altri intermediari del mercato all'ingrosso. Rispetto al 2008 il volume complessivamente trattato è rimasto sostanzialmente invariato, ma al suo interno sono aumentate dello 0,7% le vendite al mercato all'ingrosso, mentre sono diminuite dell'1,0% le vendite effettuate da questi operatori direttamente a clienti finali. La riduzione dei volumi venduti sul mercato finale e l'incremento di quelli ceduti sul mercato all'ingrosso dagli stessi grossisti sono un fenomeno che si va manifestando da qualche anno. Anche gli ultimi dati confermano quindi essere in atto un processo di specializzazione nella vendita e ciò appare significativo in un anno di crisi economica come il 2009, caratterizzato da un mercato che complessivamente non è cresciuto e una platea più ampia di soggetti che vi hanno operato. Gli operatori di media dimensione, cioè quelli con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³), sono gli unici che risultano aver venduto più gas rispetto al 2008 (+20%). Al contempo i volumi di gas complessivamente venduti da Eni sono diminuiti del 25% e le vendite dei piccoli operatori sono calate dell'8%.

Nel 2009 sono 37 le società (erano 33 nel 2008) il cui venduto ha raggiunto almeno 300 M(m³) nel mercato all'ingrosso. Insieme tali operatori coprono il 96,1% delle vendite complessivamente effettuate su tale mercato che si mantiene ancora concentrato, seppure in miglioramento: la quota delle prime 3 società Eni, Enel Trade ed Edison, è infatti scesa al 39,6% (l'anno precedente era del 50,2%); quella delle prime 5, che include anche Plurigas e Gaz de France, si è abbassata al 50,6%, mentre nel 2008 era pari al 59%.

Le imprese grossiste si procurano il gas per il 54% attraverso le importazioni. 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 6% è direttamente prodotto e il 15% viene acquisito al Punto di scambio virtuale (PSV). Quest'ultimo sta accrescendo la propria importanza: nel 2008, infatti, la quota del PSV era del 10%. 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; l'incidenza degli acquisti al PSV è massima nel caso dei grossisti di piccolissima dimensione, dove raggiunge il 35%.

La quota delle importazioni di gas riconducibili al gruppo Eni (47,9%) è rimasta preponderante anche nel 2009, nonostante gli effetti della crisi economica, l'entrata in esercizio del nuovo terminale di Rovigo e i potenziamenti realizzati sui gasdotti internazionali. Infatti, se si considerano anche le vendite a qualunque titolo effettuate oltre frontiera, la quota di gas approvvigionato dal gruppo Eni sale al 64,2%.

Per quello che riguarda gli acquisti sul territorio nazionale nel 2009 la quota di gas fornita direttamente dai due operatori principali è scesa rispettivamente al 19,7% (nel 2008 era del 35%) nel caso di Eni e al 7,4% (nel 2008 era dell'8,5%) nel caso di Enel. La stessa quota, è, invece, aumentata, passando dal 5,8% al 7,5% nel caso del gruppo Edison e dal 50,5% al 65,4% nel caso di altri operatori che hanno ceduto 48 dei 73,5 G(m³) complessivamente offerti sul territorio nazionale, testimoniando la presenza di un mercato all'ingrosso

¹ Come negli *Annual Report* degli scorsi anni, sono stati classificati come "grossisti" gli operatori che hanno ceduto meno del 95% delle proprie vendite a clienti finali; essi comprendono inoltre tutte le società che producono gas naturale e lo offrono ad altri rivenditori.

particolarmente vivace. Una parte del gas che i grossisti hanno acquistato da Eni è riconducibile alla *gas release*, la cessione di gas al PSV, che Eni effettua in esito all'istruttoria dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato dell'aprile 2006. Nonostante quel provvedimento prevedesse quantitativi di cessione pari a 2 G(m³)/anno, nel 2009 l'effettivo ammontare di gas ceduto è stato di appena 1 G(m³). Considerando i volumi che ciascun gruppo acquista da Eni (tanto sul territorio nazionale, quanto oltre frontiera), si osserva come all'*incumbent* siano ancora riconducibili ampie quote del gas nella disponibilità di ciascun gruppo, sebbene esse siano significativamente diminuite rispetto all'anno precedente. Per Enel tale porzione è scesa al 6,5% (nel 2008 era 14,9%), per Edison al 20% (nel 2008 era al 38,6%), mentre per gli altri gruppi essa varia tra il 12% e il 21% del gas disponibile (nel 2008 oscillava tra il 13 e il 35%).

Sul fronte degli acquisti, la novità del 2009 è l'avvio della Borsa del gas che è avvenuto con un decreto ministeriale nel mese di maggio con l'attivazione della piattaforma gas (P-GAS) presso il Gestore dei Mercati Energetici (GME). In questa prima fase il GME ha un ruolo di *broker* tra operatori venditori e operatori acquirenti. Nella seconda fase, che sarà avviata all'inizio del prossimo anno termico, assumerà il ruolo di controparte centrale.

Per quanto riguarda i consumi il 2009 è stato un anno negativo per il settore del gas naturale: il Ministero dello sviluppo economico ha stimato infatti che il consumo interno lordo - comprensivo cioè delle perdite, pari a circa 1,4 G(m³) - è stato pari a 78,05 G(m³), valore che si confronta con gli 84,9 G(m³) del 2008. In base ai primi e provvisori risultati dell'Indagine annuale sull'evoluzione dei settori regolati svolta dall'Autorità, nel 2009 sono stati venduti al mercato finale 66,55 G(m³); se a tali quantitativi si aggiungono i 12,49 G(m³) di autoconsumi, cioè il gas impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli operatori, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 79,04 G(m³), valore superiore, ma non molto dissimile dai 78,05 G(m³) indicati dal Ministero dello sviluppo economico.

Il livello di concentrazione complessiva del mercato finale totale (comprendente, cioè gli autoconsumi) è diminuito rispetto allo scorso anno: la quota dei primi tre gruppi è infatti scesa al 57,5% dal 62,7% del 2008. Come è accaduto nello scorso anno, inoltre, la composizione delle quote vede ancora una discesa di Eni (quest'anno al 32,5% contro il 37,1% del 2008) a favore di Edison (quest'anno al 12,4% contro il 10,4% dello scorso anno); è diminuita invece la quota di Enel (quest'anno al 12,5% contro il 15,2% del 2008). Come lo scorso anno il numero dei gruppi societari con una quota superiore al 5% del mercato è risultato pari a 4: ai primi tre già citati si aggiunge il gruppo A2A, nato nel 2008 dalla fusione di due grandi imprese (Aem Milano e ASM Brescia). Escludendo gli autoconsumi dal mercato finale i gruppi che risultano possedere più del 5% delle vendite divengono 5, nell'ordine: Eni, Enel, Edison, E.On ed Energie Investimenti.

Il mercato finale della vendita di gas naturale comprendeva nel 2009 quasi 21 milioni di clienti, il 93% dei quali erano domestici, il 6% appartenenti al settore del commercio e servizi, l'1% al comparto industriale e meno dell'1% alla generazione termoelettrica (in termini di volumi, naturalmente, le proporzioni tendono a invertirsi). Via via che ci si sposta dal settore domestico ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso, aumenta la quota di volumi acquistati sul mercato libero: essa è infatti pari al 10,4% nel domestico, al 63,6% nel commercio e servizi, al 97% nell'industria e al 63% nel termoelettrico (valore che risente degli autoconsumi). La

porzione di consumi soddisfatti sul mercato libero appare peraltro cresciuta in tutti i settori a eccezione di quello del commercio e servizi.

La percentuale di clienti che nel 2009 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari al 2%, ovvero al 33,6% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio. I clienti domestici mostrano una maggiore prudenza a spostarsi sul mercato libero: la percentuale che nel 2009 ha scelto un nuovo fornitore si ferma infatti all'1,8% (corrispondente al 2,4% in termini di volumi). Una maggiore dinamicità caratterizza invece i condomini con uso domestico e gli altri usi. Le percentuali di *switch* 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 2009 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 36,58 c€/m³. Lo stesso prezzo nel 2008 era risultato pari a 39,25 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo del gas è diminuito in Italia del 6,8% beneficiando, con i consueti ritardi, del crollo che il prezzo del petrolio ha evidenziato nel corso del 2008. I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media 48,85 c€/m³, mentre 30,88 c€/m³ è risultato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero; il differenziale di prezzo sui due mercati è dunque stimabile in poco meno di 18 c€/m³. Inoltre, poiché il prezzo sul mercato libero è diminuito rispetto all'anno precedente (-14%), mentre il prezzo sul mercato tutelato è cresciuto (3,1%), il confronto con i dati relativi al 2008 mostra che la forbice di prezzo tra i due mercati si è ampliata, tornando sui livelli del 2007. L'entità della differenza di prezzo pagato sui due mercati e la diversa tendenza sperimentata nel periodo considerato sono per lo più imputabili alla dimensione media dei clienti che sul libero è più elevata. Ciò si traduce in un sistema di prezzi più flessibile, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni dei combustibili internazionali, mentre il meccanismo di tutela creato dall'Autorità (legato alla variazione di una media mobile molto lunga di un paniere di prezzi) è in grado di calmierare gli aumenti in periodi di forte crescita della materia prima ma, del pari, tende a rispondere meno rapidamente in periodi di discesa della materia prima stessa.

Nel periodo compreso tra l'1 aprile 2009 e il 31 marzo 2010 l'Autorità ha ricevuto 16.791 comunicazioni relative a reclami, istanze e segnalazioni provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori; tra queste, 5.404 riguardavano il settore gas (pari a circa il 33% del totale). L'incremento dei reclami nel settore gas è stato del 44%, ridotto rispetto all'anno precedente. Le comunicazioni inerenti il gas sono nettamente inferiori a quelle sul settore elettrico (circa la metà), sia per il minor numero di clienti coinvolti, sia per il minore grado di sviluppo del mercato. Gli argomenti più ricorrenti nei reclami riguardano la fatturazione, il mercato, i contratti e la qualità commerciale, gli allacciamenti, prezzi e distacchi.

Circa gli interventi tariffari nel settore gas, la principale novità è che nel corso del 2009 l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe sia per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale, sia per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il terzo periodo di regolazione. Inoltre, analogamente a quanto realizzato nel settore elettrico in ambito di regolazione tariffaria, sono stati attuati numerosi interventi

regolatori finalizzati a perseguire, tra gli altri, gli obiettivi di convergenza delle metodologie tariffarie e la maggiore efficienza dei soggetti regolati. In merito all'attività di stoccaggio l'Autorità ha inoltre avviato un procedimento per la definizione dei criteri tariffari per il periodo di regolazione 2010-2014 e con successivo provvedimento ha prorogato fino al 31 dicembre 2010 le proposte tariffarie già approvate per l'anno termico 2009-2010.

Relativamente alla regolamentazione delle infrastrutture, l'Autorità ha proposto alcune possibili soluzioni per adeguare la disciplina del bilanciamento e l'offerta dei servizi di stoccaggio del gas naturale alle previsioni dell'art. 3 del decreto legge n. 78/09. Le proposte sono state formulate con la principale finalità di aumentare la flessibilità disponibile per gli operatori del mercato del gas naturale, anche attraverso il miglioramento degli strumenti per lo scambio del gas naturale, che si inquadrano nel più ampio processo di revisione della regolazione, pure tramite l'introduzione di uno specifico mercato per l'approvvigionamento delle risorse per il bilanciamento. L'Autorità ha approvato i criteri di definizione e di attribuzione delle partite inerenti l'attività di bilanciamento del gas naturale che insorgono a seguito di rettifiche dei dati di misura successive alla chiusura del bilancio di trasporto. La determinazione di tali criteri costituisce un primo importante tassello nella prevista riforma dei meccanismi di bilanciamento del sistema gas. In tema di regolazione dei processi informativi e del *settlement*, è stato avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti del sistema. L'attività di ricognizione presso gli operatori sui processi di allocazione del gas naturale a livello sia delle reti di trasporto sia delle reti di distribuzione, ha fornito un quadro completo degli aspetti critici in tema di allocazione e costituisce la base per l'adozione dei conseguenti provvedimenti di riforma. L'Autorità considera il procedimento in corso uno dei più urgenti in materia di definizione delle regole del mercato gas.

Sempre riguardo alla regolamentazione delle infrastrutture, sono state approvate modifiche e integrazioni ai Codici di rete di distribuzione, trasporto, stoccaggio e rigassificazione, presentate dagli operatori. L'attività di regolazione della qualità e della sicurezza dei servizi gas ha riguardato la qualità dei servizi di distribuzione e di vendita (sicurezza, continuità e qualità commerciale); la qualità del servizio di trasporto (sicurezza, continuità e qualità commerciale); la qualità del gas; la qualità del servizio di stoccaggio; la sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas.

Obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori

Nel 2009 l'Autorità ha proseguito la propria attività nella direzione di una sempre più intensa tutela di consumatori e utenti sia del mercato elettrico sia del mercato del gas. In particolare, gli interventi di regolazione hanno contribuito sia all'effettivo rafforzamento della capacità del cliente finale di effettuare scelte informate tra le diverse offerte presenti sul mercato, sia alla progressiva armonizzazione della regolazione settoriale degli aspetti commerciali, pur nel rispetto delle differenze strutturali che caratterizzano i settori dell'energia elettrica e del gas.

In quest'ottica è stato pubblicato un documento per la consultazione teso all'adozione di un Codice di condotta commerciale della vendita integrato per i due settori del servizio, con estensione degli strumenti di confrontabilità anche al settore del gas e alle offerte di

vendita congiunte di elettricità e gas (c.d. *dual fuel*, contratti sempre più diffusi nel mercato libero). Sempre relativamente all'armonizzazione settoriale, è stata approvata la direttiva per l'armonizzazione e la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di energia elettrica e di gas. Con la nuova direttiva, che entrerà in vigore dall'1 gennaio 2011, le bollette sono state rese ancora più comprensibili e trasparenti.

Di notevole rilevanza per entrambi i settori è stato anche l'avvio, dal 1° dicembre 2009, dello Sportello per il consumatore di energia elettrica e gas, gestito da l'Acquirente Unico sulla base di un progetto coordinato dall'Autorità, che ha come primo riferimento il periodo 1 dicembre 2009 - 31 dicembre 2012. Lo Sportello garantisce la gestione dei reclami in base a uno specifico Regolamento di funzionamento adottato dall'Autorità e la risposta alle segnalazioni e ai reclami scritti inviati dai consumatori, in un contesto liberalizzato che ne vede aumentare in modo significativo la numerosità. Lo Sportello, attraverso il *call center* dedicato, favorisce inoltre l'accesso a tutte le informazioni relative ai mercati liberalizzati dell'energia che consentono al consumatore di conoscere i propri diritti e di provvedere a una scelta consapevole del proprio fornitore di energia.

Il 2009 ha visto poi un utilizzo maggiore da parte dei consumatori del c.d. "Trova offerte", cioè dello strumento *on line* che l'Autorità ha messo a disposizione dei clienti finali dall'aprile 2009, per confrontare le caratteristiche delle diverse offerte e cogliere i vantaggi che possono essere ottenuti con la stipulazione di un nuovo contratto.

Per assicurare un livello di informazione sempre più completo e trasparente, l'Autorità ha inoltre predisposto nuove iniziative dedicate ai consumatori tra cui l'*Atlante dei diritti del consumatore di energia elettrica e gas*. Sono state poi poste in essere diverse iniziative di informazione a favore dei clienti finali domestici di energia elettrica del servizio di maggior tutela, per accompagnarli con la dovuta gradualità e consapevolezza al momento dell'entrata in vigore (1 luglio 2010) delle condizioni economiche differenziate per fasce orarie e per raggruppamenti di mesi.

Nell'ambito della modifica della disciplina della morosità dei clienti finali di energia elettrica, sono state adeguate alcune disposizioni contrattuali riguardanti il servizio di maggior tutela prevedendo anche l'aggiornamento dell'ammontare del deposito cauzionale, fissato nell'anno 1999 e mai adeguato rispetto all'evoluzione del mercato.

Dal 1 gennaio 2009 ha preso avvio la nuova disciplina di tutela dei consumatori vulnerabili sia dell'energia elettrica sia del gas naturale.

I volumi di energia dei consumatori domestici su mercato tutelato sono ancora alti (92% per l'energia elettrica e 89% per il gas) anche se in costante lieve diminuzione dal 2007. I volumi consumati dai clienti non domestici si sono gradualmente ma decisamente spostati, nell'ultimo biennio, sul mercato libero senza segnali di inversione tendenza.

Sicurezza degli approvvigionamenti

Elettricità

La punta estiva ha superato quella invernale anche nel 2009 ma con un distacco molto minore rispetto all'anno precedente (51,9 contro 51,2 GW), che riflette il recupero dell'economia nel corso dell'anno. La continua incertezza nell'andamento dell'economia

non facilita la previsione della domanda alla punta nei prossimi anni ma si ritiene tuttavia difficile un ritorno al picco storico del 2007 molto prima del 2014.

Nel 2009 è continuato il potenziamento della capacità di generazione iniziata nel 2004 - 05, ma a tassi complessivamente più ridotti rispetto agli anni precedenti (2,9%). La potenza efficiente netta installata a fine 2009 ammontava a 102,2 GW di cui quella disponibile alla punta era 64,5 GW. Diversamente dagli anni precedenti l'incremento maggiore è dovuto agli impianti eolici anziché a quelli termoelettrici che si piazzano addirittura al terzo posto dietro gli impianti fotovoltaici, la cui potenza complessiva ha oramai superato quella geotermica. Tuttavia, la struttura della capacità di generazione non cambia significativamente, rimanendo di gran lunga dominata dagli impianti termoelettrici.

Il forte surplus di 12,6 GW di potenza disponibile alla punta rilevato nel 2009 è stato determinato soprattutto dal calo della domanda alla punta scesa dell'8,7% rispetto al picco raggiunto nel 2007. La potenza attualmente disponibile sarebbe sufficiente a coprire il fabbisogno alla punta previsto da Terna per il 2015 con un surplus di 3,8 GW. Tuttavia, considerata l'incertezza nell'evoluzione del fabbisogno elettrico nei prossimi anni, il sistema rischia di andare in deficit se non vengono installati almeno altri 5 - 7 GW termoelettrici nei prossimi cinque anni.

Nel 2009 il fabbisogno di elettricità si è fermato a 320,3 miliardi di kWh, valore inferiore del 5,7% rispetto all'anno precedente e addirittura inferiore al consumo rilevato nel 2003, una flessione che rappresenta un evento unico per la sua dimensione, almeno negli ultimi sei decenni. In linea con il calo dei consumi, è calata soprattutto la generazione termoelettrica (del 8,5%) a vantaggio della generazione idroelettrica (+18,1% da apporti naturali) e delle altre risorse rinnovabili (+22,1%).

Alla fine del 2009 risultavano essere autorizzati nuovi impianti termoelettrici a base di fonti fossili per un totale di 7.9 GW di cui 2.6 GW previsti entrare in esercizio nel corso del 2010 e i rimanenti 5.3 GW entro il 2012. Inoltre, erano in varie fasi di valutazione oltre 50 impianti per una potenza complessiva superiore ad almeno 23 GW, i quali potrebbero entrare in esercizio nel 2013 e oltre. Infine, è previsto nei prossimi 3 - 4 anni un notevole incremento di nuova potenza elettrica a base di fonti rinnovabili (almeno 5 GW), nonostante la riduzione degli incentivi.

Molti nuovi impianti di generazione riscontrano ritardi notevoli per via delle difficoltà incontrate nel corso delle procedure di valutazione, dei lunghi tempi tecnici per ottenere le autorizzazioni a livello regionale e locale, dell'intensificarsi di ricorsi contro impianti già autorizzati.

Permangono in genere i sovraccarichi nella rete del Nord e Centro Nord del Paese e le disalimentazioni che hanno caratterizzato il Sud anche negli anni passati. La soluzione delle criticità è rallentata dai ritardi nelle opere di potenziamento della capacità di trasporto degli elettrodotti e/o e della capacità di trasformazione nelle stazioni AAT/AT, dovute soprattutto a problemi di autorizzazione locale. Vale per tutti l'esempio della linea Sorgente - Rizziconi tra Calabria e Sicilia la cui autorizzazione definitiva per l'avvio alla costruzione è arrivata nel luglio del 2010, dopo 42 mesi di valutazioni, trattative e ricorsi.

Il programma di investimenti di Terna per il periodo 2010 - 14 in linee critiche per la sicurezza ed efficienza del servizio di trasmissione comporta passi avanti molto importanti per la qualità del servizio e per l'eliminazione delle congestioni nelle aree attualmente con maggiori problemi. Va tuttavia evidenziata la relativa lentezza della realizzazione delle

opere che alla fine dei 5 anni risulterebbero ancora incomplete nel complesso per un 35%. Al fine di accelerare gli investimenti, l'Autorità sta introducendo un meccanismo di monitoraggio che permetterà a Terna di anticipare la remunerazione del capitale investito alla fase realizzativa.

Gas

Il collasso dell'economia nel corso del 2009 si è riflesso pesantemente sul bilancio del gas naturale determinando un consistente calo dei consumi, della produzione e dell'import/export. Ha colpito in modo particolare il crollo dei consumi per la generazione elettrica (-15,7%) più forte ancora di quello della generazione da prodotti petroliferi (-8,9%), dovuto essenzialmente al ritardo nel calo del prezzo del gas naturale rispetto al petrolio e al carbone. Il calo dei consumi è stato altrettanto forte nel settore industriale (-15,2%), mentre nel settore degli usi civili si è avuto un significativo aumento (+4,6%) in relazione all'inverno alquanto rigido.

L'andamento fluttuante del fabbisogno di gas naturale nell'ultimo quinquennio, combinato con gli effetti della crisi economica, non facilitano previsioni sulla ripresa dei consumi. Le indicazioni degli operatori sono comunque per una lenta ripresa già a partire dall'anno in corso con un raggiungimento del massimo storico del 2007 non prima del 2013, mentre nel 2015 il gas naturale dovrebbe sopravanzare il petrolio come prima fonte energetica del Paese.

La produzione di gas naturale nel 2009 è calata del 13,4% a poco meno di 8,0 miliardi di m³, il maggiore balzo all'indietro in assoluto che riporta l'Italia ai valori del 1965. In base ai dati disponibili non sembra possibile fermare il calo dei livelli produttivi nei prossimi anni. Il forte calo nel fabbisogno di gas per consumi interni si è riflesso in un calo delle importazioni ancora più forte per via del prelievo dagli stoccaggi sotterranei. Nel 2009 l'81,3% del gas importato era di provenienza di quattro paesi extra comunitari (Algeria, Russia, Libia e Qatar) e il rimanente da altri sei paesi risultando complessivamente in un buon grado di diversificazione, che dovrebbe migliorare ancora con l'avvio a regime del terminale di GNL di Rovigo nel 2010.

Nell'anno termico 2008 - 09, a seguito del completamento dei potenziamenti effettuati da Eni sui gasdotti TAG dalla Russia e Greenstream dalla Libia, la capacità conferibile via metanodotto è aumentata del 2,2% per arrivare a 296,2 milioni m³/giorno. Inoltre, con l'entrata in servizio del terminale di Rovigo, è praticamente triplicata la capacità di importazione via nave. Complessivamente la capacità di importazione via metanodotto e via nave è aumentata di circa il 25% negli ultimi cinque anni, da 297 nell'anno termico 2006 - 07 a 375 milioni m³/giorno. Nel suo piano strategico 2010 - 13, Snam Rete Gas prevede un ulteriore aumento a circa 380 milioni m³/giorno nel 2013 e a 415 nell'orizzonte del 2015, che include anche l'aumento della portata del gasdotto Greenstream fino a 11,5 miliardi di m³/anno.

Passi avanti sono stati compiuti su tutti e cinque nuovi gasdotti di importazione, con una capacità complessiva tra 38 e 50 miliardi di m³/anno di gas proveniente in prevalenza dal Medio Oriente dal Nord Africa e dal Mar Caspio, ma nessuno di questi è previsto entrare in esercizio prima del 2014.

Il 2009 ha portato significative novità per i nuovi terminali di rigassificazione di GNL, prima fra tutte l'entrata in esercizio commerciale, a novembre 2009, del terminale offshore di Rovigo con una capacità di 8,0 miliardi di m³/anno di gas proveniente dal Qatar. Tra i nuovi progetti più avanzati spicca il terminale di Porto Empedocle (8 miliardi di m³/anno), per il quale si sta concludendo la gara per la selezione delle offerte per la realizzazione che dovrebbe iniziare nel 2011. Importanti passi avanti sono stati fatti anche dai progetti di Livorno e Gioia Tauro (con una capacità complessiva di circa 16 miliardi di m³/anno).

Con l'aumento della pressione massima in alcuni impianti, lo spazio complessivo di riserva attiva degli stoccaggi nazionali nell'anno termico 2009 - 10 è aumentato di circa 400 milioni di m³ rispetto all'anno termico precedente per arrivare a 14,3 miliardi m³. Togliendo la quota di destinata allo stoccaggio strategico, rimane una disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e di bilanciamento operativo della rete di trasporto pari a 9,2 miliardi di m³. La disponibilità di punta giornaliera al termine della stagione di erogazione era pari a 152 milioni di m³, invariata da cinque anni. Anche se sono stati fatti significativi progressi per 5 o 6 nuovi impianti, con una riserva attiva complessivamente pari ad almeno 2 miliardi di m³/anno, non è prevista l'aggiunta di nuova capacità prima del 2012, quando entrerà in esercizio l'impianto di Cotignola - San Potito di Edison Stoccaggio per una riserva attiva pari a 915 milioni di m³/anno.

Considerando il ribasso del fabbisogno di gas naturale nonché il potenziamento delle capacità di importazione, risulta difficile pensare che vi siano problemi di approvvigionamento nei prossimi anni a meno che non vi siano interruzioni di lunga durata da parte dei principali fornitori (Algeria e Russia).

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

L'Autorità, con la delibera 12 dicembre 2008, ARG/elt 182/08 ha 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. Con la delibera 18 dicembre 2009, ARG/elt 194/09, l'Autorità ha inoltre stabilito, secondo i criteri contenuti nel decreto del Ministero dello sviluppo economico del 18 dicembre 2009, le modalità di allocazione della capacità di interconnessione con l'estero per l'anno 2010.

In particolare, l'Autorità ha approvato le regole predisposte in modo congiunto dai gestori di rete e dalle Autorità di regolazione dei Paesi partecipanti all'iniziativa regionale per il Centro-Sud Europa (Italia, Austria, Germania, Francia, Grecia e Slovenia) facente capo a ERGEG (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*). Come per l'anno 2009, anche nel 2010 la capacità di interconnessione con l'estero verrà assegnata per mezzo di aste esplicite annuali, mensili e giornaliere, gestite da ciascun gestore di rete per l'esportazione dalla propria area di competenza.

Nell'ottica di garantire una sempre maggiore armonizzazione delle regole di allocazione nell'ambito della regione Centro-Sud Europa, per la frontiera francese, durante la prima metà del 2010, l'assegnazione della totale capacità disponibile, in import e in export, è invece gestita unitariamente da Terna.

Le aste per l'assegnazione della capacità di interconnessione attribuiscono agli operatori di mercato dei 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. A partire dal 2009, con riferimento ai DCT acquisiti alle aste annuali o mensili e poi non utilizzati, è stato applicato 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.

Con delibera ARG/elt 194/09, l'Autorità ha previsto inoltre una differente modalità di gestione da parte di Terna della rendita derivante dalle aste per le allocazioni della capacità transfrontaliera: a partire dal 2010 tale rendita, che sino al 2009 è stata restituita pro quota agli utenti del dispacciamento, verrà utilizzata a copertura degli oneri sostenuti per garantire l'effettiva disponibilità della capacità assegnata e pertanto verrà posta a riduzione dei costi sostenuti da Terna per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento.

Le tavole 3.1 e 3.2 riportano i valori indicativi di assegnazione annuale della capacità di interconnessione in importazione ed esportazione verso/dall'Italia per singola frontiera per l'anno 2010.

Tavola 3.1 Capacità netta di trasferimento verso l'Italia, valori indicativi e non vincolanti

MW; Anno 2010

PERIODO	FRONTIERA	DA LUNEDI 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.

Tavola 3.2 Capacità netta di trasferimento dall'Italia, valori indicativi e non vincolanti

MW; Anno 2010

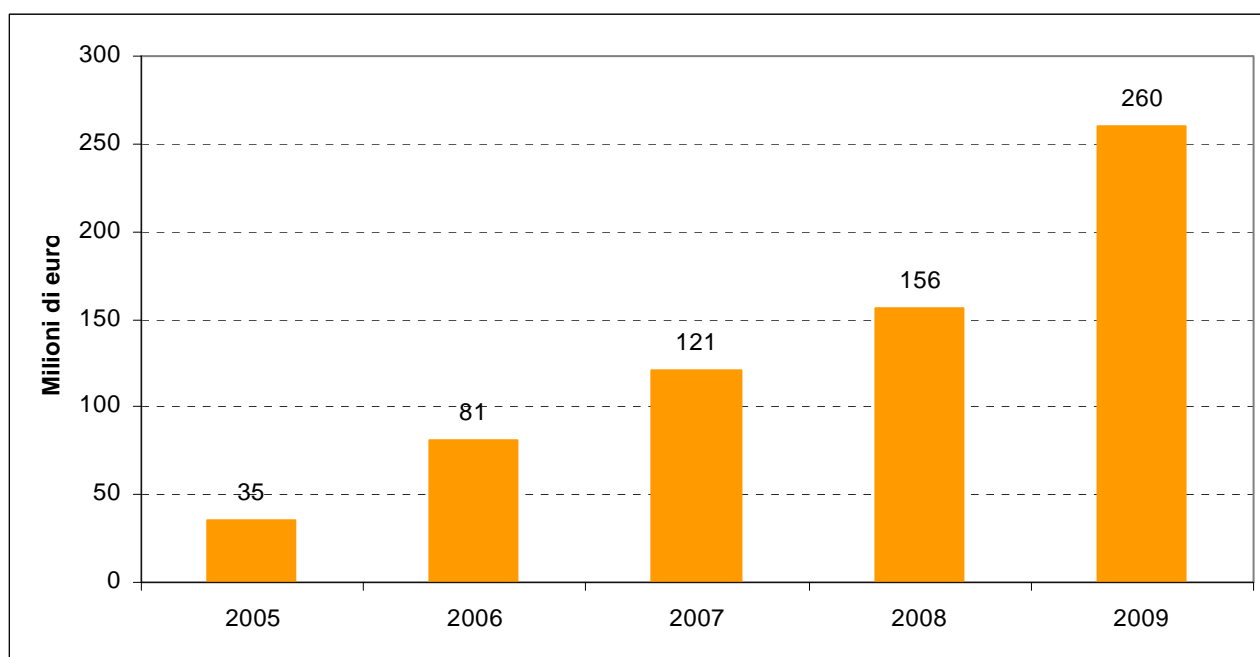
PERIODO	FRONTIERA	DA LUNEDI A SABATO		DOMENICA E FESTIVI	
		Dalle 7 alle 23	Dalle 23 alle 7	Dalle 7 alle 23	Dalle 23 alle 7
Inverno	Francia	995	1.160	1.160	1.160
	Svizzera	1.810	1.910	1.910	1.910
	Austria	85	100	100	100
	Slovenia	160	180	180	180
	Grecia	500	500	500	500
Estate	Francia	870	1.055	1.055	1.055
	Svizzera	1.440	1.660	1.660	1.660
	Austria	70	90	90	90
	Slovenia	120	145	145	145
	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.

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. Nel 2009, per effetto dell'applicazione del meccanismo di assegnazione della capacità disponibile mediante aste esplicite, il differenziale di prezzo tra le zone estere e le zone nazionali limitrofe si è annullato, e così di conseguenza la rendita da congestione estera.

Un indicatore del grado di congestione zonale (a livello nazionale) è l'ammontare della rendita da congestione, pari al prodotto tra i differenziali di prezzo fra le zone e il volume scambiato. Nel 2009 la rendita nazionale è significativamente aumentata rispetto all'anno precedente, passando da circa 156 milioni di euro a 260 milioni di euro, segnando un incremento del 67,3%. In particolare nel mese di settembre si è registrata una rendita pari a 50,5 milioni di euro, quasi raddoppiata rispetto ad agosto (+98,6%) e quasi triplicata rispetto all'anno precedente (+257%). Il transito che contribuisce maggiormente alla rendita nazionale è quello Centro Sud-Sud, il cui contributo è notevolmente aumentato in confronto all'anno precedente. In diminuzione è la rendita raccolta sui transiti Nord-Centro Nord e Centro Nord-Centro Sud.

Figura 3.1 Rendita da congestione nazionale nel periodo 2005-2009



Fonte: GME.

Nel 2009 si è assistito a una ripresa dell'import netto (pari a circa 44,5 TWh) a seguito dell'incremento delle importazioni e di una contemporanea riduzione dei flussi di esportazione. Rispetto alla situazione registrata nel 2008, un forte aumento delle importazioni è stato registrato sulle interconnessioni con la Slovenia e la Grecia, mentre in calo è risultato l'import di energia elettrica dalla Francia; per quanto riguarda le esportazioni, la diminuzione dei flussi di energia ha riguardato quasi esclusivamente gli scambi con la Grecia.

3.1.2 Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione

La società Terna è il principale proprietario della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica. Tra gli altri operatori proprietari figurano le seguenti società: Self Rete Ferroviaria Italiana S.p.A., Agsm Trasmissione S.r.l. (Verona), Retrasm Asm S.r.l. (Brescia), e Azienda Energetica Trasmissione Bolzano.

Nel 2009 è aumentata in misura significativa la lunghezza delle linee di trasmissione appartenenti alla categoria 150 - 132 kV per l'inclusione della rete di proprietà della società TELAT (Terna Linee Alta Tensione) nel perimetro degli asset della rete di trasmissione nazionale. Tale impresa, costituita nel novembre 2008 con la denominazione di ELAT (Enel Linee Alta Tensione), ha ricevuto in conferimento le linee di distribuzione in alta tensione di Enel Distribuzione. Enel e Terna hanno sottoscritto un contratto di compravendita della partecipazione in ELAT, perfezionato nell'aprile 2009, a seguito del quale la società è stata ridenominata TELAT e la rete acquisita è stata inclusa nell'ambito della rete di trasmissione nazionale.

Nel 2009, la rete di trasmissione nazionale include inoltre 491 km di linee appartenenti alla categoria 500 kV, relativi all'implementazione della prima fase del progetto SAPEI di collegamento della Sardegna alla Penisola Italiana.

Al 31 dicembre 2009 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 SA risultavano detenere, rispettivamente, il 5,1% e il 4,9% del capitale sociale mentre il restante 60% era ripartito tra investitori istituzionali e altri azionisti.

Tra le operazioni societarie rilevanti nel settore della distribuzione di energia elettrica nel corso del 2009, si evidenzia l'incorporazione di ASM Distribuzione Elettricità in AEM Distribuzione Energia Elettrica avvenuta in data 1° aprile, con la nascita della società A2A Reti Elettriche, operante nelle province di Milano e Brescia.

Nello stesso anno, Enel Distribuzione ha acquisito l'attività del Comune di Ingria (TO) e del Comune di Telti (OT), mentre Stet ha assunto la responsabilità del servizio nel Comune di Sant'Orsola Terme (TN). Set Distribuzione, infine, ha acquisito l'attività del Comune di Besenello (TN).

La composizione societaria degli operatori di distribuzione (Tav. 3.3) evidenzia la prevalenza di soci appartenenti a enti pubblici (44,2%), seppure in forte riduzione rispetto alla situazione registrata nel 2008 (-10%); significativa è anche la quota di persone fisiche (32,5%), in crescita di più di 13 punti percentuali rispetto al 2008, e di società che non operano nel settore energetico (15,3%).

Tavola 3.3 Natura giuridica dei soci delle imprese di distribuzione

Anno 2009

TIPOLOGIA DI SOCI	% CAPITALE SOCIALE
Enti pubblici	44,2
Persone fisiche	32,5
Società diverse	15,3
Imprese energetiche nazionali	3,9
Imprese energetiche locali	2,9
Flottante	0,7
Istituti finanziari nazionali	0,4
Istituti finanziari esteri	0,1
Totale	100,0
Enti pubblici	44,2

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nella tavola 3.4 è rappresentata la distribuzione territoriale dei gestori e delle reti di distribuzione per tipologia di rete, come emerge dai dati raccolti dall'Autorità presso i distributori. Si evidenzia l'elevato numero di distributori della regione Trentino Alto Adige a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta meno del 2% del totale nazionale.

Tavola 3.4 Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2009

Reti in km e numero distributori

REGIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	BASSA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI ^(A)
Valle d'Aosta	57	1.499	2.569	2
Piemonte	32	28.427	63.738	11
Liguria	-	7.022	21.383	2
Lombardia	151	46.814	82.926	13
Trentino Alto Adige	175	7.630	14.953	67
Veneto	56	26.391	61.285	3
Friuli Venezia Giulia	4	8.079	14.957	6
Emilia Romagna	154	32.379	65.767	3
Toscana	167	26.375	57.405	2
Lazio	614	28.483	65.300	6
Marche	-	11.603	29.796	8
Umbria	-	7.989	18.222	1
Abruzzo	-	9.836	25.370	3
Molise	-	3.629	7.860	1
Campania	-	24.300	58.810	5
Puglia	-	28.695	59.882	3
Basilicata	-	9.808	14.839	1
Calabria	-	17.636	41.591	1
Sicilia	-	35.983	75.929	11
Sardegna	-	17.849	33.905	2
Totale	1.411	380.427	816.489	151

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

Complessivamente i distributori elettrici italiani risultano essere 135, per un volume totale distribuito pari a 279 TWh. Enel Distribuzione è il primo distributore del paese, con l'86,2% dei volumi distribuiti, seguito da A2A Reti Elettriche (4,1%) e da Acea Distribuzione (3,6%). Gli altri distributori detengono quote marginali (Tav. 3.5).

Tavola 3.5 Distribuzione di energia elettrica per gruppo nel 2009

Volumi distribuiti

GRUPPO	GWh	QUOTA % SU TOTALE
Enel Distribuzione	240.856	86,2%
A2A Reti Elettriche	11.516	4,1%
Acea Distribuzione	10.168	3,6%
Aem Torino Distribuzione	2.735	1,0%
Hera	2.177	0,8%
Set Distribuzione	2.106	0,8%
Agsm Distribuzione	1.833	0,7%
Aim Servizi a Rete	953	0,3%
Azienda Energetica Reti	913	0,3%
Enia	894	0,3%
Altri operatori	5.330	1,9%
Totale	279.482	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nella tavola 3.6 si riporta l'attività dei distributori suddivisa per classe di numerosità dei punti di prelievo, con i relativi volumi distribuiti, complessivi e medi per operatore. Gli operatori appartenenti alla prima classe (punti di prelievo > 500.000) sono Enel Distribuzione, Acea Distribuzione, A2A Reti Elettriche e AEM Torino Distribuzione, mentre 53 distributori servono meno di 1.000 punti di prelievo.

Tavola 3.6 Attività dei distributori

Anno 2009

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	265.276	34.553.348	66.319	8.638.337
100.000 -500.000	7	9.544	1.228.721	1.363	175.532
50.000 -100.000	1	953	71.464	953	71.464
20.000 -50.000	8	1.642	235.709	205	29.464
5.000 -20.000	22	1.444	226.850	66	10.311
1.000 -5.000	40	522	90.350	13	2.259
< 1.000	53	102	19.820	2	374
TOTALE	135	279.482	36.426.262	2.070	269.824

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 2010 ha subito, complessivamente, un aumento rispetto all'anno 2009 pari al 3,0% passando da 2,188 c€/kWh a 2,253 c€/kWh.

Tavola 3.7 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura

c€/kWh

	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	TOTALE
Anno 2010	0,385	1,597	0,271	2,253
Anno 2009	0,363	1,547	0,278	2,188
Anno 2008	0,345	1,534	0,273	2,152
Differenza 2010-2009	0,022	0,050	-0,007	0,065
Variazione % 2010-2009	6,1%	3,2%	-2,5%	3,0%

Fonte: AEEG.

Continuità del servizio elettrico - qualità commerciale

L'anno 2009 ha confermato il miglioramento, già riscontrato durante l'anno 2008, della continuità del servizio di trasmissione rispetto agli anni precedenti. Nel settore della trasmissione, la continuità del servizio viene comunemente misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS). Il valore di tale indicatore è rimasto sostanzialmente stabile passando da 2.440 MWh/anno del 2008 a 2.464 MWh/anno nel 2009. Nel corso del 2009 si è confermata la riduzione degli incidenti rilevanti (cioè delle disalimentazioni con maggiore impatto in termini di ENS), già riscontrata nel corso del 2008. Si è registrato infatti un unico incidente rilevante nel mese di luglio nell'area territoriale di Napoli, in corrispondenza di un assetto temporaneo di esercizio della rete 220 kV per lavori finalizzati all'attivazione di un nuovo collegamento in cavo 220 kV.

Anche nel 2009, come già avvenuto nel 2008, la durata ed il numero di interruzioni senza preavviso di durata superiore a 3 minuti hanno registrato valori leggermente più elevati rispetto ai minimi registrati negli anni 2006 e 2007. Si evidenzia un miglioramento rispetto al 2008 e si conferma il netto trend di miglioramento rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di

distribuzione: il miglioramento degli indicatori per la totalità delle interruzioni è circa 60% per la durata e circa 40% per il numero (Tavola 3.8).

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2009, e in particolare le cause all'origine della disalimentazione, si conferma l'impatto significativo degli eventi meteorologici eccezionali già riscontrato nel corso del 2008. La durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici (cioè dedotte le interruzioni causate da condizioni eccezionali) per cliente ha invece registrato il minimo storico pari a 46 minuti a livello nazionale. Considerando le interruzioni sulle reti di *distribuzione* e di *trasmissione* (esclusi gli "incidenti rilevanti" e gli interventi dei sistemi di difesa), nel 2009:

- la durata complessiva delle interruzioni per cliente è stata pari a 78 minuti;
- la durata delle interruzioni per cliente di responsabilità delle imprese distributrici (escludendo in particolare gli effetti di eventi meteorologici eccezionali) è stata di circa 46 minuti a livello nazionale, di 30 minuti nel Nord Italia, di 41 minuti nel Centro Italia e di 73 minuti nel Sud Italia;
- il numero complessivo di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT si è attestato a 2,35 interruzioni per cliente.

Tavola 3.8 Indicatori di continuità del servizio elettrico (esclusi gli incidenti rilevanti e gli interventi dei sistemi di difesa)

INDICATORI	2000	2001	2002	2003 ^(A)	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Durata delle interruzioni per cliente in BT (minuti persi per cliente)	187	149	115	105	91	80	61	58	88	78
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	2,4

(A) Esclusi distacchi programmati e black-out

Fonte: AEEG.

La regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione è in vigore dal 1° luglio 2000 con gli standard nazionali di qualità commerciale che esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposta a reclami per l'attività di distribuzione e misura, etc.) e che costituiscono la base minima che ogni distributore deve assicurare ai propri clienti.

Gli standard (specifici e generali) definiti dall'Autorità in relazione alla qualità commerciale hanno lo scopo di tutelare i clienti finali e garantire e promuovere il miglioramento della qualità del servizio.

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, a partire dal secondo semestre del 2000, degli indennizzi automatici, riconosciuti ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti (sono escluse le cause dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o al cliente stesso), ha fatto crescere fino al 2007 il numero di indennizzi effettivamente pagati ai clienti rispetto al regime delle carte dei servizi in vigore prima dell'attuale regolazione. Per il 2009 si assiste ad un assestamento del numero dei casi di mancato rispetto per le prestazioni soggette a standard specifici rispetto al 2008, già in netta controtendenza rispetto all'anno precedente. Come conseguenza anche il numero e gli importi degli indennizzi corrisposti ai clienti risulta in diminuzione.

Dall'esame dei dati dichiarati dai distributori quasi tutte tipologie di prestazioni effettuate nel corso dell'anno 2009, a esclusione della verifica della tensione di alimentazione e della verifica del gruppo di misura, hanno registrato tempi medi effettivi migliori dello standard di tempestività definito, per la maggior parte delle prestazioni in tempi pari a circa metà dello standard.

In generale la riduzione dei tempi per le prestazioni che registrano le performance migliori (es.: attivazione e disattivazione della fornitura, riattivazione per morosità) godono dei benefici indotti dalla diffusione dei contatori elettronici e dei sistemi di telegestione, mentre le prestazioni legate alle verifiche tecniche (verifica della tensione di alimentazione e verifica del gruppo di misura), che necessitano di interventi in sito, registrano tempi medi più alti.

Bilanciamento

Con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/elt 214/09, l'Autorità ha stabilito la periodica revisione delle condizioni di dispacciamento contenute nella delibera n. 111/06, nonché da quest'anno anche nel *Testo integrato del settlement* (TIS) che accompagna l'evoluzione del mercato elettrico nazionale. In particolare l'Autorità ha definito il nuovo valore, pari all'1%, della franchigia all'interno della quale lo sbilanciamento effettivo delle unità di consumo viene valorizzato al prezzo del Mercato del giorno prima anziché al prezzo di sbilanciamento. Tale franchigia, introdotta sin dalle prime fasi di apertura del mercato elettrico alla partecipazione attiva della domanda, ha successivamente accompagnato il suo sviluppo verso la condizione di regime che ne prevede l'annullamento. Con il documento per la consultazione 27 luglio 2009, DCO 27/09, l'Autorità aveva in realtà proposto agli operatori la possibilità di procedere, per il 2010, a un calcolo dello sbilanciamento effettivo differenziato per unità di consumo tale da consentire sia una maggiore responsabilizzazione nella previsione dei prelievi per le unità costituite da punti di prelievo misurati a livello orario, sia il mantenimento di una franchigia consistente per unità costituite da punti non misurati a livello orario. Anche a seguito delle risposte ricevute nell'ambito di tale consultazione, l'Autorità ha deciso per il mantenimento del regime transitorio pure per l'anno 2010, prevedendo pertanto un'unica franchigia.

Per quanto riguarda le modifiche al mercato del dispacciamento introdotte dalla legislazione primaria si rimanda al paragrafo sulla struttura del mercato elettrico mentre le nuove disposizioni introdotte per il dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti eolici sono descritte nel paragrafo sull'attività dell'Autorità in tema di sviluppo delle fonti rinnovabili, della generazione distribuita e della cogenerazione ad alto rendimento (3.2.1).

3.1.3 Regolamentazione dell'*unbundling*

Nell'anno 2009 il segmento della distribuzione di energia elettrica risulta caratterizzato dalla presenza di 135 operatori, di cui soltanto 11 alimentano più di 100.000 clienti e sono quindi soggetti all'obbligo di separazione societaria previsto dalla normativa europea. Tra i distributori, 22 sono gli operatori collegati societariamente ad almeno un grossista o a un venditore nel mercato retail mentre 19 sono gli operatori che non svolgono alcuna attività di vendita.

Con delibera 9 ottobre 2009, ARG/com 145/09, l'Autorità ha dato avvio al procedimento relativo alla formazione di provvedimenti, al fine di ottemperare alle decisioni del Consiglio di Stato in materia di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas. Il procedimento, volto all'integrazione e alla modifica della delibera dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07, è stato sottoposto a consultazione con il documento 9 ottobre 2009, DCO 32/09.

Le proposte contenute nel documento per la consultazione hanno riguardato i seguenti aspetti:

- la necessità di stabilire che nella figura del gestore indipendente, preposto alla separazione funzionale delle attività di rete del settore elettrico e del gas, possa essere previsto solo personale con funzioni dirigenziali apicali;
- l'eliminazione dell'obbligo, posto a carico del gestore indipendente, di segnalare all'Autorità decisioni assunte nell'ambito dell'impresa verticalmente integrata;
- l'eliminazione degli obblighi di separazione funzionale relativa all'attività di misura;
- l'introduzione, prevista anche dalle Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE, della possibilità di costituzione di un "gestore di sistema combinato" che nel settore elettrico ricomprenda trasmissione e distribuzione e nel settore gas ricomprenda trasporto, rigassificazione, stoccaggio e distribuzione;
- la possibilità di consentire la gestione congiunta, senza obbligo di separazione funzionale, delle attività di distribuzione di energia elettrica, gas naturale e gas diversi, a condizione che sia comunque garantita la separazione funzionale dalle attività di vendita (inclusa quella di vendita dei gas diversi).

In aggiunta a quanto sopra, è stata altresì proposta la modifica della disciplina dettata dalla delibera n. 11/07 al fine di recepire le sentenze del TAR che hanno annullato la delibera 23 settembre 2008, ARG/com 132/08, che definiva le *Linee guida* per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di separazione funzionale da parte del gestore indipendente.

Lo scorso anno è stata inoltre avviata la raccolta dei dati di separazione contabile, per gli esercizi 2007 e 2008, per i soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas in modalità telematica, così come previsto dalla delibera dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07. Con delibera 19 febbraio 2010, VIS 8/10, l'Autorità ha intimato ai numerosi soggetti che non avevano presentato i dati di ottemperare al suddetto obbligo oppure di trasmettere apposita comunicazione circa le ragioni in forza delle quali le imprese si ritengono non obbligate a fornire i dati.

3.2 Concorrenza

3.2.1 Descrizione del mercato all'ingrosso

Nel corso del 2009 la domanda di energia elettrica ha subito una forte riduzione rispetto ai valori registrati nel 2008, in concomitanza con il rallentamento dell'economia italiana. In particolare, la richiesta di energia elettrica è risultata pari a 320,3 TWh, in flessione del 5,7% rispetto all'anno precedente.

Il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato il suo massimo nel mese di luglio, quando ha raggiunto 51,9 GW.

La produzione nazionale netta ha fatto registrare una diminuzione dell'8,5%, mentre le importazioni nette dall'estero sono risultate in crescita del 12,3% circa rispetto all'anno precedente.

Tavola 3.9 Bilancio aggregato dell'energia elettrica in Italia nel 2009

GWh

	2008	2009	VARIAZIONE
Produzione lorda	319.130	292.642	-8,3%
Servizi ausiliari	12.065	11.534	-4,4%
Produzione netta	307.065	281.107	-8,5%
Ricevuta da fornitori esteri	43.432	47.071	8,4%
Ceduta a clienti esteri	3.398	2.111	-37,9%
Destinata ai pompaggi	7.618	5.798	-23,9%
Disponibilità per il consumo	339.481	320.268	-5,7%
Perdite	20.444	20.353	-0,4%
Consumi al netto delle perdite	319.037	299.915	-6,0%

Fonte: *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, 2009*, Terna.

La produzione termoelettrica netta (inclusa la produzione da biomasse e rifiuti) nel 2009 è diminuita del 13,6% rispetto all'anno precedente, risultando pari a circa 216 TWh; la produzione da gas naturale, in particolare, si è ridotta di circa 25 TWh, attestandosi a 143 TWh (-14,9%).

Al contrario, la produzione idroelettrica (sia da apporti naturali sia da pompaggi), pari a 52,8 TWh, è cresciuta del 13,2% nel corso del 2009; ritmi di crescita molto sostenuti sono stati registrati anche nella generazione da fonte eolica (pari a 6,5 TWh, con un aumento del

33,6%) e fotovoltaica (pari a circa 676 GWh, valore tre volte e mezza superiore a quello evidenziato nel 2008).

Il saldo estero per il 2009 è ammontato a 44.959 GWh, quale differenza tra le importazioni, pari a 47.071 GWh (+8,4% sul 2008), e le esportazioni, pari a 2.111 GWh (-37,9% sul 2008). Tale saldo ha garantito nel 2009 la copertura del fabbisogno nella misura del 14% circa. L'incremento delle importazioni nel 2009 è legato a un forte aumento dell'energia proveniente dalla Slovenia (+2.046 GWh) e dalla Grecia (+2.013 GWh); al contrario, nel corso dell'anno si sono significativamente ridotte le importazioni dalla Francia (-8,1%). Per quanto riguarda le esportazioni, la diminuzione dei flussi di energia ha riguardato quasi esclusivamente gli scambi con la Grecia (-1.441 GWh).

In termini di energia elettrica netta generata, la quota di mercato del gruppo Enel risulta essersi ridotta dal 31,4% del 2008 al 29,8% del 2009. Tra i quattro principali concorrenti, Edison (11,1%), Edipower (6,7%) ed E.On (6,4%) riportano una riduzione delle proprie quote di mercato, a vantaggio di altri operatori di medie dimensioni o dei produttori di dimensione inferiore, mentre Eni (9,7%) risulta aver incrementato la propria quota di circa un punto percentuale.

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 2009 assume un valore pari a 1.240 rispetto al valore di 1.351 del 2008.

Tavola 3.10 Sviluppo del mercato all'ingrosso

	RICHIESTA ^(A) (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
2009	320,3	51,9	101,4	5	50,6

(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 2009 risulta pari a 101.447 MW, mentre la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) risulta pari a 86.914 MW.

Con riferimento alla capacità netta installata, gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono cinque: Enel (39,8%), Edipower (8,0%), Edison (7,7%), Eni (6,2%) ed E.On (5,3%). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori è del 55,6%.

L'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) relativo alla capacità netta installata evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato rispetto al 2008; infatti, il valore relativo al 2009 è pari a 1.819 mentre era uguale a 1.921 nell'anno precedente.

Anche per quanto riguarda la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore), gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono cinque: Enel (42,6%), Edison (8,7%), Edipower (8,3%), Eni (6,7%) ed E.On (5,8%). Sulla base di questi dati, la percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori risulta pari al 59,6%. L'indice HHI relativo alla capacità netta disponibile con riferimento al 2009 è pari a 2.089, in calo rispetto al valore del 2008 (2.242).

La struttura del mercato elettrico

La negoziazione dell'energia elettrica, finalizzata alla programmazione delle unità di produzione e di consumo, può essere svolta mediante la conclusione di contratti di compravendita a pronti o a termine.

Il Mercato regolamentato a pronti (MPE), gestito dal Gestore dei mercati energetici (GME), è composto dal Mercato del giorno prima (MGP), che ha per oggetto la contrattazione di energia tramite offerta di vendita e di acquisto per il giorno successivo, e dal Mercato infragiornaliero (MI), che consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto e le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni sul MGP. Il MI è stato istituito con legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è divenuto operativo nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). La stessa legge ha riformato anche il Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), in cui Terna (TSO) si approvvigiona delle risorse necessarie all'esercizio dell'attività di trasmissione e dispacciamento e alla garanzia di sicurezza del sistema elettrico.

Il MI si svolge tra la chiusura del MGP e l'apertura del MSD; si articola in due aste implicite, con orari di chiusura diversi e in successione, attraverso le quali gli operatori possono sia effettuare un miglior controllo dello stato degli impianti di produzione sia aggiornare i programmi di prelievo delle unità di consumo.

Le modifiche apportate al MSD, operative dall'1 gennaio 2010 secondo gli indirizzi contenuti nell'art. 5 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, prevedono che tale mercato continui a essere distinto in due fasi, una di programmazione e una di bilanciamento (MB), e introducono le seguenti novità:

- la possibilità all'interno di ogni sessione di specificare un prezzo diverso per ognuno dei servizi offerti (riserva di potenza, risoluzione delle congestioni e bilanciamento in tempo reale);
- la suddivisioni del MB in 5 sessioni consecutive nello stesso giorno cui le offerte fanno riferimento; nella prima vengono considerate le offerte presentate dagli operatori nella fase di programmazione del MSD, nelle 4 sessioni successive gli operatori hanno la possibilità di aggiustare le loro posizioni sul mercato fino a un'ora e mezza prima della prima ora che può essere negoziata.

Allo scopo di garantire maggiore flessibilità al sistema, il disegno di mercato si è arricchito mediante lo sviluppo dei mercati a termine di negoziazione dell'energia elettrica. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma dei conti energia a termine (PCE), che

rappresenta la piattaforma di registrazione dei contratti bilaterali. Il GME ha inoltre avviato, da novembre 2008, le contrattazioni del mercato elettrico a termine (MTE), che consente, su base multilaterale, di negoziare quantità fisiche di energia elettrica. Contemporaneamente, la Borsa italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati aventi come sottostante il prezzo medio di acquisto (PUN - Prezzo unico nazionale), di durata mensile, trimestrale e annuale.

Con delibera 23 dicembre 2008, ARG/elt 203/08, l'Autorità ha deciso per il 2009 un abbassamento della soglia di tolleranza per le penali di sbilanciamento dal 3% del 2008 all'1,5%. Questo meccanismo, finalizzato ad agevolare gli operatori nella fase di programmazione della domanda, non risulta compatibile con l'assetto definitivo del mercato ed è destinato a essere rimosso nella disciplina a regime prevista per gli sbilanciamenti effettivi (si veda il paragrafo Bilanciamento 3.1.2).

Inoltre, la delibera ARG/elt 203/08 ha stabilito che, a partire dal 2009, Terna non possa più presentare offerte integrative sul MGP, fatte salve le situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale.

Per quanto riguarda la partecipazione al mercato, il GME ha registrato un aumento del numero degli operatori iscritti rispetto al 2008, raggiungendo il nuovo massimo di 161 (+10 rispetto all'anno precedente). Tale crescita è stata determinata in buona parte dagli operatori attivi sul MGP, che hanno raggiunto le 116 unità; sia dal lato domanda che dal lato offerta gli operatori iscritti al mercato sono 92, a seguito di un aumento di 7 operatori con offerte di vendita e di un operatore con offerte di acquisto rispetto al 2008.

Per la prima volta si è registrato un aumento sensibile di partecipazione anche al MA, dove gli operatori sono saliti a 53 (+16), per effetto sia dell'apertura di tale mercato alla domanda dall'1 gennaio 2009 sia dell'introduzione, a partire dall'1 novembre 2009, di una seconda sessione del MA (rinominato MI). L'incremento è stato tale da compensare la chiusura della Piattaforma di aggiustamento dei bilaterali, seguita all'apertura alla domanda del MA, e la lieve diminuzione del numero di operatori attivi sul MSD (20 operatori nel 2009, contro 22 operatori sul MSD *ex ante*² e 21 operatori sul MSD *ex post*³ nel 2008).

Il Mercato del giorno prima

La domanda di energia elettrica nel Sistema Italia nel 2009 è stata pari a 313,4 TWh, in calo del 6,7% rispetto al 2008⁴. La domanda nazionale è diminuita del 6,0%, con riduzioni significative a livello zonale, in particolare nelle macrozone Nord e Sud (rispettivamente -6,9% e -5,2%). In forte diminuzione sono risultati anche gli acquisti dalle zone estere, in calo del 41,1% dopo il forte rialzo dell'anno precedente (+91,3%), portandosi da circa 7,3 TWh nel 2008 a 4,3 TWh nel 2009.

La flessione della domanda, iniziata nell'ultimo trimestre del 2008 con l'aggravarsi della crisi economica internazionale, si è protratta per tutto il 2009, raggiungendo il valore

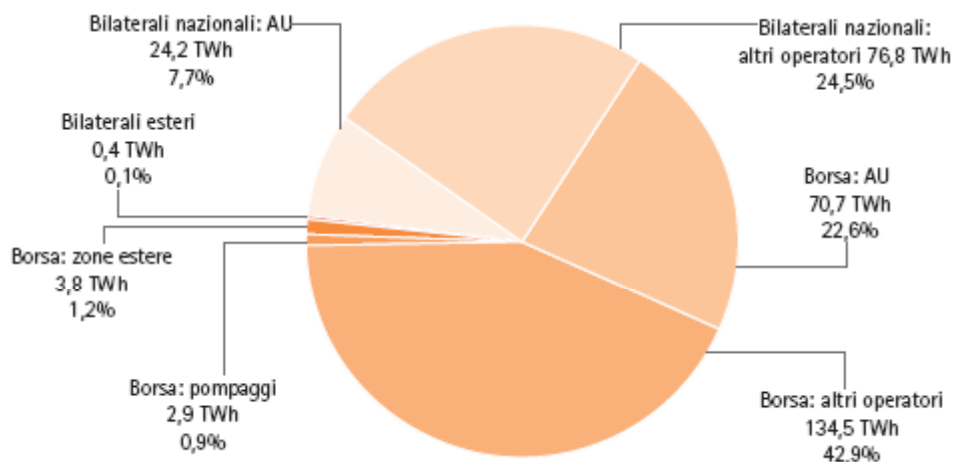
² Sul MSD *ex ante* venivano presentate offerte a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva.

³ Sul MSD *ex post* venivano presentate offerte nel tempo reale ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi.

⁴ Al fine di tenere conto del maggior numero di ore dell'anno bisestile 2008, le variazioni percentuali sono calcolate su valori medi annui.

massimo nel mese di giugno (-12,0%).

Figura 3.2 Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2009



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Le operazioni sulla Borsa elettrica hanno raggiunto i 213,0 TWh, in diminuzione dell'8,2% rispetto all'anno precedente; la liquidità del mercato si è pertanto assestata al 68%, in modesto calo rispetto al 2008 (69%). La liquidità di mercato, misurata sulle sole transazioni di Borsa libere da vincoli normativi (al netto pertanto dei volumi di energia da impianti CIP6⁵), è stata pari al 53,5%.

Nel 2009, la domanda espressa dalla società Acquirente unico ha segnato un ulteriore calo (-10,8% rispetto all'anno precedente), in ragione della progressiva contrazione del mercato tutelato e degli effetti della completa liberalizzazione del settore della vendita. Una flessione più contenuta è stata registrata invece dalla domanda espressa dagli altri operatori (-2,2%), che risulta essere pari a 134,5 TWh contro i 137,9 TWh del 2008.

La domanda sottostante i contratti bilaterali ha subito una riduzione complessiva del 3,5% rispetto all'anno precedente, risultando pari a 100,4 TWh. Il calo ha interessato in modo particolare le contrattazioni bilaterali con l'estero, che risultano diminuite del 21,8% rispetto al 2008, e, in misura relativamente minore, i contratti bilaterali conclusi da operatori nazionali diversi dall'Acquirente unico (-8,6%); la riduzione è stata invece parzialmente bilanciata dall'andamento dei contratti bilaterali conclusi dall'Acquirente unico, che registrano un aumento pari al 24,7%.

L'andamento dei volumi offerti in Borsa evidenzia un calo del 10,8%, rispetto al 2008, delle offerte degli operatori nazionali che, per il 2009, ammontano complessivamente a 131,2 TWh. A ciò va aggiunta la riduzione (-4,9%) delle offerte da parte del GSE⁶, pari a 45,4 TWh. L'offerta estera registra invece un incremento significativo (+43,7%), risultando complessivamente pari a 31,2 TWh. Il saldo programmi PCE⁷ è stato pari a 5,3 TWh, in

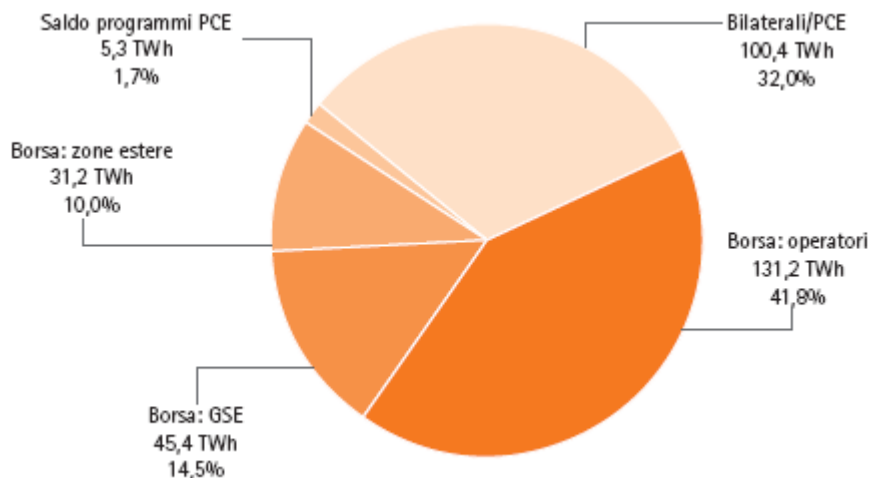
⁵ Impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili o assimilate per i quali è prevista un'incentivazione economica sulla base della legge n. 9 del 9 gennaio 1991.

⁶ Il GSE (Gestore dei servizi energetici 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 Gestore dei mercati energetici (GME).

⁷ La PCE (Piattaforma dei conti energia a termine) è la piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali. In generale ciascun operatore dispone di uno o più conti energia in immissione (CEI) e di uno o più conti energia in prelievo (CEP)

significativa diminuzione (-33,4%) rispetto al 2008.

Figura 3.3 Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2009

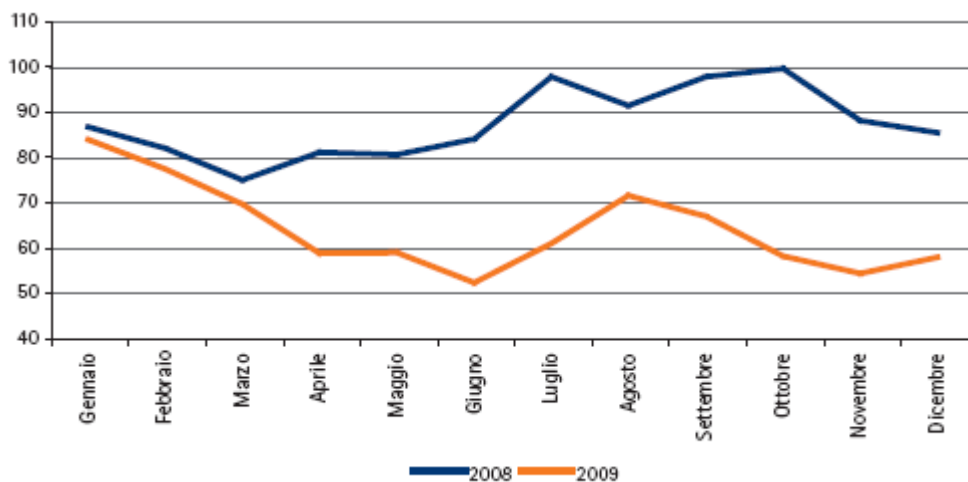


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

La Borsa elettrica italiana ha registrato per il 2009 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 63,72 €/MWh, con una flessione di 23,27 €/MWh (-26,8%) rispetto all'anno precedente. Il calo del PUN è da collegare alla drastica contrazione della domanda e alla contemporanea rilevante riduzione dei costi variabili di generazione, indotta dal ridimensionamento delle quotazioni internazionali dei combustibili. Il PUN medio mensile ha raggiunto il minimo nel mese di giugno (51,82 €/MWh).

Figura 3.4 Andamento del Prezzo unico nazionale nel 2009

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

su ciascuno dei quali può registrare acquisti e vendite. Le registrazioni di acquisti e vendite modificano la posizione netta di ciascun operatore relativamente a ciascun conto. I programmi in immissione/prelievo devono essere per definizione uguali o al più minori del saldo: un programma minore del saldo (c.d. saldo programmi PCE) costituisce nel caso di un CEI un riacquisto sul MGP a PUN e nel caso di un CEP una vendita sul MGP a PUN. Uno sbilanciamento a programma aggregato positivo implica che il mercato a termine è lungo e rivende l'eccedenza in borsa.

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), conferma il progressivo miglioramento dell'assetto concorrenziale della macrozona Nord. 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 1.800.

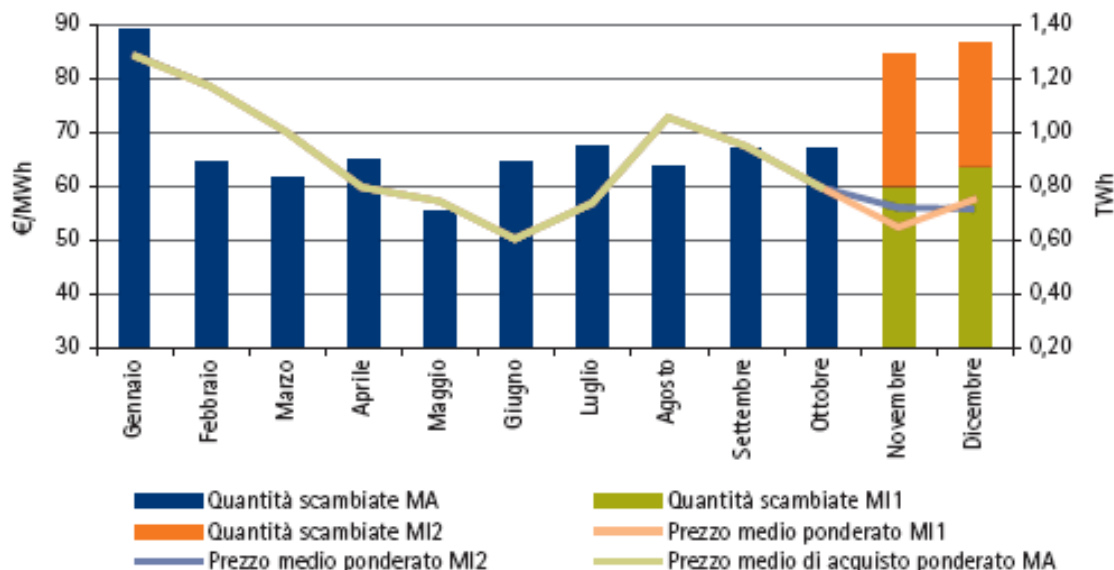
L'indice di operatore marginale⁸ relativo a Enel segnala una tendenza verso il miglioramento della situazione concorrenziale: infatti, mentre la percentuale dei volumi complessivamente scambiati su cui il primo operatore ha fissato il prezzo è stata mediamente del 51% nel 2008, tale quota è scesa al 27% nel 2009, evidenziando, per quasi tutti i mesi dell'anno (a eccezione di aprile e agosto), un andamento inferiore al 35%, analogamente a quanto avvenuto nell'ultimo trimestre del 2008.

Mercato di aggiustamento e Mercato infragiornaliero

Nel Mercato di aggiustamento, fino al 31 ottobre 2009, e nel Mercato infragiornaliero, negli ultimi due mesi dello stesso anno, sono stati scambiati complessivamente 11,9 TWh, con un aumento del 2,7% rispetto all'anno precedente. Il prezzo medio ponderato per gli acquisti è stato pari a 66,44 €/MWh sul MA e pari rispettivamente a 54,66 €/MWh e 55,69 €/MWh nelle due sessioni (MI1 e MI2) del MI. Nel 2008 il prezzo medio ponderato per gli acquisti sul MA era stato pari a 84,95 €/MWh.

Figura 3.5 Andamento dei prezzi medi e delle quantità sul MA e sul MI nel 2009

€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

⁸ Indice relativo ai singoli operatori che hanno fissato almeno una volta il prezzo di vendita. Per ciascun operatore, in ciascun intervallo di tempo considerato e ciascuna macrozona, è definito come la quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo, vale a dire come rapporto tra la somma delle quantità vendute (inclusi i contratti bilaterali) nelle zone geografiche su cui ha fissato il prezzo incluse nella macrozona e la somma delle quantità complessivamente vendute nella macrozona.

Il Mercato per il servizio di dispacciamento

Sul Mercato per il servizio di dispacciamento, gli acquisti *ex ante* a salire sono risultati pari a 12,5 TWh, in aumento dell'8,4 % rispetto all'anno precedente. Le quantità vendute *ex ante* a scendere sono invece risultate pari a 14,6 TWh, con un aumento del 30,4% rispetto al 2008, in decisa inversione di tendenza rispetto al trend calante dei due anni precedenti. Tali volumi hanno rappresentato rispettivamente il 4,0% e il 4,7% delle quantità complessivamente scambiate sul MGP.

Sul MSD *ex post* a salire nel 2009 Terna ha acquistato 7,8 TWh, in diminuzione del 19,0% rispetto all'anno precedente e pari al 2,5% dei volumi scambiati sul MGP. Sul MSD *ex post* a scendere nel 2009 Terna ha venduto 10,5 TWh, in flessione del 7,3% rispetto all'anno precedente e con una quota del 3,4% dei volumi sul MGP.

Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel corso del 2009 si è registrata, rispetto all'anno precedente, una riduzione del volume e della quota di energia ceduta in Borsa sul totale delle contrattazioni. Allo stesso tempo, l'energia scambiata nel MGP tramite contratti bilaterali, seppure diminuita in termini assoluti di quasi 4 TWh, ha visto crescere la sua quota sul totale delle contrattazioni dal 31,0% del 2008 al 32,0% del 2009.

Tavola 3.11 Mercato dell'energia elettrica

TWh

ANNO	CONTRATTAZIONI SUL MGP		
	Complessive	di cui Borsa	di cui bilaterali
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	337,0	232,6	104,3
2009	313,4	213,0	100,4

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

La riduzione dei volumi relativi alle contrattazioni bilaterali è riconducibile ad un decremento degli scambi da parte di operatori nazionali diversi dall'Acquirente unico, mentre è stata parzialmente bilanciata dall'andamento delle contrattazioni su base bilaterale concluse dall'Acquirente unico.

Tavola 3.12 Contratti bilaterali sul MGP nel 2009

TWh

CONTRATTI	2009	2008
Contratti bilaterali	100,4	104,3
Nazionali	101,1	103,8
<i>di cui Acquirente Unico</i>	24,2	19,5
<i>di cui altri operatori</i>	76,8	84,3
Esteri	0,4	0,6
Saldo programmi PCE	-1,1	-0,1

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Il grado di integrazione del mercato italiano nel contesto europeo

Il 2009 è stato un anno di forte discesa dei prezzi delle Borse elettriche europee, tornati su livelli analoghi o inferiori al 2007, dopo la rilevante crescita del 2008.

Il calo si attesta ovunque tra il 21% e il 43%, risultando più accentuato in Spagna e in Europa centrale, dove il 2008 aveva fatto registrare gli incrementi di maggior rilievo. Per effetto di tali dinamiche le quotazioni di Omel (36,96 €/MWh), EEX (38,95 €/MWh) e Powernext (43,01 €/MWh) tornano a convergere sui valori di NordPool (35,02 €/MWh). Ipx rimane la Borsa con le quotazioni più elevate (63,72 €/MWh).

La contrazione dei prezzi nel primo semestre del 2009 è avvenuta con velocità differenti tra Italia e Paesi esteri. Con l'aggravarsi del quadro macroeconomico internazionale e la conseguente caduta della domanda di energia elettrica, l'aggiustamento dei prezzi nei Paesi esteri è stato infatti pressoché immediato, mentre in Italia la diminuzione dei prezzi è stata molto più lenta e graduale. Nei mesi estivi si è poi registrato un andamento opposto, con prezzi italiani in crescita su base congiunturale e prezzi sulle Borse estere in continuo calo, incrementando i differenziali di prezzo e favorendo un incremento dei volumi di energia importata in Italia.

Il differenziale Italia-estero ha registrato una contrazione a partire da settembre. In particolare, i prezzi sul mercato francese hanno registrato un modesto incremento a settembre e un picco nel mese di ottobre, a causa di improvvisi fermi di centrali nucleari. Il prezzo *baseload* di ottobre ha toccato i 70,1 €/MWh, superiore al prezzo su IPEX di 12,46 €/MWh. Tale dinamica ha generato finestre temporali in cui i produttori italiani hanno esportato energia verso il Paese limitrofo. A novembre i prezzi francesi hanno evidenziato un deciso calo, riportandosi al di sotto dei prezzi registrati su IPEX.

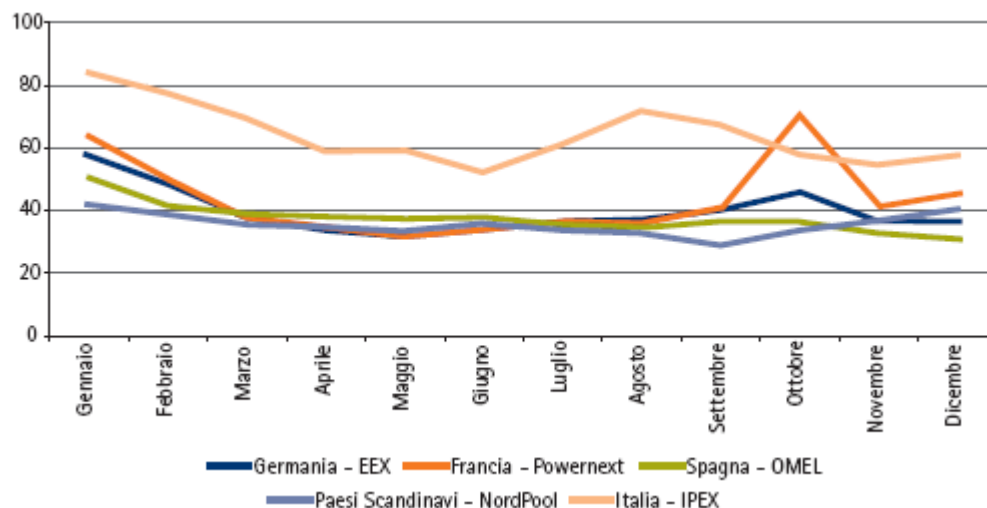
Il differenziale totale tra IPEX e le altre principali Borse elettriche europee si attesta, per il 2009, a 23,8 €/MWh, in aumento di 3,4 €/MWh rispetto all'anno precedente.

La Borsa elettrica italiana presenta una differenziazione del prezzo *peak* e *offpeak* abbastanza accentuata. Il prezzo medio nel 2009, infatti, è stato pari, rispettivamente nelle

ore piene e nelle ore vuote⁹, a 83,46 €/MWh e 54,47 €/MWh. Nelle altre Borse europee, invece, a un livello di prezzo medio più contenuto si associa solitamente un differenziale minore tra prezzo di picco e prezzo fuori picco. Il prezzo medio *peakload* e il prezzo medio *offpeak* sono risultati rispettivamente pari a 51,13 €/MWh e 33,25 €/MWh sulla Borsa tedesca, a 58,86 €/MWh e 35,59 €/MWh sulla Borsa francese, a 39,82 €/MWh e 35,62 €/MWh sulla Borsa spagnola, a 38,50 €/MWh e 33,39 €/MWh sulla Borsa scandinava.

Figura 3.6 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2009

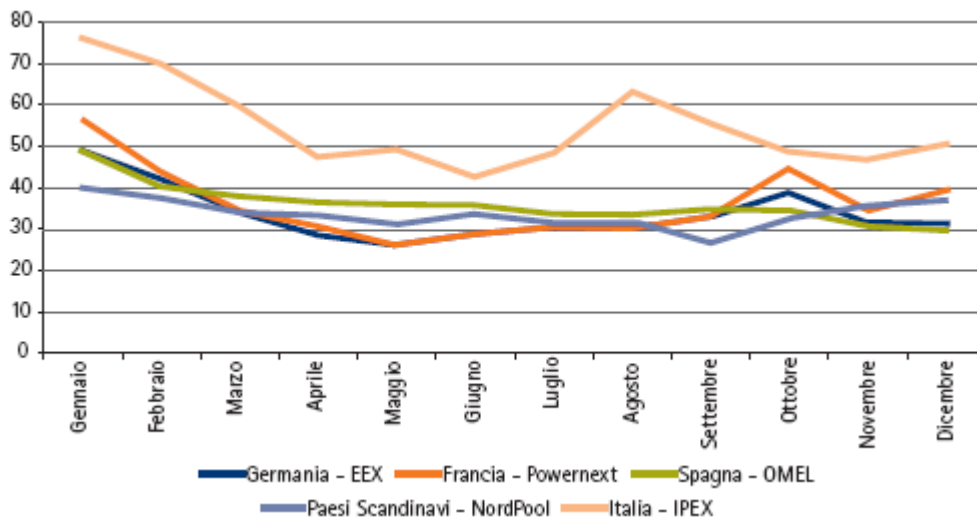
Valori medi *baseload*; €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

Figura 3.7 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nelle ore *offpeak* nel 2009

€/MWh

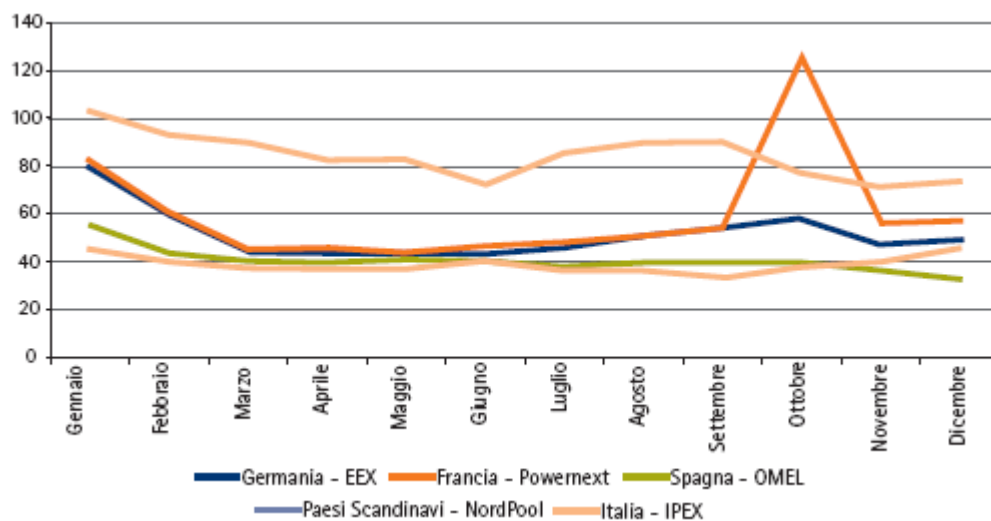


Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

⁹ I prezzi sono calcolati per tutte le Borse sulla base delle fasce orarie adottate dall'Autorità per la differenziazione del valore dell'energia. Il prezzo *peak* medio è determinato sui valori registrati durante le ore corrispondenti alla fascia F1, mentre il prezzo *offpeak* sulle restanti ore dell'anno (fasce F2 e F3).

Figura 3.8 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nelle ore di punta nel 2009

€/MWh

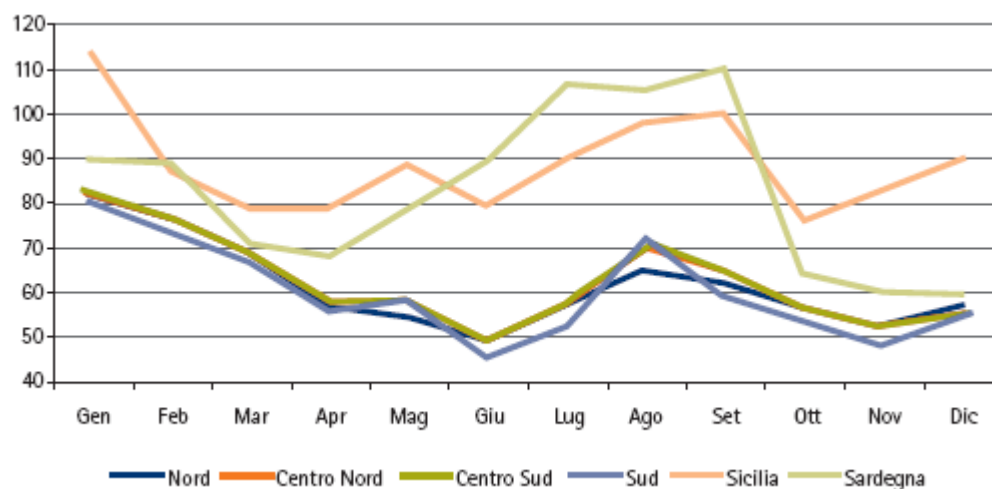


Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

Con riferimento ai prezzi zionali nella Borsa italiana, per la prima volta dal suo avvio il prezzo più basso, pari a 59,49 €/MWh, è stato registrato nella zona Sud, mentre il prezzo nelle altre zone continentali si è allineato poco sopra i 60 €/MWh. Significativamente più alto è invece risultato il prezzo di vendita nelle due isole, 82,01 €/MWh in Sardegna e 88,09 €/MWh in Sicilia, sebbene quest'ultima abbia parzialmente ridotto il differenziale di prezzo con le altre zone rispetto al 2008. L'analisi a livello mensile evidenzia una consistente riduzione dei prezzi in tutte le zone, a eccezione delle zone insulari nei mesi estivi, quando la riduzione dei volumi offerti e la contestuale tenuta della domanda hanno creato le condizioni per una maggiore concentrazione dal lato dell'offerta.

Figura 3.9 Andamento mensile dei prezzi zionali italiani nel 2009

€/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.

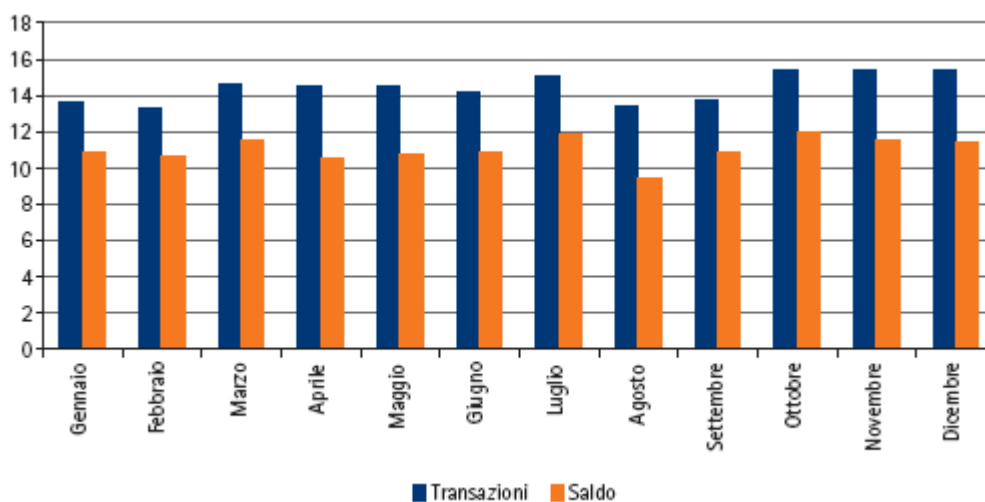
In generale, ciascun operatore dispone di uno o più Conti energia in immissione e di uno o più Conti energia in prelievo su ciascuno dei quali può registrare acquisti e vendite a condizione che il saldo netto risultante, a fronte della nuova registrazione, sia nel primo caso una vendita netta e nel secondo caso un acquisto netto. Il saldo del Conto determina la quantità di energia che può essere consegnata/ritirata o venduta/acquistata sul MGP.

Le transazioni registrate, con consegna e ritiro nell'anno 2009, sono risultate pari a 173,0 TWh (+13,8% rispetto all'anno precedente). Gli operatori hanno registrato prevalentemente contratti non standard (67,8% del totale), in aumento del 15,9% rispetto al 2008. Tra i contratti standard il profilo *baseload* è stato il più utilizzato (21,0% del totale), con una crescita del 18,5%, mentre è risultato in calo il profilo *peak* (-7,7%).

Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 131,1 TWh, in aumento tendenziale del 7,8%.

Figura 3.10 Andamento delle transazioni sulla PCE nel 2009

TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Mercati a termine: MTE e IDEX

Il Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) e l'Italian Derivatives Energy Exchange (IDEX) sono due mercati regolamentati a termine, gestiti rispettivamente da GME e Borsa italiana e istituiti nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia.

A seguito della riforma della disciplina del mercato elettrico, ai sensi della legge n. 2/09, l'MTE consente di negoziare, a partire da novembre 2009, quantità fisiche di energia

elettrica su un orizzonte temporale fino a un anno, con obbligo di consegna alla scadenza. Possono essere contrattati prodotti mensili, trimestrali e annuali. I contratti trimestrali e annuali vengono regolati attraverso il meccanismo del *cascading*, mentre i contratti mensili vengono regolati attraverso la registrazione sulla PCE dell'energia sottostante il contratto. I volumi negoziati sull'MTE nel 2009 sono stati pari a 124,8 GWh, mentre quelli consegnati nell'anno sono stati pari a 81,0 GWh.

L'IDEX è il segmento del mercato dei derivati di Borsa italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia aventi come sottostante il PUN. I contratti possono avere profilo *baseload* e periodi di consegna mensile, trimestrale e annuale. Il funzionamento del mercato prevede la presenza della *clearing house* del gruppo Borsa italiana, la Cassa di compensazione e garanzia, che agisce da controparte centrale e alla quale i membri del mercato devono necessariamente aderire.

Durante il 2009 i volumi complessivamente scambiati sull'IDEX ammontano a circa 15,8 TWh.

Dal 26 novembre 2009 è diventata operativa l'integrazione tra il mercato fisico a termine dell'energia (MTE) e il mercato regolamentato dei prodotti derivati su sottostante elettrico (IDEX).

GME e Borsa italiana hanno predisposto un meccanismo di opzione di consegna fisica dei contratti in *delivery* sul mercato IDEX, che permette agli operatori abilitati sulle due piattaforme di scegliere, al momento della scadenza dell'ultimo contratto mensile, se regolare la posizione sull'IDEX attraverso regolazione finanziaria (*cash settlement*) oppure attraverso il trasferimento della posizione sulla piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (Consegna derivati energia - CDE). Tale piattaforma affianca MPE e MTE e permette il trasferimento della posizione aperta sul mercato IDEX attraverso l'apertura di una posizione la cui controparte è il GME stesso.

Questo meccanismo è finalizzato ad aumentare l'attrattività dei mercati regolamentati dell'energia elettrica, dove il prezzo si forma in base a meccanismi trasparenti e il buon fine dei contratti è garantito dall'esistenza di una controparte centrale, ponendo le premesse per uno sviluppo della loro liquidità e riducendo i livelli di rischio anche su orizzonti temporali estesi.

Le operazioni di concentrazione nel settore dell'energia elettrica nel 2009

Tra le operazioni societarie rilevanti nel settore della distribuzione di energia elettrica nel corso del 2009, si evidenzia l'incorporazione di Asm Distribuzione Elettricità in Aem Distribuzione Energia Elettrica avvenuta in data 1 aprile, con la nascita della società A2A Reti Elettriche, operante nelle province di Milano e Brescia.

Tra le principali operazioni di acquisizione si ricordano:

- l'ingresso di Credit Agricole Private Equity nel 27% di capitale di Elettrostudio Energia, produttore italiano di energia da fonti rinnovabili;
- l'acquisizione da parte di Sea, società che gestisce gli scali aeroportuali milanesi, della quota del 49% di A2A in Malpensa Energia, azienda che ha in subconcessione la

gestione delle centrali di cogenerazione degli aeroporti di Linate e Malpensa e ora controllata interamente da Sea;

- l'acquisizione da parte di Kinexia, attraverso la controllata Volteo Energie - subholding di partecipazione nel settore delle fonti rinnovabili -, del 48,05% del capitale di Miro Radici Energia, attiva nella costruzione di impianti a biomassa liquida, da Miro Radici Finance.

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

Nel corso del 2009 e nei primi mesi del 2010, l'Autorità ha assunto numerosi provvedimenti in tema di energia rinnovabile, in particolare inerenti la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6 e la definizione del prezzo di riferimento dei certificati verdi, provvedendo inoltre ad una revisione del *Testo unico ricognitivo della produzione elettrica* e della disciplina dello scambio sul posto. Specifici provvedimenti hanno poi riguardato la disciplina del dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

In tema di energia CIP6 - prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili o da fonti a queste assimilate che godono di un particolare regime incentivante sulla base della legge n. 9 del 9 gennaio 1991 - l'art. 30, comma 20, della legge n. 99/09 ha previsto che l'Autorità proponga al Ministro dello sviluppo economico adeguati meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni con i produttori che volontariamente aderiscono a detti meccanismi. Gli oneri derivanti dalla risoluzione anticipata da liquidare ai produttori devono essere inferiori a quelli che si realizzerebbero nei casi in cui non si risolvessero le convenzioni.

Con la delibera 27 novembre 2009, PAS 22/09, l'Autorità ha formulato la proposta al Ministro dello sviluppo economico riguardo ai meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6. Partendo dalla proposta dell'Autorità, il Ministro, con il decreto ministeriale 2 dicembre 2009, ha definito i corrispettivi riconosciuti ai titolari di convenzioni CIP6 in caso di risoluzione anticipata delle medesime, distinguendo tra impianti che utilizzano combustibili di processo o residui oppure recuperi di energia e impianti che utilizzano combustibili fossili.

Sempre in tema di energia CIP6, con la delibera PAS 16/09, l'Autorità ha formulato, ai sensi della legge n. 99/09, la proposta al Ministro dello sviluppo economico relativa al valore di acconto del costo evitato di combustibile (CEC) - componente del prezzo di cessione dell'energia incentivata - per il quarto trimestre 2009. Il Ministro dello sviluppo economico ha recepito la proposta dell'Autorità con il decreto ministeriale 30 settembre 2009.

Per quanto riguarda il mercato dei certificati verdi, con la delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 3/10, l'Autorità ha definito il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica, necessario per la quantificazione del prezzo di riferimento dei certificati verdi. Per gli anni successivi al 2008, sulla base di quanto disposto con la delibera 26 febbraio 2008, ARG/elt 24/08, il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica da utilizzare ai fini della definizione del valore dei certificati verdi è

pari alla media aritmetica, su base nazionale, dei prezzi zionali orari riconosciuti, nell'anno precedente, all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili che cedono l'energia elettrica ai sensi della delibera 6 novembre 2007, n. 280/07. Il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica per l'anno 2009 è risultato pari a 67,18 €/MWh e, pertanto, il prezzo di riferimento dei certificati verdi per l'anno 2010, calcolato come differenza tra 180 €/MWh e il suddetto prezzo, è pari a 112,82 €/MWh. Il prezzo di riferimento dei certificati verdi relativo al 2009 era invece pari a 88,66 €/MWh.

Nel corso del 2009, inoltre, l'Autorità ha aggiornato il *Testo unico ricognitivo della produzione elettrica*, che raccoglie in un unico documento tutte le norme di regolazione sulla produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento. Con la predisposizione di questo documento si è voluto fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, rendendo disponibile una guida esplicativa e aggiornata dell'attuale contesto di mercato per gli impianti di generazione distribuita.

Per quanto concerne lo scambio sul posto¹⁰, l'art. 27, commi 4 e 5, della legge n. 99/09 ha previsto che sia i Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti - per gli impianti di cui sono proprietari di potenza non superiore a 200 kW e a copertura dei consumi di proprie utenze - sia il Ministero della difesa - anche per impianti di potenza superiore a 200 kW - possano usufruire del servizio di scambio sul posto senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete, fermo restando il pagamento degli oneri di rete.

Con la delibera 9 dicembre 2009, ARG/elt 186/09, l'Autorità ha dato applicazione a quanto previsto dalla legge n. 99/09, modificando la delibera 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08.

Di rilievo risulta anche la pubblicazione da parte dell'Autorità della delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10, che definisce, nel caso degli impianti eolici, procedure concorsuali per la remunerazione dei costi sostenuti dai produttori in caso di adeguamento volontario degli impianti per la fornitura di uno o più servizi di rete.

Sempre con la delibera ARG/elt 5/10, l'Autorità ha definito nuove modalità di remunerazione per la mancata produzione da impianti eolici in conseguenza di riduzioni della produzione, eventualmente imposte da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico; per quantificare la mancata produzione si fa riferimento alle stime elaborate dal GSE sulla base dei dati effettivi di vento, misurati in sito, nelle ore in cui viene richiesta la riduzione di produzione e utilizzando un modello che simula il funzionamento degli stessi impianti di produzione eolica. La formula per il calcolo della mancata produzione eolica include un indice di affidabilità, che dovrà essere definito da Terna tenendo conto del grado di affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna.

Inoltre, la delibera ARG/elt 5/10 ha introdotto nuovi strumenti incentivanti in materia di programmazione delle unità di produzione di potenza superiore o uguale a 10 MVA alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

¹⁰ 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.

Infine, sono previste alcune disposizioni nei confronti di Terna per migliorare il servizio di dispacciamento, anche tenendo conto delle previsioni di immissione effettuate dal GSE ai sensi della delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 4/10, nel caso di impianti di potenza inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione.

3.2.2 Descrizione del mercato finale

Le vendite finali di energia elettrica nel 2009, in base ai dati pubblicati da Terna, sono ammontate a circa 282 TWh, mentre i consumi complessivi (inclusi gli autoconsumi) sono ammontati a circa 300 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 2009

TWh

SETTORE PRODUTTIVO	2008	2009	VARIAZ. %
Industria	151,4	130,5	-13,8%
Terziario	93,6	94,8	1,3%
Domestico	68,4	68,9	0,8%
Agricoltura	5,7	5,6	-0,3%
Totale	319,0	299,9	-6,0%

Fonte: *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, 2009*, 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 2009

Al netto degli autoconsumi e delle perdite

	VOLUMI (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)
Mercato di maggior tutela	84.065	31.637
Mercato di salvaguardia	7.225	130
Mercato libero ^(B)	179.942	4.266
Mercato totale	271.233	36.033

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

(B) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 91% 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 282 TWh, di cui 197.9 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 2009 risulta essere stato pari a 147; di questi, 121 risultavano essere anche distributori di energia elettrica.

Nel 2009 le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 84 TWh per oltre 31 milioni di punti di prelievo, in riduzione del 6% rispetto al 2008. Il 68% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 57 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'84% del mercato totale della maggior tutela (oltre 26 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 2009 il servizio di salvaguardia ha interessato circa 130 mila punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno prelevato elettricità per circa 7,2 TWh. Il 5,7% delle vendite riguarda l'illuminazione pubblica mentre la quota restante è relativa agli altri utilizzi industriali/commerciali, con prevalenza di connessioni in media tensione (65% del totale delle vendite).

Le vendite del mercato libero nel 2009, sottraendo ai dati di Terna le vendite relative al servizio di salvaguardia, si sono attestate sui 191 TWh, in diminuzione del 2,4% rispetto al 2008. Nella tavola 3.15 i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente: il 95% dei volumi ha interessato i cosiddetti altri usi (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica) per oltre 2 milioni di punti di prelievo (53% del totale).

Tavola 3.15 Mercato libero per tipologia di cliente

Anno 2009^(A)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(B)
BT	50.913	4.184
Domestico	5.089	1.828
Illuminazione pubblica	4.279	187
Altri usi	41.545	2.169
MT	89.419	82
Illuminazione pubblica	324	1
Altri usi	89.095	81
AT e AAT	39.610	1
Altri usi	39.610	1
TOTALE MERCATO LIBERO	179.942	4.266

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 91% 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 AceaElectrabel Elettricità (5,3%), A2A Energia (3,2%) e Iride Mercato (1,4%). 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 2009 la quota cumulata dei tre principali operatori è stata pari al 45,3%, di cui il 26,8% è il contributo del principale operatore, Enel.

Nel mercato *retail* complessivo i gruppi societari che nel 2009 hanno raggiunto una quota di mercato superiore al 5% sono 2: Enel (45,9%) ed Edison (8,0%). 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	77%
Media tensione	4	37%
Alta e altissima tensione	6	63%
Totale	2	59%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Nell'anno 2009 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

Il numero dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni, provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori, ha visto un aumento del 51%, confermando l'andamento già evidenziato negli anni precedenti, pur riducendosi lievemente il relativo trend di crescita.

Nel periodo compreso tra il 1° aprile 2009 e il 31 marzo 2010, a fronte di un totale di 16.791 comunicazioni inoltrate all'Autorità, 11.143 (67% 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 55%. In linea rispetto all'anno precedente si conferma la ripartizione tra numero di reclami (94%), richieste d'informazione (5%) e segnalazioni (1%).

Tra i reclami relativi al settore elettrico, circa il 53% 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 (31,9%); il mercato (24,8%); l'applicazione di clausole contrattuali sia nell'ambito del mercato libero sia nel servizio di maggior tutela e la qualità commerciale (13,4%); gli allacciamenti (7,3%); i distacchi per morosità (6,1%); i prezzi e le tariffe (5,5%). Sono altresì presenti alcune problematiche residuali, tra cui: le questioni relative alla continuità del servizio elettrico (interruzioni), la qualità della tensione, la misura.

Tavola 3.17 Argomenti delle comunicazione ricevute dall'Autorità negli ultimi due anni

ARGOMENTI	APRILE 2008 – MARZO 2009		APRILE 2009 – MARZO 2010	
	N.	%	N.	%
Interruzioni e tensione (qualità tecnica)	322	5,0	419	3,8
Allacciamenti	522	8,2	811	7,3
Fatturazione	2.303	36,4	3.554	31,9
Contratti e qualità commerciale	1.239	19,6	1.496	13,4
Misura	24	0,4	187	1,7
Prezzi e tariffe	135	2,1	614	5,5
Mercato	1.090	17,2	2.670	24,8
Distacchi	267	4,2	679	6,1

Fonte: Elaborazione e dati AEEG.

Per quanto riguarda la fatturazione, i principali argomenti di contestazione sono stati: i consumi fatturati in acconto dai venditori; la mancata considerazione di letture e autoletture del misuratore; le bollette miste; i conguagli; le richieste di rettifica; la tempistica di emissione delle bollette. Le comunicazioni relative al mercato riguardano principalmente: le modalità di conclusione dei contratti; il cambio di fornitore; la corretta presentazione delle offerte; la doppia fatturazione; il rispetto del Codice di condotta commerciale. Le comunicazioni relative ai prezzi e alle tariffe, invece, hanno avuto a oggetto la corretta applicazione dei prezzi per le fasce biorarie, del mercato libero, delle tariffe di distribuzione e della tariffa sociale.

Relativamente ai contratti e alla qualità commerciale, invece, i principali argomenti di contestazione hanno riguardato: le variazioni contrattuali come voltore e subentri; l'esercizio del diritto di recesso; il deposito cauzionale; la morosità; i distacchi e i tempi di riattivazione; gli indennizzi automatici.

Le attività di classificazione, registrazione e successiva valutazione dei reclami e delle segnalazioni costituiscono un importante serbatoio di informazioni circa le problematiche che più frequentemente si verificano nell'erogazione del servizio; consentono inoltre di individuare le aree in cui si rendono necessari interventi regolatori e/o di vigilanza. L'analisi delle problematiche relative a clienti passati al mercato libero permette di identificare le aree di maggiore criticità, per le quali possono rendersi opportuni aggiustamenti della regolazione già esistente e/o inserimenti di nuove regole, a presidio del buon funzionamento dei mercati.

3.2.3 Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante

L'Autorità ha introdotto nel 2006 la possibilità di stipulare, nel mercato elettrico, contratti per la cessione di "capacità produttiva virtuale" (*virtual power plant* o VPP) che consentono di trasferire una quota della produzione di eventuali operatori "pivotali" a soggetti terzi, non riconducibili all'operatore dominante, per quantitativi predefiniti e a prezzi determinati sulla base di una procedura concorsuale aperta. Lo strumento è stato accettato dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato come misura compensativa proposta da Enel nell'ambito dell'istruttoria avviata per abuso di posizione dominante nella Borsa elettrica nel 2006, e quindi adottato dalla legge 23 luglio 2009, n. 99, con riferimento alla regione Sardegna.

In particolare, la delibera dell'Autorità 17 agosto 2009, ARG/elt 115/09 ha imposto a Enel e E.On, i due principali produttori in Sardegna, di mettere a disposizione di controparti selezionate attraverso procedure concorsuali una potenza tale da poter soddisfare almeno il 25% del fabbisogno nell'isola; nel dettaglio, il provvedimento ha riguardato 225 MW per Enel e 150 MW per il gruppo tedesco. Con la delibera 16 ottobre 2009, ARG/elt 150/09, l'Autorità ha approvato i premi di riserva proposti da Enel e E.On relativi alle procedure concorsuali di cessione della capacità produttiva virtuale per il 2010 e per il quinquennio 2010-2014.

Al tempo stesso l'Autorità, con la delibera 29 aprile 2009, ARG/elt 52/09, ha introdotto la nuova disciplina degli impianti essenziali (ovvero gli impianti nella disponibilità di un medesimo produttore e in assenza dei quali Terna non riesce a garantire il soddisfacimento della domanda in sicurezza). Tale disciplina, i cui effetti dovrebbero manifestarsi già a partire dall'anno in corso, consente di risolvere gran parte delle criticità derivanti dall'elevata concentrazione dell'offerta nel MSD. La nuova disciplina adottata dall'Autorità introduce meccanismi volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori, prevedendo, tra l'altro, anche la possibilità per i produttori stessi di scegliere tra diverse forme di regolazione. Di fatto la quasi totalità dei produttori interessati dalla disciplina degli impianti essenziali ha scelto la forma di regolazione che prevede la contrattualizzazione, da parte di Terna a condizioni stabilite dall'Autorità (con riferimento ai costi che caratterizzano un impianto termoelettrico turbogas), della capacità produttiva essenziale nella loro disponibilità. L'adesione dei principali operatori ha consentito a Terna di contrattualizzare circa 1.900 MW di riserva di potenza a salire e poco meno di 500 MW di riserva di potenza a scendere, con differenti profili orari di impegno.

4 REGOLAMENTAZIONE E PERFORMANCE DEL MERCATO DEL GAS NATURALE

4.1 Regolamentazione

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 2009-2010.

Tavola 4.1 Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2009-2010

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	VALORI A INIZIO ANNO TERMICO				VALORI AL 30/06/2010	
	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	CONFERITA	SATURAZIONE
Passo Gries					59,0	100,0%
Tarvisio	107,0	96,9	10,1	90,6%	105,2	98,4%
Mazara del Vallo	99,0	91,3	7,7	92,2%	98,7	99,7%
Gorizia ^(A)	2,0	0,0	2,0	0,0%	0,6	30,0%
Gela ^(B)	29,2	24,4	4,8	83,4%	29,2	100,0%
TOTALE	296,2	269,2	27,0	90,9%	292,7	98,8%
Terminali di GNL						
Panigaglia	13,0	7,2	5,8	55,4%		
Cavarzere	26,4	21,0	5,4	79,5%		

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

(B) Capacità disponibile a partire da aprile 2010.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

Rispetto alle capacità¹¹ messe a disposizione nell'anno termico precedente, si registra un aumento di 6 M(m³)/giorno di capacità conferibile nel punto di Tarvisio, per l'entrata in funzione dei potenziamenti sul TAG effettuati da Eni che ha completato le due espansioni (la prima era entrata in funzione nel febbraio 2009) scaturite dagli impegni assunti nel 2003 con la Commissione europea nell'ambito dell'indagine svolta sulle restrizioni di vendita territoriali previste nei contratti di fornitura di gas tra Gazprom ed Eni. Si evidenzia, inoltre, un incremento a Gela di 800.000 m³/giorno, disponibili da aprile 2010, grazie ai programmi di potenziamento in corso sul Greenstream, il gasdotto proveniente dalla Libia

¹¹ È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. La capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries). In particolare Snam Rete Gas 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.

la cui capacità complessiva è prevista espandersi fino a 11,53 G(m³)/anno per la fine del 2011.

Complessivamente la capacità conferibile è passata da 289,8 M(m³)/giorno del precedente anno termico a 296,2 M(m³)/giorno, evidenziando un aumento del 2,2%.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2009-2010 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 90,9% a 67 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, al 30 giugno 2010 la medesima quota sale a 98,8%.

Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della rete in corrispondenza dei due terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13,0 M(m³)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale, GNL Italia del gruppo Eni, 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. Da segnalare a tal proposito, tuttavia, che sia per l'anno termico in corso (2009-2010) sia per il prossimo, la capacità massima giornaliera di rigassificazione a Panigaglia sarà ridotta a causa dell'entrata in manutenzione di uno dei quattro vaporizzatori dell'impianto ligure. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) è invece pari a 26,4 M(m³)/giorno. Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per 25 anni ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della Direttiva europea 55/03/CE la capacità conferibile in tale punto sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m³)/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.

Conferimenti pluriennali

La tavola 4.2 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite (all'ottobre 2009) 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 2011-2012, complessivamente a 23 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche l'anno termico 2010-2011, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. Si richiama l'attenzione sul notevole ampliamento di capacità disponibile nel medio termine a Passo Gries, probabilmente per l'esaurirsi dei contratti di fornitura da Olanda e Mare del Nord oggi ancora attivi.

Tavola 4.2 Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2010-2011 al 2015-2016

M(m³) standard per giorno

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
2010-2011						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	29,2	2,0	26,4
Capacità conferita	90,4	87,8	52,2	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,6	11,2	6,8	7,3	2,0	0,0
2011-2012						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	91,0	87,8	50,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,0	11,2	8,2	9,7	2,0	0,0
2012-2013						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	90,8	86,7	48,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,2	12,3	10,2	9,7	2,0	0,0
2013-2014						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	82,0	86,6	45,1	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	25,0	12,4	13,9	9,7	2,0	0,0
2014-2015						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	81,7	86,5	21,2	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	25,3	12,5	37,8	9,7	2,0	5,4
2015-2016						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,8	86,5	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,2	12,5	51,7	9,7	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

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

Nel 2009 nessuna novità di rilievo ha interessato le regole per l'allocazione e la gestione delle capacità di interconnessione, per la cui descrizione si rimanda all'*Annual Report* dello scorso anno.

4.1.2 Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione

Trasporto

La rete di trasporto del gas nazionale e regionale è gestita da 10 imprese: 3 per la rete nazionale e 9 per la rete regionale (Tav. 4.3). La novità rispetto al 2008 è data dall'ingresso, tra gli operatori di rete regionale, di Italcogim Trasporto che è subentrata alla precedente Arcalgas Progetti nella gestione di un tratto di rete nelle Marche. Lo scorso anno, invece, era entrata tra gli operatori di rete nazionale Edison Stoccaggio, per la gestione del 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. Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 31.531 km di rete sui 33.584 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è il gruppo Edison che complessivamente amministra 1.380 km di rete, di cui 203 sulla rete nazionale. Tale gruppo, infatti, gestisce sia la rete di proprietà di Società Gasdotti Italia (1.297 km), sia il gasdotto di collegamento del terminale GNL di Rovigo, tramite la partecipata Edison Stoccaggio. Vi sono poi altri 7 operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale; nella tavola non compare più la società Carbotrade che dall'1 gennaio 2009 ha ceduto le attività di trasporto alla società Metan Alpi Energia.

Tavola 4.3 Reti delle società di trasporto nel 2009

km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	8.871	22.660	31.531
Società Gasdotti Italia	120	1.177	1.297
Edison Stoccaggio	83		83
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	35	35
Gas Plus Trasporto	0	42	42
Italcogim Trasporto	0	15	15
Metan Alpi Energia	0	67	67
Metanodotto Alpino	0	76	76
Netenergy Service	0	36	36
Retragas	0	402	402
TOTALE	9.074	24.510	33.584

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

L'attività di trasporto è normata da codici di rete predisposti dalle imprese di trasporto sulla base di 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.

Al fine di rendere maggiormente efficace il meccanismo di incentivazione al potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale, l'Autorità ha ritenuto opportuno avviare un procedimento per la definizione di criteri di valorizzazione dei nuovi investimenti sulla base sia di costi standard, sia di indicatori di efficienza degli investimenti ai fini dell'incentivazione. È stato avviato un ulteriore procedimento per

incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti in sviluppo della capacità di trasporto, in analogia con le previsioni del settore elettrico.

Con riferimento ai servizi di misura e dispacciamento del gas naturale, la delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09, definisce un quadro coordinato di tutte le attività e le responsabilità del servizio complessivo di misura, comprensivo anche delle reti regionali di trasporto. Esso sarà compatibile con le indicazioni che il Ministero dello sviluppo economico intenderà adottare in riferimento ai singoli sistemi di misura relativi alla rete nazionale di trasporto assegnando:

- all'impresa maggiore di trasporto la responsabilità dell'attività di *meter reading* e il ruolo di vigilanza e coordinamento del soggetto responsabili del *metering*;
- ai titolari degli impianti di misura la responsabilità dell'attività di *metering*, con riferimento ai punti di immissione delle produzioni nazionali, ai siti di stoccaggio, ai terminali di rigassificazione del GNL e alle reti di distribuzione;
- all'impresa di trasporto la responsabilità dell'attività di *metering*, con riferimento ai punti di riconsegna ai clienti finali allacciati alla rete di trasporto; riguardo agli impianti di misura esistenti, l'impresa di trasporto si avvale del titolare dell'impianto fino alla totale sostituzione dell'impianto medesimo.

L'impresa maggiore di trasporto, in funzione del suo ruolo di coordinamento e vigilanza sul servizio di misura, ha l'obbligo di presentare all'Autorità un nuovo piano di adeguamento e di manutenzione degli impianti di misura. L'impresa maggiore di trasporto ha inoltre l'obbligo di assicurare l'effettiva implementazione delle disposizioni in materia di adeguamento degli impianti di misura.

Distribuzione

Per quanto riguarda l'attività di distribuzione del gas naturale, si osserva che la proprietà della rete rimane frammentata tra 270 distributori (erano circa 430 nel 2005), il gruppo principale resta Eni con una quota pari al 22,6% del mercato (in termini di volumi distribuiti).

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

Il processo di riassetto industriale che da tempo caratterizza la distribuzione di gas naturale e che conduce ogni anno a numerose operazioni di fusione e acquisizioni societarie, ovvero alla riduzione del numero di imprese che vi operano, è proseguito anche lo scorso anno. Il numero dei distributori alla fine del 2009 risulta infatti sceso a circa 270 (ma questa cifra è passibile di modificazioni per il ritardo con cui alcuni operatori comunicano le variazioni societarie avvenute nel 2009) dalle 295 unità che erano presenti al 31/12/2008.

Le operazioni societarie più significative sono state:

- l'incorporazione di 4 società del gruppo E.On in un'altra società del medesimo gruppo. Il gruppo ha ora una sola società di distribuzione;
- l'incorporazione di Asm Reti, società di distribuzione della parte bresciana di A2A, in A2A Reti Gas, per effetto della quale A2A Reti Gas ha superato nel 2009 la soglia di un milione di clienti;

- L'acquisizione da parte di Gas Natural Distribuzione Italia di 7 società (Normanna Gas, Smedigas, Gasdotti Azienda Siciliana, Agragas, Italmeco, Calgas, Pitta Costruzioni). Con tali operazioni societarie il numero dei clienti serviti da Gas Natural Distribuzione Italia ha quasi raggiunto il mezzo milione e la società ha triplicato il volume distribuito.

Tavola 4.4 Estensione delle reti di distribuzione nell'anno 2009

REGIONE	ESTENSIONE RETE		
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE
Val d'Aosta	0,3	165,8	194,9
Piemonte	80,7	11.501,4	11.883,2
Liguria	57,4	1.945,4	4.125,6
Lombardia	112,5	14.346,2	31.414,9
Trentino Alto Adige	181,9	2.015,4	1.955,5
Veneto	290,0	10.444,7	17.970,4
Friuli Venezia Giulia	5,1	2.084,0	5.053,5
Emilia Romagna	305,9	16.771,1	12.808,3
Toscana	248,9	6.068,8	9.361,3
Lazio	198,6	6.139,5	8.155,7
Marche	19,1	4.259,0	4.539,6
Umbria	105,5	1.810,1	3.172,7
Abruzzo	1,4	4.335,6	4.657,5
Molise	5,6	978,3	872,7
Campania	17,6	3.857,4	7.449,5
Puglia	96,3	5.206,9	6.260,7
Basilicata	0,8	819,2	1.508,4
Calabria	34,7	2.289,6	3.403,8
Sicilia	60,3	4.082,3	7.804,8
Non in funzione	0,0	439,4	1.056,8
TOTALE	1.822,7	99.560,2	143.649,8

Solo 35 soggetti (il 14% delle imprese attive nel settore) superano la soglia dei 100.000 clienti serviti alla quale scatta l'obbligo di separazione funzionale delle attività, secondo quanto disposto dalla normativa dell'Autorità sull'*unbundling*. Complessivamente essi coprono l'81% dei volumi distribuiti in Italia (nel 2008 le stesse imprese coprivano il 78%).

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 2009 l'Autorità ha modificato e integrato alcune parti del Codice di rete tipo riguardanti soprattutto le letture, le modalità di correzione dei volumi di gas, le responsabilità del servizio di misura.

Ambiti territoriali minimi di distribuzione del gas naturale - Nel 2009 è proseguita l'attività condotta in collaborazione con il Ministero dello sviluppo economico per l'individuazione degli ambiti territoriali minimi di distribuzione del gas naturale.

Con il Documento per la consultazione 3 giugno 2008, DCO 15/08, l'Autorità ha proposto in via preliminare, sia i propri orientamenti in relazione alle proposte che avrebbe dovuto formulare per l'identificazione dei bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi, sia la successiva definizione degli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas.

Nel documento DCO 15/08 l'Autorità ha individuato, in 250.000-350.000 punti di riconsegna per ambito, la soglia minima per l'avvio di un percorso di razionalizzazione del sistema distributivo del gas naturale. Tale valutazione è scaturita: dall'esame delle esperienze internazionali; dall'evidenza della presenza di economie di scala molto significative per le imprese medio-piccole e deboli per le imprese di dimensione maggiore; dai risultati di un'analisi svolta su una *cross section* di dati forniti da imprese distributrici italiane, relativi all'anno 2006.

In relazione a tali considerazioni di natura economica e tenendo conto dei vincoli tecnici derivanti dall'esame dello sviluppo degli impianti di distribuzione esistenti e delle loro interconnessioni, nonché della loro congruità geografica, nel documento DCO 15/08 l'Autorità ha formulato una prima concreta proposta che prevede l'individuazione di 44 ambiti minimi per l'organizzazione del servizio di distribuzione del gas naturale.

In esito alla consultazione, l'Autorità ha affinato la propria proposta iniziale e nel documento *Considerazioni finali relative alle proposte in materia di individuazione di bacini ottimali di utenza*, inviato al Ministero per lo sviluppo economico in data 30 gennaio 2009, alla luce delle osservazioni ricevute ha consolidato la propria posizione provvedendo ad alcuni aggiustamenti dell'ipotesi iniziale esposta nel documento DCO 15/08 e portando a 59 il numero di ambiti minimi proposti.

Nel particolare tecnico, nel considerare una dimensione minima di punti di riconsegna forniti superiore al limite di 100.000 unità, l'Autorità ha tenuto conto degli esiti di studi disponibili, secondo cui guardando ai soli costi operativi relativi alla gestione tecnica delle reti, l'effetto delle economie di scala diminuisce sensibilmente a partire da 100.000 punti di riconsegna.

Successivamente, in osservanza delle disposizioni previste dall'art 30 comma 26, della legge 23 luglio 2009, n. 99, l'Autorità ha partecipato al tavolo di lavoro istituito presso il Ministero dello sviluppo economico, e ha fornito parere favorevole all'identificazione di 127 ambiti territoriali minimi, differentemente dall'ipotesi presentata nel documento contenente la proposta iniziale. Sebbene il numero di ambiti individuati nello schema di decreto sia superiore a quanto valutato tramite la consultazione e sebbene l'Autorità ritenga che un numero inferiore di ambiti sia preferibile ai fini di una maggiore efficienza ed efficacia del servizio di distribuzione del gas, sempre l'Autorità valuta che il numero indicato possa essere considerato ancora accettabile ma come transitorio verso un assetto ottimale; quest'ultimo potrà essere perseguito anche attraverso gli strumenti incentivanti previsti dal decreto medesimo.

Tariffe di trasporto

Con la delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09, l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento di gas naturale per il terzo periodo di regolazione 2010-2013. Tale regolazione conclude il procedimento avviato nell'aprile 2008 e sottoposto all'Analisi di impatto della regolazione (AIR).

I meccanismi di regolazione tariffaria definiti per il terzo periodo di regolazione prevedono di:

- utilizzare l'anno solare, anziché l'anno termico come nei precedenti periodi di regolazione, quale riferimento per la determinazione e l'applicazione delle tariffe di trasporto;
- fissare il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto pari al 6.4%, reale pre-tasse, per il servizio di trasporto e dispacciamento;
- confermare il meccanismo di incentivi relativo ai nuovi investimenti applicato nel secondo periodo di regolazione. Introdurre altresì un indice di efficienza per l'analisi costi/benefici per la realizzazione dell'infrastruttura;
- confermare l'adozione del modello tariffario *entry exit* per la determinazione dei corrispettivi di entrata e di uscita della rete nazionale di gasdotti, prevedendo, al fine di promuovere la concorrenza, la semplificazione dell'articolazione delle aree tariffarie di uscita allineandole con le aree geografiche di applicazione degli ambiti tariffari;
- prevedere l'allocazione del gas per il funzionamento delle centrali di compressione e per il reintegro delle perdite di rete agli utenti del servizio di trasporto;
- trattare il gas non contabilizzato con criteri analoghi a quelli indicati per le perdite fisiche della rete di trasporto, rinviando a un successivo provvedimento la definizione degli obiettivi di riduzione del gas non contabilizzato;
- fissare coefficienti di recupero di produttività differenziati per ciascuna impresa di trasporto, prevedendo in particolare che, nel caso in cui le imprese nell'anno di riferimento per la determinazione dei costi operativi presentino costi effettivi inferiori ai costi riconosciuti, il coefficiente di recupero di produttività sia fissato in modo da riassorbire il *profit sharing* in un periodo di 8 anni;
- prevedere una ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* che rifletta la struttura dei costi, di capitale e operativi, dell'attività di trasporto.

L'Autorità, con la medesima delibera, ha definito disposizioni regolatorie relative all'attribuzione di responsabilità e ai criteri tariffari inerenti il servizio di misura del trasporto del gas naturale per il periodo 2010-2013. In particolare ha previsto che i costi afferenti a tale servizio vengano enucleati dalla generalità dei costi di servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale, al fine di determinare uno specifico corrispettivo per la remunerazione del servizio stesso.

Per quanto attiene ai criteri di regolazione tariffaria del servizio di misura del trasporto gas, l'Autorità ha previsto che:

- il costo riconosciuto venga calcolato con riferimento a tutti gli *asset* e alle attività funzionali al medesimo servizio, con l'esclusione di quelli in capo ai produttori

nazionali (che trovano già copertura nei contratti di vendita stipulati da tali produttori); e che il costo sia riferito a un sistema di misura tecnologicamente avanzato e a un servizio fornito in condizioni di qualità ed efficienza;

- il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto sia fissato pari al 6,9% per il servizio di misura del trasporto gas.

Sempre in relazione al servizio di misura del trasporto, con la medesima delibera l'Autorità ha rinviato l'applicazione della nuova disciplina tariffaria al 2011, al fine di poter completare gli adempimenti necessari alla riforma di tale servizio. Per l'anno 2010 è stata quindi prevista l'introduzione di una disciplina transitoria mediante la definizione di un corrispettivo di misura determinato con riferimento ai costi riconosciuti per il servizio di misura delle sole imprese di trasporto, da applicare alle capacità conferite nei punti di riconsegna della rete di trasporto.

Tariffe di rigassificazione

Ai sensi della delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08, le imprese di rigassificazione trasmettono all'Autorità, entro il 31 maggio di ogni anno, le proposte tariffarie relative all'anno termico successivo. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, con delibera 28 luglio 2009, ARG/gas 102/09, l'Autorità ha proceduto alla determinazione della tariffa per il servizio di rigassificazione relativo al periodo 2009-2010 per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico.

Con delibera 1 marzo 2010, ARG/gas 24/10, l'Autorità ha determinato la tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio presso il terminale della società terminale GNL Adriatico, valido per l'anno termico 2009-2010, nelle more di un'eventuale diversa determinazione da parte del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

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.

Nel corso del 2009 sono stati adottati i primi provvedimenti attuativi della riforma introdotta con la delibera del 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, di approvazione della Parte II del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (TUDG), recante disposizioni in materia di *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RTDG).

Con la delibera del 30 giugno 2009, ARG/gas 79/09, sono state approvate sia le tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, sia le opzioni tariffarie provvisorie per il servizio di distribuzione e misura del gas diversi dal gas naturale. In agosto l'Autorità ha proceduto alla determinazione della tariffa di riferimento di distribuzione e misura per

l'anno 2009 (delibera 5 agosto 2009, ARG/gas 109/09); in dicembre sono state approvate le tariffe di riferimento per l'anno 2009 per il servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale (delibera 21 dicembre 2009, ARG/gas 197/09).

I livelli tariffari per l'anno 2010 sono stati invece fissati con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/gas 206/09. Le componenti tariffarie a copertura dei costi operativi sono state aggiornate con il metodo del *price cap*, applicando il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti differenziato per classi di impresa. Nel terzo periodo regolatorio sono stati introdotti incentivi all'aggregazione delle imprese di distribuzione, che in Italia sono ancora molto numerose, attraverso la modulazione del tasso di recupero di produttività (cioè dell'*X-factor*) che aumenta al diminuire della dimensione delle imprese. Esso è infatti pari:

- al 3,2% per le imprese con oltre 300.000 punti di riconsegna serviti;
- al 4,6% per le imprese con un numero di punti di riconsegna superiore a 50.000 ma inferiore a 300.000;
- al 5,4% per le imprese che servono al massimo 50.000 punti di riconsegna.

I principali obiettivi perseguiti dall'Autorità nella definizione della regolazione tariffaria per il terzo periodo comprendono inoltre, tra gli altri: stabilità regolatoria; convergenza dei criteri di regolazione tariffaria tra settore elettrico e 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 (si veda *Annual Report* 2009).

Tariffe di stoccaggio

Nel 2006, concluso il primo periodo di regolazione dello stoccaggio, con la delibera 3 marzo 2006 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 ad 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 *Annual Report* del 2007).

Ai sensi della delibera n. 50/06 entro il 10 febbraio di ogni anno le imprese di stoccaggio presentano all'Autorità le proposte relative ai corrispettivi tariffari per il servizio di stoccaggio, relative all'anno termico successivo. Con la delibera 30 marzo 2009, ARG/gas 38/09, l'Autorità ha approvato i corrispettivi di impresa presentati dalle imprese di stoccaggio e ha conseguentemente provveduto a determinare i corrispettivi unici nazionali per l'attività di stoccaggio relativi l'anno termico 2009/2010. L'Autorità ha inoltre approvato le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di erogazione dell'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile.

Essendo prossimo al termine il termine del secondo periodo di regolazione, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di stoccaggio del gas naturale per il terzo periodo di regolazione 2010-2014

(delibera 15 giugno 2009, ARG/gas 72/09). Nella stesura di tale procedimento, sottoposto ad Analisi di Impatto Regolatorio (AIR), l'Autorità ha previsto di tener conto:

- della necessità di introdurre meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture di stoccaggio del gas naturale;
- della necessità di garantire che tariffe e corrispettivi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di condizioni per l'accesso e l'erogazione di servizi di stoccaggio.
- delle possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale.

In considerazione dell'esigenza di definire criteri tariffari che tengano conto dell'evoluzione del quadro normativo e regolamentare relativo al servizio di stoccaggio, con la delibera 23 febbraio 2010, ARG/gas 21/10, l'Autorità ha prorogato per il periodo 1/4/2010 - 31/12/2010 le proposte tariffarie approvate con la delibera ARG/gas 38/09 per l'anno termico 2009-2010.

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.

Nell'aprile 2008 con il documento per la consultazione DCO 10/08, *Possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale*, l'Autorità aveva individuato una *road map*, per la definizione di un nuovo regime di bilanciamento basato su criteri di mercato. Tale sforzo è considerato prodromo allo sviluppo del maggiore obiettivo della *Borsa del gas* (si rimanda all'*Annual Report 2009* per una lettura di dettaglio del Documento di consultazione).

Nel documento per la consultazione DCO 3/09, in merito alla revisione delle modalità di trattamento delle partite di gas non oggetto di misura diretta (perdite di rete, svaso/invaso della rete, gas non contabilizzato) nell'ambito del servizio di bilanciamento, l'Autorità ha proposto 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 di 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.

Con la delibera 27 novembre 2009, ARG/gas 182/09, l'Autorità ha approvato i criteri di definizione e di attribuzione delle partite inerenti l'attività di bilanciamento del gas naturale, precisati a seguito di rettifiche dei dati di misura successive alla chiusura del

bilancio di trasporto. La delibera costituisce un primo tassello nella prevista riforma dei meccanismi di bilanciamento del sistema gas. Infatti, l'attuale problematica legata alla chiusura definitiva dei bilanci delle imprese di trasporto, riferita ogni mese al terzo mese precedente, definisce un tempo troppo breve in relazione alle tempistiche di raccolta delle misure da parte delle imprese di trasporto e di distribuzione, per cui può accadere che modificazioni o rettifiche dei dati di misura avvengano anche successivamente alla chiusura del bilancio definitivo. Gli utenti della rete di trasporto, a seguito di tali rettifiche, non vedono riconosciuta con il segno appropriato la nuova attribuzione sotto alcun profilo (né la rideterminazione dei corrispettivi per il trasporto, né la revisione delle posizioni per il bilanciamento, né il valore della partita gas) e, nel contempo, sono tenuti ad effettuare conguagli, a credito o a debito, conseguenti la rettifica nei confronti dei propri clienti.

La delibera ARG/gas 182/09, individua inoltre criteri per il trattamento di eventuali rettifiche dei dati di misura dei punti di riconsegna che avvengono successivamente alla chiusura del bilancio definitivo delle imprese di trasporto, prevedendo una valorizzazione economica della partita fisica determinata dalla rettifica per l'utente interessato, con la conseguente emissione di fattura/nota di credito del conguaglio. La valorizzazione economica è legata ad un indice di prezzo mensile della componente all'ingrosso della materia prima, più una quota di trasporto al PSV.

Al momento il provvedimento è limitato nell'ambito di applicazione alle rettifiche delle misure sulle cabine REMI¹² che alimentano un unico cliente finale, vale a riguarda solo i clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto, escludendo quindi i clienti allacciati alle reti di distribuzione.

Sicurezza e qualità dei servizi gas

Il 2009 è stato il primo anno di attuazione della nuova regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RQDG) approvata dall'Autorità con delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08. La RQDG 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 unico integrato della qualità dei servizi gas* per il periodo di regolazione 2005-2008 (Allegato A alla delibera 29 settembre 2004, n. 168/04, e successive modifiche e integrazioni). Nel 2009 hanno tuttavia continuato ad applicarsi, per esigenze di gradualità o per la regolazione di partite economiche relative al 2008, alcune norme del *Testo integrato della qualità dei servizi gas* approvate con la delibera n. 168/04.

La conferma della regolazione previgente si è rivelata efficace poiché anche per il 2009 si è registrato un ulteriore aumento della rete ispezionata. Infatti anche per l'anno 2009 i livelli minimi individuati dall'Autorità, 20% per la bassa pressione e 30% per la media e alta pressione risultano ampiamente rispettati. L'ispezione effettuata si attesta su valori nettamente superiori al 50%.

Passando al tema del pronto intervento sull'impianto di distribuzione si evidenzia come il tempo medio effettivo si attesti su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti. Infatti a fronte di un aumento in valore assoluto del numero

¹² Cabine di regolazione e misura site nel punto più vicino possibile sia alle prese del metanodotto sia alla connessione del cliente.

di chiamate di pronto intervento registrate sull'impianto di distribuzione, il tempo di arrivo sul luogo di chiamata è pari, in media nazionale, a 35 minuti circa. Il numero di chiamate di pronto intervento è aumentato rispetto al 2008 e il tempo medio effettivo ha subito un leggero incremento. Il fenomeno è da ricondurre alla crescita, in valore assoluto, delle chiamate fuori standard per cause imputabili all'impresa distributrice, effetto del rafforzamento della disciplina del pronto intervento gas operato con la RQDG attraverso sia l'estensione graduale del sistema degli incentivi per recuperi di sicurezza a tutti gli operatori, sia l'introduzione, a partire dall'1 luglio 2009, della registrazione vocale delle chiamate accompagnata dall'avvio di una campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza.

Esaminando i dati comunicati dagli esercenti risulta che dal 2008 al 2009:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 9.087 a 15.178; tuttavia, sono diminuite da 6.228 a 5.957 le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose;
- anche le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi sono aumentate, passando da 150.148 a 161.394; tuttavia, come nel caso precedente, le dispersioni normalmente più rischiose, cioè quelle localizzate sulla rete e sulla parte interrata, sono diminuite da 17.252 a 16.408.

L'aumento in valore assoluto è anche dovuto in qualche misura all'aumento sia della rete in esercizio, sia del numero di clienti finali allacciati. Con riferimento al numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per km di rete dell'anno 2009, limitatamente a quelle registrate su rete e su impianto di derivazione di utenza parte interrata, l'incidenza delle dispersioni a seguito a livello nazionale si attesta su valore pari a quello registrato lo scorso anno, ovvero uguale a 0,07.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

La regolazione della qualità commerciale, introdotta sin dal 1° gennaio 2001, con l'entrata in vigore della delibera 2 marzo 2000 n. 47/00, per il terzo periodo di regolazione, è confluita nella parte I del TUDG, *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* o RQDG, descritta in dettaglio nell'*Annual Report* dello scorso anno.

Nel corso del 2009 sono state apportate modifiche alla RQDG in materia di ricostruzione dei consumi a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura; a questo riguardo si è ritenuto opportuno procedere a una fase di consultazione, formulando proposte per l'individuazione di una metodologia unica a livello nazionale, ma tenendo conto del parere presentato dalle associazioni degli operatori come valido punto di partenza, visto l'elevato contenuto tecnico dell'argomento. In particolare nel documento per la consultazione 29 ottobre 2009, DCO 33/09, sono state esplicitate soluzioni circa la determinazione:

- del volume annuale, ai sensi della delibera 28 dicembre 1999, n. 200/99;
- delle percentuali di errore riconosciute, rispettivamente alla portata massima e minima;
- del volume erroneamente misurato;

- di disposizioni correttive e integrative di quelle vigenti, con specifico riguardo all'eliminazione dell'inderogabilità a effettuare la verifica in loco ogni volta che sia tecnicamente possibile, però senza ulteriori aggravii di costo per il consumatore, ossia estendendo l'importo previsto per la verifica presso il cliente finale anche a quella condotta da un laboratorio qualificato;
- di regole complementari da definire nel caso in cui la verifica sia effettuata presso un laboratorio qualificato;
- di eventuali ulteriori elementi da considerare al fine di pervenire ad una metodologia di ricostruzione dei consumi applicabile a entrambe le casistiche di verifica del gruppo di misura.

In esito al processo di consultazione, l'Autorità ha adottato la delibera 27 gennaio 2010, ARG/gas 71/10, con la quale ha approvato sia le disposizioni generali in tema di ricostruzione dei consumi di gas naturale a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura, sia alcune integrazioni e modifiche all'art. 41 della RQDG, con valenza a partire dall'1 aprile 2010.

Esaminando i dati raccolti in tema di qualità commerciale del servizio di distribuzione, si evidenziano per l'anno 2009 due fenomeni. Il primo è la convergenza tra il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso e il numero dei rimborsi effettivamente pagati. Il secondo è rappresentato dalla progressiva diminuzione del numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico. Sono confermati, pertanto, la tempestività di corresponsione degli indennizzi nel rispetto delle regole fissate dall'Autorità e l'ulteriore miglioramento del servizio in termini di diminuzione dei fuori standard rispetto all'anno 2008. Particolarmente significativa è la progressiva diminuzione dei casi di mancato rispetto e conseguentemente degli indennizzi, tale fenomeno è registrato per il terzo anno consecutivo.

A fronte di 15.578 casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso, corrispondenti a 15.783 indennizzi corrisposti, risulta erogato un ammontare di poco superiore a 1 milione di euro. Anche per l'anno 2009 l'esecuzione di lavori semplici è la prestazione che ha generato il maggior numero di casi fuori standard e quindi di indennizzi corrisposti. Seguono: la preventivazione di lavori semplici e complessi, la disattivazione della fornitura, l'attivazione della fornitura, la riattivazione in caso di distacco per morosità e la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati.

Qualità commerciale del servizio di vendita del gas

La revisione della regolazione della qualità commerciale della vendita di energia elettrica e gas, disciplinata dal TIQV, introdotta con la delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08 è entrata in vigore il 1° luglio 2009, il TIQV definisce le regole per assicurare la massima tempestività nella gestione dei reclami scritti, nelle richieste scritte di informazione e nelle rettifiche di fatturazione, stabilendo pure indennizzi automatici a favore dei consumatori (per ulteriori dettagli si veda il capitolo 3).

4.1.3 Regolamentazione dell'*unbundling*

Relativamente alla disciplina dell'*unbundling*, nel 2009 l'Autorità ha avviato, con la delibera del 9 ottobre 2009, ARG/com 145/09, un procedimento per la revisione di alcuni aspetti della normativa vigente. Poiché in Italia la disciplina dell'*unbundling* è comune tra i settori dell'energia elettrica e il gas, si rimanda alla descrizione di cui al paragrafo 3.1.3.

Si ricorda che 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. 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 disciplina prevede l'obbligo per le 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.

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

Nel 2009 la domanda di gas ha registrato un marcato calo (-8% rispetto al 2008) a causa dell'impatto della recessione economica sull'attività produttiva e, di conseguenza, sui consumi energetici. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, la contrazione della domanda ha ridotto i consumi a 76,7 G(m³) dagli 83,4

G(m³) registrati nel 2008, anno nel quale si erano già fatti sentire i primi effetti della crisi economica. Per il terzo anno consecutivo, quindi, la domanda di gas non è aumentata, dopo anni in cui il settore era abituato a tassi di crescita molto positivi e stabili nel tempo. I consumi del comparto industriale e quelli del termoelettrico hanno registrato un vero e proprio crollo (rispettivamente pari a -14,4% e -16,8%), mentre l'inverno rigido ha spinto la domanda residenziale e del terziario (+5,4%), così come il diffondersi di auto alimentate a metano (favorite dagli incentivi governativi) ha permesso ai consumi per autotrazione di aumentare del 9,6% rispetto al 2008. Per effetto di queste variazioni la quota dei consumi industriali si è ridotta a poco più del 20%, quella del termoelettrico è ora del 36,8%, mentre quella dei consumi civili (settore domestico e servizi) ha raggiunto il 41,5%.

Come accade da molti anni, la produzione nazionale ha continuato a ridursi, scendendo a 8 G(m³) dai 9,3 del 2008. Le importazioni dall'estero sono diminuite del 9,9%, passando da 76,9 a 69,3 G(m³), così pure le esportazioni, passate da 210 a 125 M(m³). Circa 0,9 G(m³) è il quantitativo che è stato prelevato dagli stoccaggi. La domanda lorda è stata quindi soddisfatta per il 10,3% dalla produzione nazionale e per l'88,6% dalle importazioni nette.

Tavola 4.6 Sviluppo del mercato all'ingrosso

Anno	Domanda Totale ^(A) G(m ³)	Domanda di punta ^(B) M(m ³)/giorno	Produzione G(m ³)	Capacità di importazione G(m ³)/anno				N. di società con una quota di produzione e capacità di importazione >5%	N. di società con una quota di gas disponibile >5%	Quota delle tre maggiori società di vendita all'ingrosso
				Totale	Accesso prioritario per transito ^(C)	Accesso prioritario per contratti LT	Accesso non riservato			
2001	125,1	n.d.	15,5	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2	68,2%
2002	111,8	n.d.	14,3	84,0	0,5	77,3	4,2	3	3	67,4%
2003	123,6	n.d.	13,9	84,8	0,5	78,8	3,1	3	3	63,8%
2004	127,3	386	12,9	88,7	0,5	84,6	2,1	3	3	62,4%
2005	138,3	421	12,0	90,6	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	151,5	410	9,3	100,3	0,5	96,1	3,7	3	3	57,1%
2009	146,5	436	8,0	110,9	0,5	102,4	8,0	3	3	49,4%

(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, 21/12/2009; 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.

Lo scorso anno la capacità d'importazione è cresciuta di quasi 11 G(m³)/anno per l'entrata in esercizio dei potenziamenti effettuati da Eni sui gasdotti di importazione dall'Austria (TAG) e dalla Libia (Green Stream) e del nuovo terminale di rigassificazione del GNL di

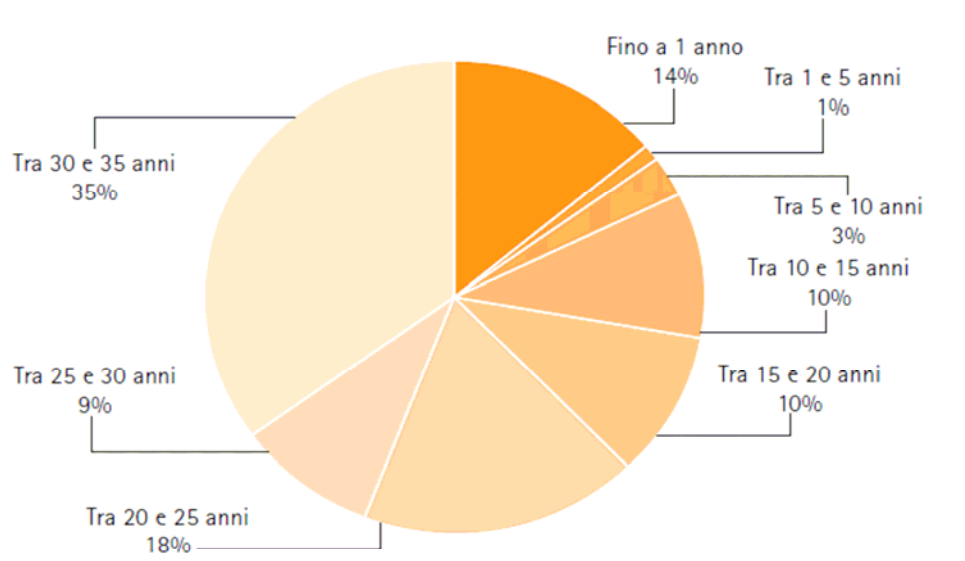
Rovigo, gestito dalla società Terminale GNL Adriatico, i cui azionisti sono Qatar Terminal Limited, per il 45%, ExxonMobil Italiana Gas, per il 45% ed Edison per il restante 10%. Rispetto al 2008, invece, la capacità riservata ai contratti d'importazione di lungo periodo è lievemente diminuita in quasi tutti i punti di interconnessione con l'estero, a eccezione di Tarvisio e del terminale di Rovigo, la cui capacità è riservata per l'80%, in quanto ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per 25 anni ai sensi della normativa europea.

L'80% circa del gas effettivamente importato in Italia proviene da Paesi non appartenenti all'Unione europea. Per lo più il gas arriva nel nostro Paese attraverso i gasdotti: solo il 4% dell'import, infatti, arriva via nave. Nel 2009 tale quota è comunque raddoppiata rispetto agli anni precedenti grazie all'entrata in funzione del nuovo terminale di Rovigo, dove arriva il GNL proveniente dal Qatar, ed è destinata ad accrescersi ulteriormente nei prossimi anni. Le fonti di approvvigionamento via gasdotto sono concentrate in Paesi extracomunitari: lo scorso anno Algeria, Russia e Libia hanno coperto insieme quasi l'80% dell'approvvigionamento estero. Le prime due forniscono un terzo ciascuna del fabbisogno complessivo; dalla Libia, invece, arriva il 13% del totale importato. Dalla Russia sono giunti nel 2009, attraverso i punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia, 22,9 G(m³); dall'Algeria, invece, sono arrivati 22,7 G(m³) via tubo a Mazara del Vallo e 1,3 G(m³) via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia. Il gas proveniente dalla Libia, lo scorso anno paria a 9,2 G(m³), entra in Italia attraverso il punto di Gela della rete nazionale, mentre i quantitativi importati da Olanda 7,2 G(m³) e Norvegia 4,8 G(m³) passano da Passo Gries, presso il confine svizzero. Il rimanente 3,5% delle importazioni 2009 è arrivato da altri Paesi: dalla Croazia l'1,2% e dal Qatar il 2,2%. Quest'ultima quota, come detto poco sopra, è destinata a crescere nei prossimi anni, quando il terminale di Rovigo entrerà a pieno regime.

Come negli anni scorsi i gruppi¹³ che hanno una quota superiore al 5% rispetto al gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono Eni, Edison ed Enel che insieme coprono l'80% del totale; è da evidenziare, tuttavia, che nel 2008 la medesima quota era pari all'85%. Gli altri operatori possiedono quote di gas importato e/o prodotto che partono dal 2,8%. I medesimi tre gruppi possiedono anche più del 5% del gas disponibile, con una quota analoga a quella del gas approvvigionato.

Con 33 G(m³) di gas importato, il gruppo Eni si conferma dominante nell'importazione, così come avviene nella produzione nazionale. Pur scendendo nel tempo per il rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, non più operativi dal 2010, la quota di Eni rimane infatti preponderante e largamente superiore a quella dei concorrenti. Con un quantitativo importato pari a 10,4 G(m³), il gruppo Edison è passato in seconda posizione, superando il gruppo Enel, che nel 2009 ha acquisito all'estero 8,6 G(m³). Edison ha guadagnato la seconda posizione nella classifica degli importatori grazie al notevole aumento delle sue importazioni (43%), mentre quelle di Enel si sono ridotte del 12% rispetto al 2008 (seppur meno di quelle di Eni, calate anch'esse del 28%).

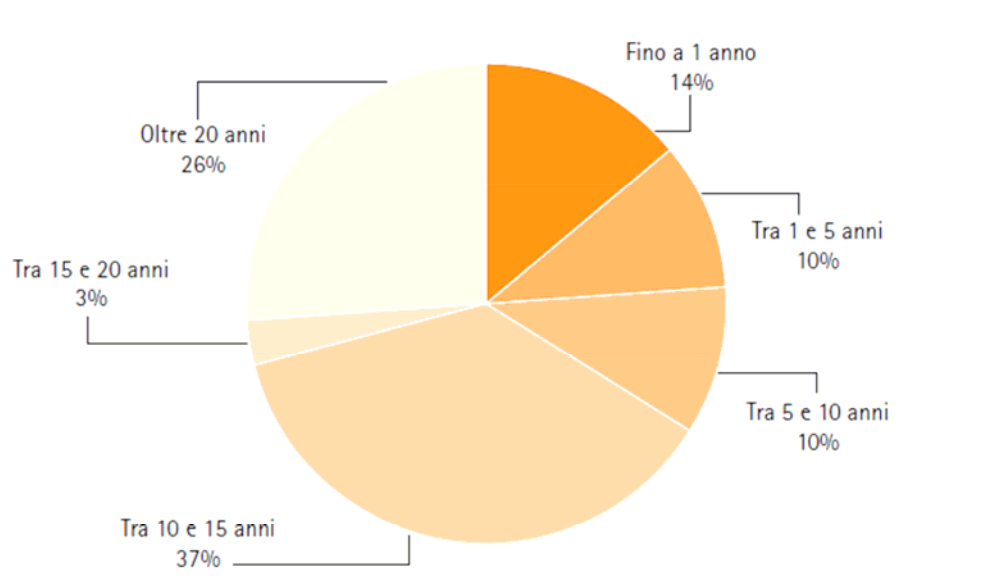
¹³ Nell'ambito dell'indagine sul mercato del gas la partecipazione a un gruppo societario è definita in base a quanto specificato dall'art. 7 della legge 10 ottobre 1990, n. 287: in estrema sintesi l'appartenenza a un gruppo viene cioè stabilita anche se vi è un controllo di fatto della partecipante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

Fig. 4.1 Contratti d'importazione attivi nel 2009, secondo la durata intera

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2009 secondo la durata intera (Fig. 4.1) resta confermato, come negli anni passati, che l'attività di importazione avviene sulla base di contratti di lungo periodo. Più del 60% di essi possiede una durata complessiva oltre i 20 anni e un altro 20% possiede una durata intera di almeno 10 anni. Rispetto al 2008 risulta molto accresciuto il peso delle importazioni *spot*, che avvengono sulla base di accordi di durata al più annuale, che nel 2009 hanno raggiunto il 14%. Tale dato è però riconducibile al fatto che alcuni operatori hanno risposto alle domande dell'Indagine dell'Autorità inserendo i valori riferiti all'intero contratto, anche quando non tutto il gas è stato poi importato in Italia, ma rivenduto direttamente all'estero. Altri, invece, hanno riportato la quantità intera che il venditore ha messo a disposizione del compratore, cioè la *Term Contract Quantity* in luogo della richiesta *Annual Contract Quantity*. Pertanto il dato relativo ai contratti *spot* è da considerarsi del tutto provvisorio.

Circa la vita residua, i contratti di importazione in essere al 2009 (Fig. 4.2) si rivelano complessivamente ancora molto lunghi: circa un terzo scadrà infatti tra 15 o più anni; e più di due terzi scadranno tra 10 anni o più. Un terzo dei contratti esistenti terminerà entro i prossimi 10 anni, ma anche nell'interpretazione di queste cifre vale l'avvertenza appena menzionata circa la probabile sovrastima dei contratti di brevissima durata.

Fig. 4.2 Contratti d'importazione attivi nel 2009, secondo la durata residua

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2009 la domanda totale del settore gas, intesa come volumi di gas venduti sul mercato all'ingrosso e al dettaglio (incluse quindi le rivendite) si è fermata a 146,5 G(m³), registrando un calo del 3,3% rispetto al 2008 (tavola 4.6). Gli operatori che risultano avere una quota di tale mercato superiore al 5% sono 4, gli stessi dello scorso anno, vale a dire: Eni (28,7%), Enel (10,6%), Edison (10,2%) e A2A (6,9%). I primi tre gruppi coprono insieme il 49,4% della domanda totale, mentre lo scorso anno la loro quota era del 57,1%. La concorrenza su tale mercato si va dunque rafforzando, seppure molto lentamente, come testimonia la riduzione progressiva della quota dei primi 3 operatori, osservabile nell'ultima colonna della tavola 4.6.

Tavola 4.7 Mercato del gas

G(m³)

	Consumi totali ⁽¹⁾	Contrattazione mercato <i>spot</i> organizzato	Contrattazione mercato <i>forward hub</i>	Contrattazione bilaterale OTC ⁽²⁾
2002	71,0	non applicabile	non applicabile	1,7
2003	77,4	non applicabile	non applicabile	2,7
2004	80,3	non applicabile	non applicabile	5,4
2005	86,2	non applicabile	non applicabile	7,0
2006	84,5	non applicabile	non applicabile	7,4 (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)
2009	78,1	non applicabile	non applicabile	24,4 (21,6 + 2,8)

(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.

Secondo la normativa in vigore, gli operatori del gas possono effettuare cessioni e scambi di gas immesso nella Rete nazionale, presso un punto virtuale concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della Rete nazionale: il Punto di scambio virtuale (PSV). Il PSV, che è un mercato secondario, offre loro un utile strumento di bilanciamento commerciale e la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio in caso di interruzione o riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento. Le transazioni al PSV si effettuano sulla base di contratti bilaterali *over-the-counter*: esso dunque non può essere assimilato a una Borsa gas, che in Italia è stata solo recentemente istituita presso il GME. La Borsa del gas è stata infatti avviata con un decreto ministeriale nel mese di maggio 2009 con l'attivazione della piattaforma gas (P-GAS). In questa prima fase il GME ha un ruolo di *broker* tra operatori venditori e operatori acquirenti. Nella seconda fase, che sarà avviata all'inizio del prossimo anno termico, assumerà il ruolo di controparte centrale.

Negli ultimi anni, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni. Ciò è avvenuto anche grazie alle 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. Nel 2009 82 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi 22 sono risultati *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. La crescita dei *trader* è stata notevole nello scorso anno, considerando che le stesse cifre per il 2008 evidenziano 61 soggetti che hanno effettuato scambi e solo 7 non erano al contempo utenti del trasporto.

Nel 2009 le transazioni al PSV hanno toccato 21,6 G(m³), in quanto dei 24,4 G(m³) volumi di scambio complessivamente effettuati presso il PSV indicati nella tavola 4.7, 2,8 G(m³) riguardano in effetti le riconsegne di gas al terminale di rigassificazione di Panigaglia e a quello di Rovigo (da ottobre 2009) che, seppure vengano registrate come operazioni al PSV, non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario. Rispetto ai 14,9 G(m³) registrati nel 2008, i volumi di scambio sono dunque cresciuti del 45% e hanno raggiunto quasi un quinto dei volumi complessivamente consumati sul territorio nazionale al netto delle perdite di rete, pari a 78,1 G(m³).

Circa 1 G(m³) 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.

4.2.2 Descrizione del mercato finale

La tavola 4.8 riporta i principali dati relativi al mercato finale e mostra come il 2009 sia stato un anno negativo per il settore del gas naturale: il Ministero dello sviluppo economico ha stimato infatti che il consumo interno lordo – comprensivo cioè delle perdite, pari a circa 1,4 G(m³) – è stato pari a 78,05 G(m³), valore che si confronta con gli 84,9 G(m³) del 2008.

In base ai primi e provvisori risultati dell'Indagine annuale sull'evoluzione dei settori regolati svolta dall'Autorità, nel 2009 sono stati venduti al mercato finale 66,55 G(m³); se a tali quantitativi si aggiungono i 12,49 G(m³) di autoconsumi, cioè il gas impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli operatori, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 79,04 G(m³), valore superiore, ma non molto dissimile dai 78,05 G(m³) indicati dal Ministero dello sviluppo economico.

Dei 308 soggetti operanti nel settore della vendita che hanno risposto all'Indagine, 185 sono venditori al solo mercato finale, 98 hanno venduto gas sia ad altri operatori, sia direttamente al mercato finale e 25 hanno venduto gas solo ad altri rivenditori (28 soggetti hanno dichiarato di essere rimasti inattivi nel corso del 2009).

Tra i gruppi che vendono al mercato finale ve ne sono 6 che operano sull'intero territorio nazionale: Eni, Enel, Energie Investimenti, Edison, Repower e Shell (lo scorso anno erano 4) e altri 22 che offrono gas su una larga parte del territorio nazionale (cioè in almeno 10 delle 19 regioni 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 206 sul totale di 336 rispondenti, pari al 61,3%. Molti di più sono risultati i venditori di gas indipendenti dal trasporto, pari a 319 sul totale dei rispondenti, equivalenti al 94,9%.

Tavola 4.8 Sviluppo del mercato al dettaglio totale

Anno	Consumi totali G(m ³)	N. società con quota >5% nel mercato finale	N. società indipendenti (A)	Quote di mercato delle prime tre società (%)				% 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	Piccole-medie imprese industriali e commerciali	Piccolissime imprese e settore domestico
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	77,9	65,3	40,7	48,0	47,4(E)		7,3(F)	1,3(G)
2009	78,1	4	206	71,2	60,2	41,5	48,1	58,9(H)	37,5(I)	10,5(F)	2,6(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 superiore a 200.000 m³.

(F) Consumatore standard con un consumo annuale compreso tra 5.000 e 200.000 m³.

(G) Consumatore standard con un consumo annuale inferiore a 5.000 m³.

(H) Consumatore standard con un consumo annuale superiore a 20 M(m³).

(I) Consumatore standard con un consumo annuale compreso tra 2 e 20 M(m³).

* Per il 2005, % cumulata per il periodo gennaio 2003-giugno 2005

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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 57,5% dal 62,7% del 2008. Come è accaduto nello scorso anno, inoltre, la composizione delle quote vede ancora una discesa di Eni (quest'anno al 32,5% contro il 37,1% del 2008) a favore di Edison (quest'anno al 12,4% contro il 10,4% dello scorso anno); è diminuita invece la quota di Enel (quest'anno al 12,5% contro il 15,2% del 2008). Come lo scorso anno il numero dei gruppi societari con una quota superiore al 5% del mercato è risultato pari a 4: i primi tre appena citati a cui si aggiunge il gruppo A2A nato nel 2008 dalla fusione di due grandi imprese (Aem Milano e ASM Brescia).

Come si osserva nella tavola 4.8, nel 2009 i livelli di concentrazione per singolo mercato sono diminuiti, tranne che nel domestico e nelle vendite a piccole medie imprese. Infatti, i primi tre operatori di ciascun mercato hanno coperto:

- il 71,2% delle vendite alla generazione elettrica (nell'ordine: Eni, Edison ed Enel),;
- il 60,2% delle vendite a clienti industriali (nell'ordine: Eni, Energie Investimenti ed Enel);
- il 41,5% delle vendite a clienti del commercio e dei servizi (nell'ordine: Eni, Hera ed Enel);
- il 48,1% 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 però 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 2009, 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).

Infatti, escludendo gli autoconsumi dal mercato i gruppi che risultano possedere più del 5% delle vendite divengono 5: Eni, con una quota del 31,9 (era 37,1% nel 2008), Enel con una quota del 14,9% (15,2% nel 2008), Edison, con una quota del 7,7% (10,4% nel 2008), E.On con una quota del 5,3% (4,7% nel 2008) e, infine, Energie Investimenti, con una quota del 5,2% (3,7% nel 2008).

Escludendo gli autoconsumi i livelli di concentrazione scendono lievemente o non si modificano in modo significativo nei quattro settori di consumo considerati rispetto a quelli evidenziati nel mercato comprensivo degli autoconsumi (Tav. 4.8). Rispetto al 2008, tuttavia, anche i valori delle quote di mercato al netto degli autoconsumi mostrano una significativa riduzione (Tav. 4.9) e uno scambio di posizioni tra i gruppi dominanti relativamente alle diverse tipologie di clienti.

Tavola 4.9 Quote dei primi tre gruppi nel mercato finale al netto degli autoconsumi

Settore di consumo	2007		2008		2009	
Generazione elettrica	86,1%		80,8%		69,9%	
Eni	47,8%	Eni	42,4%	Eni	30,2%	
Enel	32,2%	Enel	29,7%	Enel	22,7%	
Edison	6,2%	Edison	8,7%	Edison	17,0%	
Industria	67,0%		65,2%		60,2%	
Eni	55,1%	Eni	45,6%	Eni	41,4%	
Enel	6,8%	Enel	11,6%	Energie Investimenti	11,0%	
Energie Investimenti	5,0%	Energie Investimenti	8,0%	Enel	7,8%	
Commercio e servizi	47,0%		40,5%		41,1%	
Eni	30,1%	Eni	20,4%	Eni	23,2%	
Hera	11,3%	Energie Investimenti	10,2%	Hera	9,5%	
Enel	5,7%	Enel	9,9%	Enel	8,4%	
Domestico	44,5%		47,9%		48,1%	
Eni	29,0%	Eni	29,3%	Eni	27,1%	
Enel	10,0%	Enel	12,7%	Enel	15,4%	
Hera	5,5%	Hera	6,0%	Hera	5,6%	

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La penetrazione straniera nel mercato della vendita italiano non appare rilevante. Appena 28 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 3,1% del mercato totale (comprensivo degli autoconsumi) e all'1,8% delle sole vendite. Le prime società con partecipazione estera che vendono alla generazione elettrica sono Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg, PremiumGas, E.On Ruhrgas (insieme coprono il 5,5% di quel mercato); le prime tre che vendono a clienti industriali sono Burgo Group, Egl Italia e Energetic Source (con una quota complessiva dell'1,1%); le prime tre società che vendono a clienti del commercio e servizi sono Gas Natural Vendita Italia, Multiutility e Begas Energy International (con una quota complessiva dell'1%); infine, le prime tre società con almeno un socio estero che vendono al settore domestico sono Gas Natural Vendita Italia, Energetica e Cofely Italia (con una quota complessiva dell'1%). Le quote di mercato delle prime tre società si sono ridotte rispetto al 2008 in tutti i settori tranne che nella generazione elettrica, dove è cresciuta di quasi due punti percentuali.

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 36. Le prime tre società sono Eni, Enel ed Edison; insieme queste detengono il 79,5% del gas prodotto o importato e il 47,2% del gas venduto a clienti finali (al netto degli autoconsumi).

Dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale è emerso che nel 2009 il mercato finale della vendita di gas naturale comprende quasi 21 milioni di clienti, il 93% dei quali erano domestici, il 6% appartenenti al settore del commercio e servizi, l'1% al comparto industriale e meno dell'1% alla generazione termoelettrica. In termini di volumi (Tav. 4.10), naturalmente, le proporzioni tendono a invertirsi:

includendo anche gli autoconsumi, il settore domestico ha assorbito il 26% del gas complessivamente consumato, ovvero 20,7 G(m³), il commercio ne ha utilizzato il 7,5% o 5,9 G(m³), l'industria ne ha consumato il 24,2%, cioè 19,1 G(m³) e la generazione elettrica ne ha assorbito il 42% equivalente a 33,3 G(m³).

Via via che ci si sposta dal settore domestico ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso, aumenta la quota di volumi acquistati sul mercato libero: essa è infatti pari al 10,4% nel domestico, al 63,6% nel commercio e servizi, al 97% nell'industria e al 63% nel termoelettrico (valore che risente degli autoconsumi). La porzione di consumi soddisfatti sul mercato libero appare peraltro cresciuta in tutti i settori a eccezione di quello del commercio e servizi; le medesime quote, calcolate sui dati 2008, risultano infatti pari a: 9% nel domestico, 65,6% nel commercio, 96% nell'industria, 60,1% nella generazione elettrica.

Tavola 4.10 Mercato finale per settore di consumo nel 2009

M(m³)

	DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
VOLUMI					
Autoconsumi	60	76	51	12.299	12.486
Mercato libero	2160	3749	18525	20.999	45.434
Mercato tutelato	18.520	2.065	531	5	21.121
TOTALE	20.740	5.890	19.107	33.303	79.041
QUOTE					
Autoconsumi	0,3%	1,3%	0,3%	36,9%	15,8%
Mercato libero	10,4%	63,6%	97,0%	63,1%	57,5%
Mercato tutelato	89,3%	35,1%	2,8%	0,0%	26,7%
TOTALE	26,2%	7,5%	24,2%	42,1%	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Tavola 4.11 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2009

M(m³)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)					TOTALE
	< 5.000	5.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	15.854	2.532	130	5	0	18.520
Commercio e servizi	665	1.342	51	6	0	2.065
Industria	52	425	32	22	0	531
Generazione elettrica	0	1	4	0	0	5
TOTALE VOLUMI VENDUTI A PREZZI TUTELATI	16.571	4.300	217	32	0	21.121
Domestico	926	891	312	31	0	2.160
Commercio e servizi	531	1.794	927	497	0	3.749
Industria	116	1.947	4.482	6.556	5.425	18.525
Generazione elettrica	0	10	131	1.004	19.854	20.999
TOTALE VOLUMI VENDUTI A PREZZI DI MERCATO	1.574	4.642	5.851	8.088	25.278	45.434
TOTALE	18.144	8.943	6.069	8.121	25.278	66.555

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tav. 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 nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m³ 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 sono relativamente bassi e si stanno assottigliando nel tempo: nel 2009 a fronte di oltre 20 G(m³) venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi inferiori a 200.000 m³, i volumi venduti a condizioni tutelate a clienti non domestici con consumi superiori a tale soglia risultano pari a 115 M(m³).

Switching

Anche 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 2009. Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. La novità, rispetto allo scorso anno, è stata l'introduzione della distinzione dei clienti per i settori di consumo introdotti dal Testo Integrato della Vendita Gas (adottato con la delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09), che distinguono: i clienti domestici, i condomini con uso domestico (che possono restare tutelati, purché consumino meno di 200.000 m³ all'anno) e gli altri usi che comprendono tutti quei clienti che non rientrano nei primi due casi e che da ottobre 2010 (al più tardi) dovranno necessariamente passare al mercato libero. È importante sottolineare che la metodologia adottata rende i dati qui pubblicati non confrontabili con quelli diffusi in altre sedi dall'Autorità.

Tavola 4.12 Tassi di switching dei clienti finali nel 2009

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	1,8%	2,4%
Condominio uso domestico	3,5%	7,2%
Altri usi	4,1%	45,3%
di cui:		
Fino a 5.000 m ³	3,3%	5,0%
5.000 – 200.000 m ³	7,3%	10,5%
200.000 – 2.000.000 m ³	19,1%	22,2%
2.000.000-20.000.000 m ³	34,4%	37,5%
Oltre 20.000.000 m ³	52,6%	58,9%
TOTALE	2,0%	33,6%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

L'Indagine ha evidenziato che la percentuale di clienti che nel 2009 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari al 2%, ovvero al 33,6% 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 settore e per fascia di consumo annuo. I clienti domestici mostrano una maggiore prudenza a spostarsi sul mercato libero: la percentuale che nel 2009 ha scelto un nuovo fornitore si ferma infatti all'1,8% (corrispondente al 2,4% in termini di volumi). Una maggiore dinamicità caratterizza invece i condomini con uso domestico e gli altri usi. Com'è ovvio le percentuali di *switch* 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.

Prezzi di vendita

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2009 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 36,58 c€/m³ (Tav. 4.13). Lo stesso prezzo nel 2008 era risultato pari a 39,25 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo del gas è diminuito in Italia del 6,8% beneficiando, con i consueti ritardi dell'indicizzazione, del crollo che il prezzo del petrolio ha evidenziato nel corso del 2008.

Tavola 4.13 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

c€/m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTE	2004	2005	2006	2007	2008	2009
MERCATO TUTELATO	33,65	35,36	41,57	43,15	47,36	48,85
Consumi inferiori a 5.000 m ³	35,32	37,01	43,32	44,59	48,57	49,49
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	30,44	32,12	37,94	39,16	43,56	46,60
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m ³	27,04(A)	29,39(A)	32,64(A)	33,75	38,88	46,35
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	27,04(A)	29,39(A)	32,64(A)	33,28	38,89	34,61
Consumi superiori a 20.000.000 m ³	27,04(A)	29,39(A)	32,64(A)	-	-	-
MERCATO LIBERO	18,76	23,23	28,53	28,13	36,01	30,88
Consumi inferiori a 5.000 m ³	32,99	31,95	41,99	41,01	44,62	43,81
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	27,24	29,76	35,53	37,10	42,19	42,17
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m ³	18,46 (A)	23,00 (A)	28,07 (A)	30,86	37,39	32,97
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	18,46(A)	23,00(A)	28,07(A)	27,85	35,11	29,70
Consumi superiori a 20.000.000 m ³	18,46 (A)	23,00 (A)	28,07 (A)	26,39	34,90	27,89
TOTALE	23,13	26,89	32,61	32,29	39,25	36,58

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media 48,85 c€/m³, mentre 30,88 c€/m³ è risultato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero; il differenziale di prezzo sui due mercati è dunque stimabile in poco meno di 18 c€/m³. Inoltre, poiché il prezzo sul mercato libero è diminuito rispetto all'anno precedente (-14%), mentre il prezzo sul mercato tutelato è cresciuto (3,1%), il confronto con i dati relativi al 2008 mostra

che la forbice di prezzo tra i due mercati si è ampliata, tornando sui livelli del 2007. L'entità della differenza di prezzo pagato sui due mercati e la diversa tendenza sperimentata nel periodo considerato sono tendenzialmente imputabili alla dimensione media dei clienti che, come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato finale (vedi supra), sul libero è più elevata. Ciò si traduce in un sistema di prezzi più flessibile, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni dei combustibili internazionali, mentre il meccanismo di tutela creato dall'Autorità (legato alla variazione di una media mobile molto lunga di un paniere di prezzi) è in grado di calmierare gli aumenti in periodi di forte crescita della materia prima ma, del pari, tende a rispondere meno rapidamente in periodi di discesa della materia prima stessa.

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; tende inoltre a permanere, al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, la propensione del prezzo a ridursi in misura maggiore nel caso dei clienti tutelati.

I clienti più piccoli del mercato tutelato, con consumi inferiori a 5.000 m³/anno, risultano pagare mediamente 49,49 c€/m³. Questo prezzo è simile al valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per un cliente domestico che consuma 2.700 m³/anno, che nel 2009 era pari a 45,49 c€/m³ (e, comprensivo di imposte, pari a 73,02 c€/m³). Sempre analizzando i clienti del mercato tutelato si può osservare come al crescere dei consumi il prezzo scenda sensibilmente; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi clienti si amplia da un minimo di 2,89 sino a 14,88 centesimi in corrispondenza della classe di consumo 2.000.000-20.000.000 m³. La classe di clienti in assoluto più elevata, quella con consumi superiori a 20 M(m³), 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 m³ 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, come si è già detto nel paragrafo relativo al mercato al dettaglio, il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato sono relativamente bassi e si stanno assottigliando nel tempo; inoltre, in base alle norme stabilite dal Testo Integrato sulla Vendita Gas, i clienti non domestici (e pure i condomini con uso domestico che consumino più di 200.000 m³ all'anno) da ottobre 2010, al più tardi, dovranno obbligatoriamente passare al mercato libero.

Nel mercato libero la dimensione del cliente incide in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare 15,91 c€/m³ in più dei grandi consumatori, i quali ottengono il gas mediamente a 27,89 c€/m³. 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. Inoltre i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore termicità che comporta oneri di stoccaggio e maggiori costi di trasporto.

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 la precedente) è incline a confermare le aspettative su andamenti e ordini di grandezza: i clienti del mercato tutelato pagano tendenzialmente molto 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.

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 6,3 c€/m³ in più di un domestico libero; il cliente commerciale tutelato paga 6,8 c€/m³ in più di quello libero; il cliente industriale tutelato paga 14,4 c€/m³ in più di quello libero; infine, il generatore elettrico tutelato (si tratta di pochi soggetti di medio-piccola dimensione) paga 12,9 c€/m³ in più di un analogo consumatore servito sul mercato libero.

Tavola 4.14 Prezzi di vendita al mercato finale per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2009

c€/m³

TIPOLOGIA DICONTRATTO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)					TOTALE
	< 5.000	5.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	49.49	46.76	49.76	-	-	49.11
Commercio e servizi	50.02	46.33	42.95	40.62	-	47.42
Industria	42.65	46.44	38.79	34.73	-	45.14
Generazione elettrica	48.84	44.43	39.88	-	-	40.95
PREZZO MEDIO NEL MERCATO TUTELATO	49.49	46.60	46.35	34.61	-	48.85
Domestico	41.04	44.77	42.85	36.63	-	42.78
Commercio e servizi	48.30	43.66	35.12	31.50	-	40.60
Industria	45.28	39.65	31.77	29.40	27.99	30.74
Generazione elettrica	42.48	34.63	34.99	30.55	27.86	28.04
PREZZO MEDIO NEL MERCATO LIBERO	43.81	42.17	32.97	29.70	27.89	30.88
PREZZO MEDIO TOTALE	49.00	44.30	33.45	29.72	27.89	36.58

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 51%, confermando l'andamento già evidenziato negli anni precedenti, anche se il relativo trend di crescita si è lievemente ridotto. Nel periodo compreso tra l'1 aprile 2009 e il 31 marzo 2010 il totale delle comunicazioni pervenute all'Autorità è stato pari a 16.791; tra

queste, 5.404 riguardano il settore gas (pari a circa il 33% del totale). L'incremento dei reclami nel solo settore gas è stato del 44%, quindi con un tasso di crescita ridotto rispetto all'anno precedente. Rispetto all'anno trascorso, si conferma, in linea di massima, la proporzione tra il numero di reclami (89%), delle richieste di informazioni (6%) e delle segnalazioni (5%). Dei reclami relativi al settore gas il 79% è stato avanzato nei confronti di due operatori della vendita. 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.

Tavola 4.15 Comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità

Aprile 2009 - Marzo 2010

	SETTORE GAS	TOTALI
Reclami	5.074	15.757
Richieste di informazione	303	911
Segnalazioni	27	123
TOTALE COMUNICAZIONI	5.404	16.791

Il numero di comunicazioni inerenti il settore gas risulta nettamente inferiore rispetto a quelle del settore elettrico (circa la metà), sia per il minor numero di clienti coinvolti, sia per il minore grado di sviluppo del mercato. Il numero meno elevato 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.

Tav. 4.16 Argomenti delle comunicazioni sul settore gas ricevute dall'Autorità negli ultimi due anni

ARGOMENTI OGGETTO DI COMUNICAZIONE	PERIODO		PERIODO	
	APRILE 2008-MARZO 2009		APRILE 2009-MARZO 2010	
	NUMERO	%	NUMERO	%
Contratti e qualità commerciale	422	17,8	545	10,5
Fatturazione	1.088	45,9	2.111	42,3
Allacciamenti	362	15,3	544	10,5
Prezzi e tariffe	32	1,4	298	5,7
Misura	36	1,5	197	0,3
Mercato	154	6,5	774	14,9
Distacchi	52	2,2	192	3,7

L'analisi delle problematiche (Tav. 4.16) evidenzia che gli argomenti più ricorrenti sono: la fatturazione (42,3%); il mercato (14,9%); i contratti e la qualità commerciale (10,5%); gli allacciamenti (10,5%); i prezzi e le tariffe (5,7%); i distacchi (3,7%). Da un confronto con

l'anno precedente, si osserva un aumento delle comunicazioni su tutti i vari argomenti, in particolare in materia di fatturazione, mercato, prezzi e tariffe, nonché distacchi. Per quanto riguarda la fatturazione, gli argomenti di reclamo più ricorrente riguardano, come per l'elettrico: i consumi fatturati in acconto; la mancata considerazione di letture o autoletture; le bollette miste; i conguagli; le richieste di rettifica; la tempistica di emissione delle bollette. Le comunicazioni attinenti il mercato hanno invece riguardato principalmente: la stipula dei contratti nel mercato libero; il cambio di fornitore; la corretta presentazione delle offerte; la doppia fatturazione; il rispetto del Codice di condotta commerciale.

Per quanto riguarda, invece, i contratti e la qualità commerciale, i principali argomenti di contestazione hanno avuto per oggetto: le condizioni contrattuali applicate; le variazioni contrattuali come volture e subentri; l'esercizio del diritto di recesso; la morosità; i distacchi e i tempi di riattivazione; gli indennizzi. Le comunicazioni relative ai prezzi e alle tariffe hanno avuto a oggetto la corretta applicazione dei prezzi del mercato libero o delle tariffe.

Si conferma, sostanzialmente, la consistenza dei reclami riguardanti la misura e i distacchi, se non per qualche lieve incremento. La statistica non comprende i reclami inerenti particolari questioni tariffarie né i reclami attinenti l'applicazione dell'IVA. Sono altresì presenti altre problematiche residuali, non riportate nella tavola 4.16, legate in particolar modo alla sicurezza. I dati riportati nella tavola 4.16 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

Nel corso del 2009, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha avviato, dietro segnalazione della società di vendita Sorgenia, cinque istruttorie contro altrettante società di distribuzione (Italgas, Acea Distribuzione, A2A Reti Gas e A2A Reti Elettriche) per presunto abuso di posizione dominante nella distribuzione del gas e dell'energia elettrica attraverso comportamenti idonei a ostacolare la capacità concorrenziale dei nuovi entranti nella vendita di gas ed elettricità a clienti finali domestici e alle piccole imprese. Eni, Acea e A2A, avrebbero impedito il passaggio dal mercato regolato al mercato libero a quei clienti che ne hanno fatto richiesta, indebolendo in tal modo la capacità concorrenziale di Sorgenia, che opera solo nel mercato libero.

Con riferimento invece alle attività dell'Autorità ai fini della promozione della concorrenza e dei mercati, l'Autorità ha innanzitutto adottato una serie di provvedimenti volti a regolare l'accesso alla rete nazionale dei gasdotti e a determinare le relative procedure, funzionali alla realizzazione di nuove infrastrutture di importazione o di esportazione, come previsto dal Ministero delle attività produttive con il decreto 28 aprile 2006. La realizzazione di nuove infrastrutture di importazione è prerequisite fondamentale per l'aumento della concorrenza sul mercato nazionale.

Riguardo al mercato all'ingrosso, l'Autorità ha definito le condizioni e le modalità delle procedure concorrenziali di cui all'art. 3 del decreto legge n. 78/09, c.d. "anticrisi". Attraverso tali procedure, l'Autorità ha stabilito che la nuova *gas release*, svolta secondo criteri non discriminatori, con un'offerta suddivisa in lotti, caratterizzati da quantitativi giornalieri costanti in tutto il periodo di consegna. Infine, l'Autorità ha disciplinato le

condizioni economiche relative alle cessioni di gas sul mercato regolamentato previste per legge a carico dei coltivatori e degli importatori di gas da paesi non appartenenti all'Unione europea (vedi infra).

Vediamo questi provvedimenti più in dettaglio.

Accesso al sistema nazionale dei gasdotti in relazione a nuove infrastrutture - Con la delibera 21 gennaio 2010, ARG/gas 2/10, l'Autorità ha definito le disposizioni di accesso alla rete nazionale dei gasdotti e le relative procedure funzionali a nuove infrastrutture di importazione o di esportazione, come previsto dal Ministero delle attività produttive con il decreto 28 aprile 2006. Le norme ministeriali hanno disciplinato i criteri per l'accesso alla rete nazionale dei gasdotti per le nuove infrastrutture di importazione oggetto di esenzione dalla disciplina di accesso dei terzi o di diritto di allocazione prioritaria, accordate ai sensi dell'art. 1, commi 17 e 18, della legge 23 agosto 2004, n. 239; le stesse norme ministeriali prevedono che il soggetto interessato all'accesso in funzione della nuova capacità da realizzare per l'importazione ne faccia apposita richiesta all'impresa maggiore di trasporto, la quale è tenuta ad avviare una procedura aperta alla partecipazione di tutti i soggetti interessati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto nel Paese ai fini dell'importazione o dell'esportazione.

Per l'adozione delle suddette disposizioni l'Autorità ha espresso i propri orientamenti con il documento per la consultazione 15 giugno 2009, DCO 15/09. Sulla base di tali indirizzi i soggetti interessati hanno potuto presentare le proprie osservazioni.

Gli orientamenti espressi nel DCO 15/09 e le disposizioni della successiva delibera ARG/gas 2/10 riguardano, con riferimento agli ordinamenti del citato decreto ministeriale, le modalità di richiesta di accesso, del successivo svolgimento della procedura aperta e di conferimento della capacità da realizzare, nonché i relativi obblighi di imprese di trasporto.

Il provvedimento costituisce un contributo rilevante alla definizione di un quadro regolamentare certo e non discriminatorio, necessario per lo sviluppo del sistema nazionale del gas e per il potenziamento delle infrastrutture, anche con riferimento all'obiettivo di progressiva integrazione del mercato europeo.

Gas release - Con la delibera 7 agosto 2009, ARG/gas 114/09, l'Autorità ha definito le condizioni e le modalità delle procedure concorrenziali, di cui all'art. 3 del decreto legge n. 78/09. Attraverso le procedure concorrenziali disciplinate dalla delibera dell'Autorità, Eni ha offerto al mercato un volume di gas pari a 5 miliardi di metri cubi per l'anno termico 2009-2010.

L'Autorità ha stabilito che la *gas release* sia svolta secondo criteri non discriminatori e che l'offerta venga suddivisa in lotti, caratterizzati da quantitativi giornalieri costanti in tutto il periodo di consegna. In particolare, sono previsti: lotti annuali (per consegna da ottobre 2009 a settembre 2010) e lotti semestrali (per consegna da ottobre 2009 a marzo 2010). Le procedure di assegnazione dei lotti prevedono la definizione di un prezzo unico per ciascuna tipologia di prodotto. Uno dei principali elementi innovativi del *gas release* è stato il fatto che i corrispettivi riconosciuti a Eni fossero indipendenti da quanto pagato dai soggetti acquirenti. Il valore di tali corrispettivi, differenziati per tipologia di prodotto e determinati dal Ministero dello sviluppo economico su proposta dell'Autorità, costituiva tuttavia il prezzo di riserva, ovvero il prezzo più basso al di sotto del quale non potevano essere ceduti i lotti. La differenza positiva tra quanto pagato dagli acquirenti e quanto

riconosciuto a Eni è stata destinata, come previsto dal decreto legge n. 78/09, ai clienti finali tramite l'individuazione di una apposita procedura (definita dalla stessa delibera ARG/gas 114/09) che individua criteri, modalità e termini attraverso i quali i clienti medesimi possono usufruire di tali importi.

Provvedimenti inerenti le cessioni del gas naturale - Con le delibere 4 marzo 2009, ARG/gas 24/09, e 30 luglio 2009, ARG/gas 108/09, l'Autorità ha disciplinato le modalità economiche di cessione dei volumi di gas, di cui è prevista l'offerta presso il mercato regolamentato delle capacità e del gas, in base all'art. 11 del decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, e dei successivi decreti ministeriali di attuazione 12 luglio 2007 e 19 marzo 2008, rispettivamente per la cessione di aliquote del prodotto di coltivazione e per le quote di gas importato. I provvedimenti dell'Autorità disciplinano:

- la modalità di offerta delle quote di gas importato da offrire, e non ancora offerte nell'ambito delle procedure concorsuali di cui alla delibera 4 agosto 2008, ARG/gas 112/08, entro l'anno termico 2008-2009 (delibera ARG/gas 24/09);
- le modalità di offerta sia delle aliquote dovute da ciascun titolare di concessione di coltivazione allo Stato per l'anno 2008, sia delle quote da importazione di gas naturale importato da offrire entro l'anno termico 2009-2010 (delibera ARG/gas 108/09).

Le disposizioni definite non presentano elementi significativi di novità rispetto alle modalità stabilite per le precedenti offerte con la delibera ARG/gas 112/08, illustrata nel dettaglio nell'*Annual Report* dell'anno scorso.

5 SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI

5.1 Elettricità

Domanda alla punta nel 2009 e previsioni al 2010 - 15

Anche nel 2009 la domanda alla punta estiva è stata superiore a quella invernale ma con un distacco molto minore che nell'anno precedente, appena 709 contro 2.098 MW. Questo riflette l'aggravarsi della crisi nel terzo trimestre del 2008 con il crollo della domanda elettrica nei mesi di novembre e dicembre, mentre nel 2009 si vedono gli effetti del recupero dell'economia nel corso dell'anno. In particolare, nel mese di luglio 2009, nel quale è caduto il picco estivo, il fabbisogno elettrico era ancora il 6% inferiore a quello del luglio 2008, mentre il divario si era molto ridotto in dicembre (0,4%). È comunque significativo che entrambe le punte estiva e invernale del 2009 erano significativamente inferiori a quelle del 2008¹⁴, segno che la ripresa nel 2009 era solo agli inizi.

La continua incertezza nell'andamento dell'economia non facilita la previsione della domanda alla punta. 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 2015 un picco invernale di 59,8 GW contro un picco estivo di 60,7 GW. La tabella riporta anche le previsioni di Terna sull'evoluzione più probabile della richiesta di energia sulla rete nazionale in ogni anno, sulle quali sono basate le previsioni dei picchi estivi e invernali. Come si può notare, tali previsioni non prevedono un ritorno ai livelli del 2007 prima del 2014. Tuttavia, in uno scenario alternativo Terna considera anche la possibilità di un superamento del fabbisogno del 2007 già nel 2012 che arriverebbe a 360 TWh nel 2015. In questo caso la richiesta alla punta in questo anno potrebbe arrivare anche in prossimità di 63 GW.

Tavola 5.1 Richiesta di potenza alla punta negli anni 2008 - 2015

GW

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Fabbisogno elettrico (TWh)	339,5	320,3	320,3	324,9	329,6	334,3	339,1	343,2
Richiesta di potenza alla punta (GW)								
Inverno medio	53,2	51,2	56,1	56,5	56,9	57,4	57,8	59,8
Estate torrida	55,3	51,9	56,3	56,8	57,3	57,8	58,3	60,7

Fonte: Terna.

Dalla tavola 5.2, che evidenzia l'andamento fortemente calante delle previsioni effettuate negli ultimi quattro 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.

¹⁴ Quella estiva 51.873 contro 51.164 MW quella invernale 51.164 contro 53.194 MW.

Tavola 5.2 Andamento annuo delle previsioni di richiesta di potenza alla punta negli anni 2006 - 2010

GW

Anno di previsione	Anno del picco						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Inverno medio							
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	
2010		56,3	56,8	57,3	57,8	58,3	60,7
Estate torrida							
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	
2010		56,3	56,8	57,3	57,8	58,3	60,7

Fonte: Elaborazioni di AEEG su dati di Terna.

Capacità di generazione nel 2009

Nel 2009 è continuato il potenziamento della capacità di generazione iniziata nel 2004 - 2005, ma a tassi complessivamente più ridotti rispetto agli anni precedenti. La potenza efficiente netta installata a fine 2009 ammontava a 102,2 GW, rispetto a 99,3 GW nell'anno precedente.

Tavola 5.3 Potenza efficiente netta di generazione 2003 - 2009

MW; dati riferiti al 31 dicembre dell'anno.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Idroelettrica	20.660	20.744	20.993	21.072	21.117	21.276	21.371
Termoelettrica ^(A)	56.047	58.990	62.164	65.797	69.022	73.394	74.055
Geotermica	665	642	671	671	671	711	737
Eolica	877	1.135	1.642	1.908	2.714	3.538	4.898
Fotovoltaica	7	7	7	7	87	432	1.142
Totale	78.256	81.518	85.477	89.455	93.611	99.349	102.203

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

Fonte: Terna.

Dalla tavola 5.3, che riporta la struttura per categorie di generazione, si evince un notevole cambiamento nel contributo delle diverse tipologie di impianto alla crescita della capacità. Diversamente dagli anni precedenti l'incremento maggiore è dovuto agli impianti eolici anziché a quelli termoelettrici che si piazzano addirittura al terzo posto dietro gli impianti eolici (48%) e quelli fotovoltaici (25%), la cui potenza complessiva ha oramai superato quella geotermica, che tuttavia è leggermente aumentata rispetto agli anni precedenti. Nell'insieme la struttura della capacità di generazione non cambia complessivamente

molto, rimanendo dominata dagli impianti termoelettrici e idroelettrici, rispettivamente 72% e 20% del totale, mentre gli impianti eolici hanno quasi raggiunto il 5% della potenza installata e quelli fotovoltaici hanno superato la soglia dell'1%.

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. Dai deficit di potenza rilevati nel 2003 e 2004, si è passati a surplus via via crescenti negli anni. Tuttavia, i forti surplus di 7,9 GW e 12,6 GW indicati, rispettivamente, per il 2008 e 2009 nella tavola 5.4 sono fuorvianti in quanto determinati soprattutto dal forte calo della domanda alla punta scesa del 2,7 e 8,7% rispetto al picco massimo raggiunto nel 2007. La potenza attualmente disponibile sarebbe sufficiente a coprire il fabbisogno alla punta previsto da Terna per il 2015 con un surplus di 3,8 GW. Tuttavia, considerata l'incertezza nell'evoluzione del fabbisogno elettrico nei prossimi anni, il sistema rischia di andare in deficit se non vengono installati almeno altri 5 - 7 GW termoelettrici nei prossimi cinque anni, tenendo conto della minore disponibilità degli impianti eolici e fotovoltaici¹⁵.

Tavola 5.4 Disponibilità di potenza alla punta negli anni 2003 - 2009

GW

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Potenza netta	78,3	81,5	85,5	89,5	93,6	99,3	102,2
Idroelettrici	20,7	20,7	21,0	21,1	21,1	21,3	21,4
Termoelettrici tradizionali	56,0	59,0	62,2	65,8	69,0	73,4	74,1
Geotermoelettrici	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Eolici e fotovoltaici	0,9	1,1	1,6	1,9	2,8	4,0	6,0
Potenza disponibile alla punta	49,7	52,8	56,3	58,1	60,4	63,2	64,5
Idroelettrici	13,5	13,6	13,7	13,8	13,8	13,9	14,0
Termoelettrici tradizionali	35,5	38,4	41,6	43,2	45,4	47,8	48,5
Geotermoelettrici	0,6	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	1,4
Domanda alla punta	53,4	53,6	55,0	55,6	56,8	55,3	51,9
Surplus/deficit di potenza	-3,7	-0,9	1,3	2,5	3,6	7,9	12,6

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Terna.

Bilancio dell'energia elettrica nel 2009

Nel 2009 il fabbisogno di elettricità si è fermato a 320,3 miliardi di kWh, valore inferiore del 5,7% rispetto all'anno precedente e addirittura inferiore al consumo rilevato nel 2003 (Tav. 5.5). La flessione del 2009 (-5,7%) che fa seguito a quella appena percettibile del 2008

¹⁵ Traendo spunto dalle previsioni di Terna precedenti il crollo dei consumi nel 2008 - 09, il fabbisogno di potenza alla punta potrebbe raggiungere valori prossimi a 65 GW nel 2015. Inoltre, la disponibilità degli impianti eolici e fotovoltaici è pari a circa un terzo di quella degli impianti termoelettrici, per via delle caratteristiche intermittenti delle risorse che dipendono dalle condizioni climatiche.

(-0,1%), rappresenta un evento unico per la sua dimensione, almeno negli ultimi sei decenni. Il trend negativo dei consumi, iniziato già a partire dall'ultimo trimestre 2008, ha raggiunto la massima intensità nel secondo trimestre del 2009 per poi rallentare gradualmente nei due trimestri successivi fino a invertire tendenza nell'ultimo mese dell'anno. Il calo più forte dei consumi è avvenuto nel settore industriale che ha accusato un crollo del 13,7% mai visto dagli anni quaranta dell'ultimo secolo. È invece aumentato il consumo di energia elettrica del settore domestico (+0,8%) e del terziario (+1,3%).

Tavola 5.5 Bilancio dell'energia elettrica 2003 - 2009

TWh

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Produzione lorda	293,9	302,9	303,7	314,1	313,8	319,1	292,6
<i>Termoelettrica convenzionale</i>	<i>239,2</i>	<i>241,6</i>	<i>248,2</i>	<i>256,9</i>	<i>260,3</i>	<i>255,4</i>	<i>219,0</i>
<i>Solidi</i>	<i>35,2</i>	<i>41,0</i>	<i>38,8</i>	<i>38,9</i>	<i>38,7</i>	<i>37,1</i>	<i>32,1</i>
<i>Gas naturale</i>	<i>117,3</i>	<i>129,8</i>	<i>149,3</i>	<i>158,1</i>	<i>172,6</i>	<i>172,7</i>	<i>147,3</i>
<i>Prodotti petroliferi</i>	<i>65,8</i>	<i>47,3</i>	<i>35,8</i>	<i>33,8</i>	<i>22,9</i>	<i>19,2</i>	<i>15,9</i>
<i>Altre fonti</i>	<i>20,9</i>	<i>23,6</i>	<i>24,4</i>	<i>26,0</i>	<i>26,1</i>	<i>26,4</i>	<i>23,7</i>
<i>Idroelettrica</i>	<i>44,3</i>	<i>49,5</i>	<i>42,9</i>	<i>43,4</i>	<i>38,4</i>	<i>47,2</i>	<i>53,4</i>
<i>da apporti naturali</i>	<i>36,7</i>	<i>42,3</i>	<i>36,1</i>	<i>37,0</i>	<i>32,8</i>	<i>41,6</i>	<i>49,1</i>
<i>da pompaggi</i>	<i>7,6</i>	<i>7,2</i>	<i>6,9</i>	<i>6,4</i>	<i>5,6</i>	<i>5,6</i>	<i>4,3</i>
<i>Altre rinnovabili</i>	<i>10,4</i>	<i>11,8</i>	<i>12,5</i>	<i>13,8</i>	<i>15,1</i>	<i>16,5</i>	<i>20,2</i>
<i>Geotermoelettrica</i>	<i>5,3</i>	<i>5,4</i>	<i>5,3</i>	<i>5,5</i>	<i>5,6</i>	<i>5,5</i>	<i>5,3</i>
<i>Biomasse e rifiuti</i>	<i>3,6</i>	<i>4,5</i>	<i>4,8</i>	<i>5,3</i>	<i>5,4</i>	<i>6,0</i>	<i>7,6</i>
<i>Eolica e fotovoltaica</i>	<i>1,5</i>	<i>1,9</i>	<i>2,3</i>	<i>3,0</i>	<i>4,1</i>	<i>5,1</i>	<i>7,2</i>
Consumi dei servizi ausiliari	13,7	13,3	13,1	12,9	12,6	12,1	11,5
Produzione netta	280,2	289,6	290,6	301,2	301,2	307,1	281,1
Energia destinata ai pompaggi	10,5	10,3	9,3	8,8	7,7	7,6	5,8
Energia destinata ai consumi	269,7	279,3	281,3	292,5	293,6	299,4	275,3
Importazioni nette	51,0	45,6	49,2	45,0	46,3	40,0	45,0
<i>Importazioni</i>	<i>51,5</i>	<i>46,4</i>	<i>50,3</i>	<i>46,6</i>	<i>48,9</i>	<i>43,4</i>	<i>47,1</i>
<i>Esportazioni</i>	<i>0,5</i>	<i>0,8</i>	<i>1,1</i>	<i>1,6</i>	<i>2,6</i>	<i>3,4</i>	<i>2,1</i>
Energia richiesta sulla rete	320,7	325,0	330,4	337,5	339,9	339,5	320,3

Fonte: Terna.

In linea con il calo dei consumi, è calata fortemente la generazione termoelettrica (del 8,5%), sostituita in parte da una crescita delle importazioni (+12,3%) e in parte maggiore dalla generazione idroelettrica (+18,1% da apporti naturali) e dalle altre rinnovabili (+22,1%). In particolare, nel 2009 la generazione da fonti rinnovabili (escludendo l'apporto da pompaggi) ha rappresentato complessivamente il 23,7% della generazione lorda complessiva. Tra le fonti termoelettriche ha sofferto di più la generazione da prodotti petroliferi (-17,3%), seguita dal metano (-14,7%) e dal carbone (-13,1%), mentre la generazione da scarti di fonti fossili è calata di meno (-9,9%).

Nuova capacità di generazione nel periodo 2009 - 2014

Alla fine del 2009 risultavano essere autorizzati nuovi impianti termoelettrici a base di fonti fossili per un totale di 7.913 MW di cui 2.585 MW previsti entrare in esercizio nel corso del 2010 e i rimanenti 5.328 MW negli anni 2011 e 2012. Inoltre, erano in varie fasi di valutazione oltre 50 impianti per una potenza complessiva pari a circa 22.700 MW, i quali potrebbero entrare in esercizio nel 2013 e oltre. Questa potenza non include quella di impianti esistenti per i quali è prevista la sostituzione di gruppi, la riconversione ad altri combustibili o altri tipi di riabilitazione. La distribuzione regionale di questi impianti, riportata nella tavola 5.6, indica una preponderanza di nuova potenza nelle aree meridionali, come anche nel passato.

Tavola 5.6 Potenza termoelettrica autorizzata e in corso di valutazione a fine 2009

MW

	In esercizio 2010 - 2012	In corso di valutazione
Nord	3.030	9.536
Piemonte	650	1.750
Valle d'Aosta	0	0
Lombardia	2.380	2.806
Trentino Alto Adige	0	0
Veneto	0	2.330
Friuli Venezia Giulia	0	400
Liguria	0	460
Emilia Romagna	0	1.790
Centro	1.377	2.430
Toscana	0	250
Umbria	0	800
Marche	0	580
Lazio	1.377	800
Sud e isole	3.506	10.700
Abruzzo	0	980
Molise	0	1.180
Campania	1.548	2.230
Puglia	1.158	2.250
Basilicata	0	1.550
Calabria	800	2.510
Sicilia	0	0
Sardegna	0	0
Italia	7.913	22.666

Fonte: Ministero per lo sviluppo economico.

Molti di questi impianti riscontrano ritardi notevoli sia rispetto alla data della richiesta originaria sia rispetto alla data di autorizzazione. Le difficoltà incontrate nel corso delle procedure di valutazione sono da collegare ai tempi tecnici per l'espletamento delle complesse valutazioni di natura ambientale e all'ottenimento del consenso a livello locale, specificamente dell'intesa con le autorità regionali, indispensabile per il rilascio

dell'autorizzazione. Le difficoltà nella fase di realizzazione di progetti autorizzati sono dovuti all'intensificarsi di ricorsi contro gli impianti che comportano ritardi nell'avvio delle attività di cantieramento e nell'entrata in esercizio.

Non sono disponibili informazioni attendibili sulla nuova potenza diversa da quella termoelettrica fossile prevista entrare in esercizio nei prossimi anni, se non in base alle richieste di connessione alla rete o alle previsioni di incentivi nel caso delle fonti rinnovabili. Per l'energia eolica le richieste di connessione alla rete di trasmissione ammontano a oltre 40 GW, ma la maggior parte dei circa 900 impianti non hanno ancora ricevuto l'autorizzazione oppure non sono ancora stati assunti dai proponenti gli impegni economici a copertura degli oneri di connessione. Per l'energia solare fotovoltaica si può fare riferimento al decreto in corso di approvazione che prevede incentivi, seppure calanti, per un totale di 3 GW nei prossimi tre anni. La tavola 5.7 fornisce un'indicazione del potenziale di sviluppo delle diverse fonti rinnovabili. La nuova potenza installata nel solo 2009 ammonta a 2,6 GW, più che doppia rispetto alla potenza complessiva pari a 5,6 GW installata nell'intero periodo 2003 - 2008.

Tavola 5.7 Potenza elettrica installata dal 2002

MW

	Termoelettrici		Eolici		Fotovoltaici		Biomasse e rifiuti		Idroelettrico		Totale	
	2002 2008	2009	2002 2008	2009	2002 2008	2009	2002 2008	2009	2002 2008	2009	2002 2008	2009
Nord	8.580	1.050	34	32	202	281	361	140	719	82	9.895	1.584
Piemonte	2.290	250	13	13	33	49	26	4	264	20	2.625	335
Valle d'Aosta	0	0	0	0	0	1	1	0	37	0	38	1
Lombardia	3.720	0	0	0	50	77	99	51	263	32	4.132	160
Trentino Alto Adige	0	0	3	0	34	30	6	5	120	8	162	42
Veneto	0	0	1	1	29	50	48	5	20	1	99	57
Friuli Venezia Giulia	760	0	0	0	13	16	8	0	-2	17	779	33
Liguria	150	0	14	5	4	4	9	3	3	2	179	15
Emilia Romagna	1.660	800	4	13	40	55	164	72	14	2	1.882	941
Centro	730	627	52	8	95	141	30	52	44	3	952	831
Toscana	540	0	42	8	29	26	-19	42	26	5	618	80
Umbria	190	0	2	0	18	16	8	2	3	-1	221	17
Marche	0	0	0	0	25	37	8	2	14	2	47	42
Lazio	0	627	9	0	23	62	33	6	1	-3	66	692
Sud e isole	8.070	2.280	3.651	1.321	135	289	272	272	40	13	12.168	4.174
Abruzzo	800	760	170	36	10	15	5	1	2	0	987	812
Molise	750	0	188	74	1	7	16	0	6	0	961	81
Campania	1.200	250	688	145	16	16	28	160	1	10	1.932	581
Puglia	2.290	0	946	290	53	162	109	44	-1	0	3.397	496
Basilicata	0	0	209	18	5	25	17	8	0	1	231	52
Calabria	2.400	800	188	252	18	11	86	-4	4	2	2.695	1.062
Sicilia	550	470	795	353	17	27	14	6	0	0	1.376	857
Sardegna	80	0	467	153	16	26	-2	56	28	0	589	235
Italia	17.380	3.957	3.736	1.360	432	711	664	463	803	98	23.015	6.589

Fonte: Terna.

Stato di esercizio, sicurezza e qualità del servizio di trasmissione

Permangono in genere i sovraccarichi nella rete del Nord e Centro Nord del Paese e le disalimentazioni che hanno caratterizzato il Sud anche negli anni passati. La soluzione delle criticità, rievocate in un certo dettaglio nel Rapporto del 2009 e anni precedenti, è rallentata dai ritardi nelle opere di potenziamento della capacità di trasporto degli elettrodotti e/o della capacità di trasformazione nelle stazioni AAT/AT, dovute soprattutto a problemi di autorizzazione locale. Vale per tutti l'esempio della linea Sorgente - Rizziconi tra Calabria e Sicilia la cui richiesta risale all'autunno del 2006 e la cui firma definitiva per l'avvio alla costruzione è arrivata nel luglio del 2010, dopo 42 estenuanti mesi di valutazioni, trattative e ricorsi di ogni genere.

Stato degli interventi sulla rete di trasmissione

Il programma di investimenti di Terna per il periodo 2010 - 2014 in linee critiche per la sicurezza ed efficienza del servizio di trasmissione nazionale è riportato nella tavola 5.8, evidenziando in una tonalità di grigio più scura gli anni di maggiore spesa. La tabella riporta anche le previsioni per gli interconnettori Italia - Francia e Italia - Montenegro. Se il programma viene portato a termine nei tempi indicati, si tratta di un passo avanti molto importante per la qualità del servizio di trasmissione e per l'eliminazione delle congestioni nelle aree attualmente con maggiori problemi, indicate tra parentesi. Va tuttavia evidenziato che alla fine dei cinque anni del piano strategico solo tre linee di trasmissione risulterebbero in esercizio, rimanendo da eseguire ancora il 34% degli investimenti nella rete nazionale e il 39% di quelli negli interconnettori. Al fine di accelerare gli investimenti, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di monitoraggio che permetterà a Terna di anticipare la remunerazione incentivante degli investimenti alla fase realizzativa anziché alla fine delle opere di messa in esercizio.

Numerosi altri interventi su linee ad alta tensione di importanza relativamente minore sono attualmente in fase di autorizzazione o già autorizzate e in varie fasi di costruzione. Tra queste ultime si citano quelle più significative per la stabilità della rete nazionale:

- la razionalizzazione della Rete Elettrica Nazionale della Val d'Ossola Nord e Sud;
- la costruzione dell'elettrodotto a 380 kV "Ittiri - Codrongianos";
- il completamento dell'anello dell'Isola d'Elba - Ricostruzione della linea elettrica 132 kV S.Giuseppe - Portoferraio;
- il riassetto Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale AT nell'area di Lucca;
- la ricostruzione dell'elettrodotto 220 kV "Avise - Villeneuve".

Tavola 5.8 Programma di investimento in linee di trasmissione di massima criticità per il sistema elettrico nazionale

Linea di trasmissione	Costo d'investimento (milioni di €)	Percentuale del costo d'investimento speso nel periodo						
		Prima del 2010	2010	2011	2012	2013	2014	2015 e dopo
Rete nazionale	2.680							
SAPEI (Collegamento Sardegna - Continente)	750	68						0
Sorgente - Rizziconi (Collegamento Calabria - Sicilia)	710	7						40
Dolo - Camin - Fusina (Veneto)	200	4						54
Santa Barbara - Casellina (Toscana)	140	51						12
Chignolo Po - Maleo (Lombardia)	90	11						0
Regolatori automatici di tensione - Torino (Piemonte)	110	19						8
Paternò - Priolo (Sicilia)	90	28						0
Colunga - Calenzano (Toscana - Emilia Romagna)	160	2						93
Foggia - Benevento (Puglia - Campania)	130	5						59
Udine Ovest - Redipuglia (Friuli)	100	3						94
Dorsale Adriatica (Marche - Abruzzo - Puglia)	200	5						87
Interconnettori	1.060							
Italia - Montenegro	760	0						23
Italia - Francia	300	0						80

Fonte: Terna.

5.2 Gas

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

Come era da attendersi, il collasso dell'economia nel corso del 2009 si è riflesso pesantemente sul bilancio del gas naturale determinando un consistente calo dei consumi, della produzione e dell'import/export (Tav. 5.9).

Ha colpito in modo particolare il crollo dei consumi per la generazione elettrica (-15,7%) più forte ancora di quello della generazione da prodotti petroliferi (-8,9%), dovuto essenzialmente al ritardo nel calo del prezzo del gas naturale dal massimo del 2008 rispetto al petrolio e al carbone. Il calo dei consumi è stato altrettanto forte nel settore industriale (-15,2%), mentre nel settore degli usi civili si è avuto un significativo aumento (+4,6%) in relazione all'inverno alquanto rigido. Apprezzabile anche l'aumento dei consumi per il trasporto (+9,3%) seppure ancora poco importante in termini assoluti.

Tavola 5.9 Bilancio del gas naturale nel 2004 - 2009G(m³)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
1 Produzione	12,97	12,07	10,98	9,71	9,19	7,96
2 Importazione	67,27	73,46	77,40	73,95	76,31	68,77
3 Esportazione	0,12	0,40	0,37	0,07	0,21	0,12
4 Variazione scorte	-0,12	-1,13	3,53	-1,31	1,02	-0,88
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	80,24	86,27	84,48	84,90	84,27	77,48
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,94	-1,01	-1,00	-1,54	-1,48	-1,35
7 Trasformazione in energia elettrica	-28,03	-30,65	-31,54	-34,29	-33,66	-28,36
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	51,27	54,61	51,94	49,07	49,13	47,77
- industria	21,29	20,57	19,90	19,16	17,49	14,85
- trasporti	0,48	0,47	0,53	0,59	0,67	0,73
- usi civili	28,24	32,15	30,17	28,18	29,96	31,34
- agricoltura	0,16	0,21	0,18	0,19	0,17	0,17
- sintesi chimica	1,09	1,21	1,16	0,94	0,84	0,69
- bunkeraggi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

L'andamento fluttuante del fabbisogno di gas naturale nell'ultimo quinquennio, combinato con gli effetti della crisi economica, non facilitano previsioni sulla ripresa dei consumi. Le indicazioni degli operatori sono comunque per una lenta ripresa dei consumi già a partire dall'anno in corso con un raggiungimento del massimo storico del 2007 non prima del 2013, mentre nel 2015 il gas naturale dovrebbe sopravanzare il petrolio come prima fonte energetica del Paese (Tav. 5.10).

Tavola 5.10 Fabbisogno di gas naturale nel 2005 - 2009 e previsioni al 2015

G(m ³)	2005	2006	2007	2008	2009	2013	2015
Disponibilità per il consumo interno	86,3	84,5	84,9	84,3	77,5	84,7	88,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

Produzione domestica nel 2009 e prevista negli anni futuri

La produzione di gas naturale nel 2009 è calata del 13,4% a poco meno di 8,0 miliardi di m³, il maggiore balzo all'indietro in assoluto che riporta l'Italia ai valori del 1965. Il Rapporto che l'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG) pubblica annualmente sulle attività di esplorazione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi in Italia non era ancora disponibile a fine luglio 2010 e pertanto non è stato possibile aggiornare le informazioni sull'andamento nel 2009 dei permessi, del numero di pozzi, dei metri perforati, delle riserve recuperabili e del rapporto riserve/produzione che venivano di consueto commentati nel presente rapporto, tutti indicatori che permettevano di valutare l'andamento della produzione negli anni futuri. Dal forte deterioramento della produzione nel 2009, è tuttavia presumibile che non vi siano stati significative modifiche nel calo tendenziale delle attività evidenziato nell'ultimo decennio.

Importazioni di gas nel 2009

Il forte calo nel fabbisogno di gas per consumi interni (-8,0%) verificatosi nel 2009 si è riflesso in un calo delle importazioni ancora più forte (-9,9%) per via del prelievo dagli stoccaggi sotterranei (Tav. 5.11). Nel 2009 l'81,3% del gas importato era di provenienza di quattro paesi extra comunitari (Algeria, Russia, Libia e Qatar). Tuttavia, altri sei paesi contribuivano alle importazioni complessive risultando in un buon grado di diversificazione, con un indice HHI pari a 2.500. Con l'avvio a regime del terminale di GNL a largo di Rovigo nella seconda parte del 2009, l'indice HHI dovrebbe ulteriormente calare a un valore prossimo a 2.200 nel 2010.

Tavola 5.11 Importazioni di gas per paese di origine nel 2002 - 2009

M(m³) a 38,1 MJ/m³

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Algeria	24.158	24.561	25.632	27.464	28.169	24.584	25.992	22.711
Russia	20.713	21.688	23.624	23.326	22.520	22.667	22.278	22.917
Libia	0	0	521	4.493	7.692	9.241	9.872	9.168
Paesi Bassi	7.825	7.630	8.074	8.040	9.372	8.038	9.416	7.213
Norvegia	4.884	5.030	5.190	5.723	5.745	5.581	6.277	4.809
Qatar	0	0	0	0	0	0	0	1.550
Altri	1.711	3.886	4.866	4.414	3.901	3.839	3.032	907
Totale	59.291	62.794	67.908	73.460	77.399	73.950	76.867	69.275
Indice HHI	3.125	2.944	2.848	2.633	2.478	2.383	2.369	2.506

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Capacità di importazione nel 2009 e previsioni a breve termine

La tavola 5.12 mostra la capacità di importazione di tipo continuo disponibile negli ultimi anni termici e quella prevedibile per l'anno termico 2010 - 2011, sia per le importazioni via metanodotto che via nave.

La capacità conferibile via metanodotto è passata da 289,8 M(m³)/giorno nell'anno termico 2008 - 2009 a 296,2 M(m³)/giorno, con un aumento complessivo del 2,2%.

Rispetto alle capacità disponibili nell'anno termico 2008 - 09, nell'ultimo anno termico si registra infatti un aumento di 6 milioni m³/giorno di capacità conferibile nel punto di Tarvisio, per il completamento dei potenziamenti sul TAG effettuati da Eni, nonché di 800.000 milioni m³/giorno a Gela che saranno disponibili a partire da aprile 2010 con il programma di potenziamento in corso sul gasdotto proveniente dalla Libia. Entro la fine del 2011 è prevista una ulteriore espansione del gasdotto Greenstream con un aumento della portata fino a 11,53 miliardi di m³/anno.

Con l'entrata in servizio del terminale di Rovigo, è praticamente triplicata la capacità di importazione via nave. Tuttavia, è prevedibile un leggero calo nell'anno termico 2010-2011 da ascrivere all'entrata in manutenzione di uno dei quattro vaporizzatori dell'impianto di Panigaglia. È inoltre da segnalare che la capacità disponibile nel terminale di Panigaglia è interamente assegnata alla società GNL Italia del gruppo Eni, mentre quella del terminale

di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) è riservata interamente alla società Terminale GNL Adriatico fino all'anno termico 2032 - 2033 a parte una quota pari a 5,4 M(m³)/giorno che sarà resa disponibile alla concorrenza a partire dall'anno termico 2015-2016, ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della Direttiva europea 55/03/CE e della delibera dell'Autorità 31 luglio 2006, n. 168/06.

Tavola 5.12 Capacità di importazione di tipo continuo

M(m³)/giorno

Punto di entrata	Anno termico						
	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011
Via metanodotto	248,7	251,1	271,4	272,3	289,8	296,2	296,2
Tarvisio	88,2	88,3	100,9	100,9	101,0	107,0	107,0
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	59,0	59,0
Mazara del Vallo	80,5	80,5	86,0	86,0	99,0	99,0	99,0
Gela	21,5	22,8	25,0	25,6	28,4	29,2	29,2
Via nave	11,4	13,0	13,0	13,0	13,0	39,4	36,2
Panigaglia	11,4	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	9,8
Rovigo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,4	26,4
Totale	260,1	269,1	284,4	285,3	302,8	335,6	332,4

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati di Snam Rete Gas.

Complessivamente la capacità di importazione via metanodotto e via nave è aumentata di circa il 25% negli ultimi cinque anni, da 264 M(m³)/giorno nell'anno termico 2005-2006 a 332 M(m³)/giorno nell'anno termico 2010-2011. Nel suo piano strategico 2010-2013, Snam Rete Gas prevede un ulteriore aumento a circa 380 M(m³)/giorno nel 2013 e a 415 nell'orizzonte del 2015.

Nuovi gasdotti di importazione

Passi avanti sono stati compiuti su tutti i nuovi gasdotti di importazione, di cui le principali caratteristiche sono riportate nella tavola 5.13.

Per quanto riguarda il progetto *Trans Adriatic Pipeline* (TAP) che collega la Grecia con l'Italia, attraverso l'Albania per l'importazione di gas proveniente dall'Est europeo e dal Medio Oriente, dopo lo studio dei fondali marini iniziato nel gennaio 2009 in luglio è stato avviato anche quello del territorio albanese per definire il percorso ottimale tra 5 potenziali tratti. A metà marzo la società TAP ha presentato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas domanda di inclusione nella rete di trasporto nazionale per il tratto di 15 km *su terra ferma al fine di* consentire alla società TAP di svolgere tutte le procedure di richiesta dei necessari permessi. Infine, risulta in corso di predisposizione un Accordo intergovernativo tra Grecia, Albania e Italia, per avviare la procedura di esenzione dell'obbligo di accesso dei terzi.

Nel 2009 passi avanti sono stati fatti anche dal progetto IGI Poseidon, per l'estensione verso l'Italia del gasdotto ITGI che già collega la Grecia e la Turchia per l'importazione di gas proveniente dal Mar Caspio. In particolare, in aprile è stata avviata la gara per le

attività di verifica e certificazione della progettazione; in novembre le autorità italiane e turche hanno firmato una dichiarazione congiunta per confermare il proprio impegno a supportare l'iniziativa e il governo turco a garantire condizioni di transito che salvaguardino la competitività. Nel marzo 2010 IGI Poseidon ha siglato un accordo con la società Bulgarian Energy Holding per la realizzazione della bretella bulgara con una capacità compresa tra 3 e 5 di G(m³)/anno. Sempre nel mese di marzo, la Commissione europea ha approvato un finanziamento di 100 milioni di euro più 45 per l'interconnessione Bulgaria - Grecia. Infine, all'inizio di aprile 2010 è iniziata la fase operativa con l'avvio della gara per la fornitura dei tubi del gasdotto.

Tavola 5.13 Nuovi gasdotti in progetto

Progetto	Capacità nominale (G(m ³)/anno)	Lunghezza (km)	Ingresso in Italia	Data studio di fattibilità	Previsione di inizio esercizio
IGI	8 - 10	212	Otranto (BR)	2005	2015
Galsi	8	940	Iglesias (CA)	2005	2014
TAP	10 - 20	520	Brindisi (BR)	2006	2015
TGL	11,4	290	Malborgetto (UD)	Progettazione	2015
Interconnector Italia - Austria	1,3	48	Bressanone (BZ)	In corso	-
Totale	38,7 - 50,7	-	-	-	-

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

La decisione finale sul gasdotto GALSI, per il collegamento dell'Algeria con l'Italia via Sardegna, originariamente attesa per la metà del 2009, è stata spostata all'anno in corso. In novembre 2009 è stata delineata una nuova tempistica che prevede l'avvio dei lavori operativi nella seconda metà del 2010, la prima posa dei tubi nel 2011 e l'arrivo del primo gas proveniente dall'Algeria nel 2014. Il ritardo, rispetto alla prima data iniziale del 2012, sono stati causati soprattutto dai mutamenti del percorso resi necessari sia dal presentarsi di situazioni geologiche a rischio nel tracciato tra la Sardegna e la Toscana, sia dai ritrovamenti archeologici durante gli scavi, ma anche dallo stato dell'economia. Nel marzo 2010 anche questo progetto ha ricevuto un finanziamento europeo per 120 milioni di euro.

Infine, nel 2009 il gasdotto TGL, che dovrebbe percorrere 260 km in territorio austriaco dal confine italiano a quello tedesco e permettere il trasporto del gas in entrambe le direzioni, ha presentato al regolatore austriaco sia la domanda di esenzione dagli obblighi di accesso ai terzi sia la richiesta di fissazione del metodo tariffario. La decisione finale sul progetto è prevista entro il 2010 e l'entrata in esercizio nel 2015.

Nuovi terminali di gas naturale liquefatto

Il 2009 ha portato molte significative novità rispetto agli anni passati relative ai progetti di nuovi terminali di rigassificazione di GNL, riassunte nella tabella 5.14. Prima fra tutte è l'entrata in esercizio commerciale, avvenuta a novembre 2009, del terminale offshore di Porto Levante (Rovigo) della società Terminale GNL Adriatico. Gli altri progetti che hanno realizzato importanti passi in avanti sono quelli di Porto Empedocle (Agrigento), Livorno e Gioia Tauro (Reggio Calabria). Un passo in avanti ha ottenuto anche il terminale

progettato a Brindisi, seppure la lunga vicenda di questa infrastruttura non si è ancora conclusa. Hanno invece incontrato problemi i progetti di rigassificazione di Rosignano (Livorno), Taranto e Zaule (Trieste). Tra i nuovi progetti più avanzati spicca il terminale di Porto Empedocle, per il quale si sta concludendo la gara per la selezione delle offerte per la realizzazione che dovrebbe iniziare nel 2011.

Tavola 5.14 Nuovi terminali di GNL

Progetto	Provincia di localizzazione	Capacità G(m ³)/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	Avviata nuova procedura per la compatibilità ambientale, conclusa positivamente.
Toscana offshore	Livorno	3,75	OLT LNG (Endesa Italia, Iride, Asa, OLT Energy)	2011	In attesa di decisione per esenzione totale al TPA per un periodo di 20 anni
Rosignano	Livorno	8	Edison, BP, Solvay	ND	Processo autorizzativo è tuttora in corso. Parere negativo al VIA della Regione Toscana, nonostante precedente parere positivo.
Gioia Tauro	Reggio Calabria	12	LNG MedGas (Cross Gas, Sorgenia, Iride)	2014	VIA favorevole nel settembre 2008; protocollo d'intesa con enti locali nel maggio 2009; Conferenza dei servizi in dicembre 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	2013	Decreto VIA positivo; progetto avversato dai Comuni interessati e dal governo sloveno.
Trieste offshore	Trieste	8	Endesa Italia	ND	Istruttoria in corso sulla nuova localizzazione.
Porto Empedocle	Agrigento	8	Nuove Energie (Enel)	2013	Parere positivo della Conferenza dei servizi in gennaio 2009: rilascio di tutte le autorizzazioni necessarie per la costruzione; in fase di conclusione la gara per la realizzazione.
Rada di Augusta	Siracusa	8	Erg Power & Gas - Shell Energy Italia	2014	Parere positivo della Commissione regionale VIA con prescrizioni; progetto avversato dai Comuni interessati; aperta la Conferenza dei servizi nel luglio 2009.
Ravenna	Ravenna	8	Gruppo Belleli	ND	All'esame del MSE
Porto Recanati offshore	Ancona	5	Gaz de France	ND	Parere favorevole di VIA della Conferenza dei servizi e nulla osta alla fattibilità in novembre 2009.
Portovenere	La Spezia	8	GNL Italia (ENI)	2014	Parere contrario del comune di Portovenere e del Comitato regionale VIA; Parere favorevole della Conferenza dei servizi nel novembre 2009.
Totale		101			

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Caratteristiche dello stoccaggio nel 2009 - 10 e nuovi progetti di concessione

Per l'anno termico 2009 - 10 il sistema nazionale di stoccaggio ha reso disponibile per il conferimento uno spazio complessivo di riserva attiva pari a 14,3 G(m³) in aumento di circa 400 M(m³) rispetto al precedente anno termico (Tav. 5.15). La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico rimane pari a 5,1 G(m³), 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, nonché dell'andamento delle fasi di iniezione e di erogazione dagli stoccaggi negli inverni precedenti. La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto è ammontata a 9,2 G(m³), in aumento di 400 M(m³) rispetto all'anno termico 2008 - 2009. La disponibilità di punta giornaliera del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, valutata al termine della stagione di erogazione del gas destinato al servizio di modulazione era pari complessivamente a 152 M(m³), invariata negli ultimi cinque anni.

Tavola 5.15 Caratteristiche del sistema di stoccaggio

Spazio in M(m³) e disponibilità di punta in M(m³)/giorno

	Anno termico				
	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010
Spazio	13,019	13,549	13,582	13,918	14,335
per stoccaggio strategico	5,100	5,100	5,100	5,100	5,100
per riserva attiva	7,919	8,449	8,482	8,818	9,235
Disponibilità di punta a fine stagione	152	152	152	152	152

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

Gli aumenti annui di riserva attiva evidenziati nella tavola 5.15 sono dovuti essenzialmente all'aumento della pressione massima di stoccaggio. La creazione di nuovi stoccaggi difficilmente sarà possibile prima del 2012, anche se sono stati fatti significativi passi avanti. Alla fine di aprile 2009 si è concluso l'iter autorizzativo del progetto di San Potito - Cotignola. Con il conferimento della concessione dal Ministero dello sviluppo economico, sono stati avviati i lavori di riconversione dei due giacimenti. L'entrata in esercizio degli impianti, attesa per il 2013, consentirà di incrementare l'attuale capacità di stoccaggio nazionale per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto di circa 900 M(m³) e la capacità di erogazione massima alla punta di 7 M(m³)/giorno. Inoltre, come si può vedere dalla tavola 5.16, rispetto al quadro presentato lo scorso anno, novità si registrano anche per i progetti di Cornegliano (LO), Cugno Le Macine - Serra Pizzuta (MT), Sinarca (CB), Bagnolo Mella (BS), Palazzo Moroni (AP) e anche Rivara (MO).

Tavola 5.16 Stato di avanzamento delle concessioni di stoccaggio nel giugno 2010

Progetto	Working gas M(m ³)	Erogazione di punta M(m ³)/giorno	Assegnatario	Stato di avanzamento
Alfonsine (RA)	1.550	10,0	Stogit	Autorizzato ma l'avvio presenta difficoltà tecniche e ambientali.
Bordolano (CR, BG)	1.440	20,0	Stogit	VIA favorevole; ottenute le autorizzazioni.
Cornegliano (LO)	1.010	16,5	Ital Gas Storage	VIA favorevole; Conferenza dei Servizi in novembre 2009.
Cotignola - San Potito (RA)	915	7,2	Edison Stoccaggio, Blugas Infrastrutture	Avviati i lavori di costruzione in aprile 2009.
Cugno - le Macine - Serra Pizzuta (MT)	742	6,6	Geogastock	Parere favorevole della Commissione VIA; Conferenza dei Servizi in novembre 2009.
Palazzo Moroni (AP)	70	0,8	Edison Stoccaggio	In istruttoria. Parere favorevole della Commissione idrocarburi e risorse minerarie.
Sinarca (CB)	324	3,3	Gas Plus Storage e Edison Stoccaggio	Parere favorevole della Commissione VIA; in attesa di convocazione della Conferenza dei Servizi.
Poggiofiorito (TE)	160	1,7	Gas Plus Storage	Deve ancora essere presentata la documentazione definitiva per la VIA.
Bagnolo Mella (BS)	ND	ND	Edison Stoccaggio e Retragas	Parere favorevole della Commissione idrocarburi e risorse minerarie. Richiesta del VIA maggio 2009.
Piadena Est (CR)			Blugas Infrastrutture	In istruttoria; parere favorevole della Commissione UNMIG.
Romanengo (CR, BG)			Enel Trade	In istruttoria; parere favorevole della Commissione idrocarburi e risorse minerarie.
Rapagnano (AP)			Non assegnato	In attesa di assegnazione.
San Benedetto (AP)	500		Gas Plus Storage, Acea, Gaz de France	In istruttoria; parere favorevole della Commissione UNMIG.
Rivara (RA)	3.000	32,0	Independent Gas Management	Progetto in istruttoria; avversato dai Comuni interessati; parere negativo al VIA; richieste integrazioni di documentazione.
Totale	9.711	98,1		

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Bilancio domanda offerta nel breve e medio termine

Considerando la crisi economica in atto e il contemporaneo ribasso del fabbisogno di gas naturale nonché il 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).

6 OBBLIGHI RELATIVI AL SERVIZIO PUBBLICO E TUTELA DEI CONSUMATORI

Nell'anno 2009 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha proseguito la propria attività nella direzione di una sempre più intensa tutela di consumatori ed utenti sia del mercato elettrico sia del mercato del gas. In particolare, gli interventi di regolazione hanno contribuito sia all'effettivo rafforzamento della capacità del cliente finale di effettuare scelte consapevoli tra le diverse offerte presenti sul mercato, sia alla progressiva armonizzazione e omogeneizzazione della regolazione settoriale degli aspetti commerciali, pur nel rispetto delle differenze strutturali che caratterizzano i settori dell'energia elettrica e del gas.

Nel 2009 non vi sono state sostanziali modifiche ai requisiti imposti alle imprese che operano nei mercati dell'energia elettrica e del gas. Vediamo in dettaglio.

Fornitura al mercato finale elettrico

La legge 125/07, che ha dato attuazione ad alcune disposizioni delle Direttive 55 e 54 del 2003, ha imposto la separazione legale fra gli esercenti delle attività di vendita di energia elettrica e distribuzione con oltre 100.000 clienti (11 su un totale di 146).

Nel 2007 erano state definite le condizioni di separazione amministrativa e contabile e nel corso del 2008 erano state pubblicate le *Linee guida per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di unbundling*. Nel corso del 2009 è stato pubblicato un documento per la consultazione per modificare le procedure di separazione amministrativa e contabile nonché per adeguare di conseguenza le sopraccitate Linee guida in seguito alle decisioni del Consiglio di Stato e del TAR che ne avevano annullato le delibere dell'Autorità (si veda il paragrafo 3.1.3).

Non è prevista alcuna autorizzazione per l'esercizio dell'attività di vendita di energia elettrica, 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 del servizio elettrico, ha inoltre istituito 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 2009, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità, gli esercenti del servizio di "maggior tutela" sono risultati 147 e quelli del mercato libero oltre 200. 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. Dall'1 maggio 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta (3 esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza in 12 aree geografiche):

- la società Exergia per le aree territoriali di Trentino-Alto-Adige, Veneto, Friuli-Venezia-Giulia; Emilia Romagna;

- la società Enel Energia 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 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 sono rimasti invariati rispetto allo scorso anno: i soggetti esercenti la vendita di gas naturale devono essere separati societariamente dai distributori e devono autorizzati a svolgere tale attività dal Ministero dello sviluppo economico solo nel caso in cui intendano rivolgersi a clienti finali. Al 31/12/2009 le società di vendita autorizzate erano 410. 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 2009 come risulta dall'Indagine annuale condotta dall'Autorità.

L'individuazione dei fornitori di ultima istanza relativamente all'anno termico 2009-2010 è stata effettuata nell'ambito delle nuove previsioni di cui alla legge n. 99/09. Con il decreto 3 settembre 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha disposto una prima attuazione della citata legge stabilendo che, per l'anno termico 2009-2010, l'Acquirente unico individui i singoli fornitori di ultima istanza attraverso procedure concorsuali e che l'Autorità ne stabilisca le modalità, attendendosi ai medesimi indirizzi seguiti per l'espletamento delle procedure concorsuali relative all'anno termico 2008-2009. Con la delibera 4 settembre 2009, ARG/gas 119/09, l'Autorità è quindi intervenuta in materia, definendo i criteri per l'individuazione dei singoli fornitori di ultima istanza. L'Acquirente unico, successivamente alla pubblicazione sul proprio sito Internet del *Regolamento per le procedure*, ha effettuato la selezione dei soggetti e ha pubblicato l'avviso sugli esiti della procedura di individuazione dei fornitori di ultima istanza del gas naturale per l'anno termico 2009-2010. In particolare, per ciascuna macroarea è stata pubblicata la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come fornitori di ultima istanza per l'anno termico 2009-2010 (Tav 6.1).

Tavola 6.1 Graduatoria delle offerte: fornitori ultima istanza

MACROAREA	NUMERO	OPERATORI
AREA 1: Nord piemontese (E1), Sud piemontese e Liguria (E2)	2	Enel Energia Eni – Divisione Gas & Power
AREA 2: Lombardo orientale, Lombardo occidentale (D)	3	Gas Plus Enel Energia Eni – Divisione Gas & Power
AREA 3: Friuli-Venezia Giulia (A), Trentino Alto Adige e Veneto (B), Basso Veneto (G)	3	Gas Plus Enel Energia Eni – Divisione Gas & Power
AREA 4: Emilia e Liguria (F), Romagna (I), Toscana e Lazio (H), Umbria e Marche (L)	3	Gas Plus Enel Energia Eni – Divisione Gas & Power
Area 5: Lazio (N), Marche e Abruzzo (M), Basilicata e Puglia (O), Campania (P), Calabria (Q) e Sicilia	2	Enel Energia Eni – Divisione Gas & Power

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 e 2009*), è in larga misura disegnato sulla base degli obblighi imposti dalla 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 maggiori dettagli all'*Annual Report 2009* 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**;
- **disciplina di morosità** tutelante;
- 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.

A riprova del graduale innalzamento del livello di qualità commerciale erogata a seguito della regolazione dell'Autorità, dopo anni di costante aumento, il numero di indennizzi automatici ai clienti finali per il mancato rispetto degli standard commerciali si è dal 2008 si è drasticamente ridotto in ambedue i settori: dal picco di 79.072 nel 2003 a 26.126 nel 2009 settore dell'energia elettrica e dal picco di 43.886 nel 2007 a 15.783 nel 2009 nel settore del gas naturale.

In tema di tutela dei consumatori e obblighi di servizio pubblico nel corso del 2009 è stato pubblicato un documento per la consultazione teso all'adozione di un **Codice di condotta commerciale della vendita integrato per i due settori** del servizio, con estensione degli strumenti di confrontabilità anche al settore del gas e alle offerte di vendita congiunte di elettricità e gas (c.d. *dual fuel*, contratti sempre più diffusi nel mercato libero).

Sempre relativamente all'armonizzazione settoriale, è stata approvata la direttiva per l'**armonizzazione e la trasparenza dei documenti di fatturazione** dei consumi di energia elettrica e di gas distribuito a mezzo di rete urbana, a conclusione del procedimento sottoposto ad Analisi di impatto della regolazione (AIR). Con la nuova direttiva, che entrerà in vigore dall'1 gennaio 2011, le bollette sono state rese ancora più comprensibili e trasparenti. Il nuovo schema di bolletta si presenta omogeneo per le forniture sia di energia elettrica sia di gas, nonché per le forniture congiunte di energia elettrica e gas

agevolando così il confronto fra le bollette per la fornitura di energia elettrica e quelle per la fornitura di gas.

Di notevole rilevanza per entrambi i settori è stato anche l'avvio dello **Sportello per il consumatore di energia elettrica e gas** (Sportello). L'attivazione e la gestione dello Sportello, inizialmente affidate alla Cassa conguglio per il settore elettrico (CCSE), sono state successivamente trasferite all'Acquirente Unico, in applicazione della legge 23 luglio 2009, n. 99, la quale all'art. 27, comma 2, prevede che l'Autorità si avvalga delle società Gestore dei servizi elettrici (GSE) e Acquirente Unico per il rafforzamento delle attività di tutela dei consumatori (vedi "Gestione dei reclami e informazioni ai clienti finali: lo Sportello per il consumatore di energia"). Lo Sportello è divenuto operativo dall'1 dicembre 2009 sulla base di un progetto che ha come primo riferimento il periodo 1 dicembre 2009 - 31 dicembre 2012. Tale struttura, che esercita le attività a essa assegnate con riferimento alla gestione dei reclami in base a uno specifico *Regolamento di funzionamento* adottato dall'Autorità, soddisfa l'esigenza, evidenziata dalla recente apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas, di assicurare una tempestiva risposta alle segnalazioni e ai reclami scritti inviati dai consumatori, in un contesto che ne vede aumentare in modo significativo la numerosità. Lo Sportello, attraverso il *call center* dedicato, favorisce inoltre l'accesso a tutte le informazioni relative ai mercati liberalizzati dell'energia che consentono al consumatore di conoscere i propri diritti e di provvedere a una scelta consapevole del proprio fornitore di energia. L'efficacia dello Sportello è confermata:

- dai dati sul volume di richieste di informazioni pervenute allo Sportello per il consumatore di energia: da 69.700 chiamate arrivate nel periodo aprile 2008 - aprile 2009 a 417.000 nel periodo aprile 2009 - marzo 2010;
- dalla distribuzione dei picchi di richieste di informazioni che hanno coinciso con i periodi delle campagne di informazione promosse per il bonus elettrico e quello gas;
- dagli ottimi risultati del *call center* dello Sportello per il consumatore di energia, conseguiti nel 2009 (accessibilità del servizio: 99,6% rispetto allo standard richiesto di 90%; tempo medio di attesa: 128'' rispetto al livello standard richiesto di 240''; livello di servizio: 87% rispetto allo standard richiesto di 80%), e dai risultati della *customer satisfaction* promosso dal Ministero per l'innovazione pubblica (servizio buono 78%; servizio sufficiente 14,4%; servizio insufficiente 6,7%).

Il 2009 ha visto poi un utilizzo maggiore da parte dei consumatori ai servizi informativi disponibili sul sito Autorità; in particolare si è registrato un numero crescente di visite al c.d. "**Trova offerte**", cioè dello strumento *on line* che l'Autorità ha messo a disposizione dei clienti finali dall'aprile 2009, per confrontare le caratteristiche delle diverse offerte disponibili sul mercato e cogliere i vantaggi che si possono ottenere con la stipulazione di un nuovo contratto. In un anno di funzionamento, il Trova offerte ha raggiunto il traguardo di 445.000 accessi, con una media di oltre 1.000 accessi al giorno.

Per assicurare un livello di informazione sempre più completo e trasparente, l'Autorità ha inoltre predisposto nuove iniziative dedicate ai consumatori tra cui l'**Atlante dei diritti del consumatore di energia elettrica e gas**. Sono state poi poste in essere diverse iniziative di informazione a favore dei clienti finali domestici di energia elettrica serviti nel servizio di maggior tutela, per accompagnarli con la dovuta gradualità e consapevolezza al

momento dell'entrata in vigore (1 luglio 2010) delle condizioni economiche differenziate per fasce orarie e per raggruppamenti di mesi.

Nell'ambito della modifica della disciplina della morosità dei clienti finali di energia elettrica, sono state adeguate alcune disposizioni contrattuali riguardanti il servizio di maggior tutela, prevedendo anche l'aggiornamento dell'ammontare del deposito cauzionale, fissato nell'anno 1999 e mai adeguato rispetto all'evoluzione del mercato.

Infine, a seguito dell'imputazione dell'attività di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura in capo alle imprese distributrici, si è reso necessario porre in essere interventi di adeguamento normativo del Codice di condotta commerciale per la vendita di gas naturale, relativamente alle clausole contrattuali riguardanti le modalità e la periodicità di utilizzo dei dati di lettura, comunque rilevati ai fini della fatturazione.

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 economico. 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 ISEE¹⁶ non superiore a 7.500 €, per la generalità dei casi;
- appartenenti a un nucleo familiare con più di 3 figli a carico e ISEE non superiore a 20.000 €;
- 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.

Per il settore elettrico dall'1 gennaio 2009, con validità retroattiva all'1 gennaio 2008, è attivo un meccanismo di tutela specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute, in precedenza implicitamente inglobato nella struttura delle tariffe D2 e D3 obbligatoriamente applicate a tutti i clienti domestici. L'Autorità ha provveduto ad aggiornare annualmente il valore della compensazione, contestualmente all'aggiornamento tariffario del mese di dicembre di ogni anno. Alla data del 30 marzo 2010 le richieste di bonus sociale che hanno superato tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da parte dei Comuni e delle imprese

¹⁶ Si tratta dell'Indicatore della Situazione Economica Equivalente, un indicatore, messo a punto a livello governativo, sintetico e affidabile del tenore di vita del cittadino, che consente di selezionare, sulla base di criteri e parametri omogenei, la platea dei beneficiari di prestazioni sociali. Più precisamente, si tratta di una combinazione lineare di reddito (comprensivo di quello derivante dalle attività finanziarie) e patrimonio della famiglia, quest'ultimo considerato nella misura del 20%. L'ISEE assume come unità di riferimento per la valutazione delle risorse la famiglia e non l'individuo. Per questo motivo il valore dell'ISEE è espresso in euro equivalenti: viene diviso per un coefficiente di equivalenza che tiene conto della particolare numerosità e composizione della famiglia beneficiaria della prestazione sociale.

distributrici di energia elettrica e che sono state ammesse all'agevolazione, sono oltre un milione. Secondo le stime effettuate nei primi mesi dell'anno 2010, le compensazioni validate per gli anni 2008 e 2009 hanno complessivamente un valore pari a circa 160 milioni di euro. 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 185/08 ha esteso a decorrere dall'1 gennaio 2009 alle famiglie economicamente svantaggiate, aventi diritto all'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica, il diritto alla compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale. Lo stesso ha affidato all'Autorità il compito di quantificare l'ammontare della compensazione e di definire le modalità applicative della stessa. Nell'ambito della riforma delle tariffe di distribuzione del gas per il nuovo periodo di regolazione avviatosi l'1 gennaio 2009, l'Autorità, aveva abrogato i precedenti meccanismi di tutela sociale (vedi *Annual Report* 2009) e, con la delibera 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09, ha definito le modalità operative del meccanismo per la compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale. Alla data del 30 marzo 2010 le istanze di bonus presentate presso i Comuni sono oltre 200.000. Le prime erogazioni, a partire dalle quote di bonus retroattive per l'anno 2009, verranno effettuate dal mese di maggio 2010. Il valore della compensazione per l'anno 2010 è stato definito contestualmente all'aggiornamento tariffario dello scorso dicembre.

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 2008 e il 2009 nel settore elettrico queste sono aumentate da 1.159.628 a 1.236.841 (clienti alimentati in bassa tensione), mentre nel settore del gas naturale sono aumentate da 64.681 a 78.343 (clienti finali alimentati in bassa pressione)¹⁷. 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.

¹⁷ Nel settore del gas naturale il numero dei clienti "domestici" è circa la metà di quello del settore elettrico (all'incirca 28 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 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) e nel 2009 per il trasporto. Nel nuovo periodo di regolazione del trasporto (2010-2013) il coefficiente di recupero della produttività è stato fissato in modo differenziato per ciascuna impresa. In particolare, per le imprese "a regime", cioè quelle che erano già in attività nel secondo periodo di regolazione, il coefficiente è stato dimensionato in modo da riassorbire nell'arco di 8 anni le maggiori efficienze riscontrate nel secondo periodo regolatorio. Per le nuove imprese è stato invece posto pari a 0.

Tavola 6.2 Coefficienti di recupero della produttività delle tariffe infrastrutturali

SETTORE ELETTRICO		SETTORE GAS NATURALE	
Trasmissione (2008-2011)	2,3%	Trasmissione (2010-2013)	Coefficiente differenziato per impresa
Distribuzione (2008-2011)	1,9%	Distribuzione (2009-2012) ^(A)	4,6% anno termico 2007-2008
Misura (2008-2011)	5,0%	Rigassificazione GNL ^(B) (2008-2011)	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.

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 l'anno precedente, l'Autorità ha provveduto a disciplinare nel 2009 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 dai fornitori assieme alle altre loro proposte economiche. 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 e 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 nei precedenti *Annual Report*, sin dall'apertura del mercato.

Nel 2009, a quasi due anni e mezzo dalla completa liberalizzazione del settore elettrico, la quasi totalità dei clienti domestici (92% in termini di volumi consumati) ha continuato a rifornirsi secondo le condizioni economiche di riferimento stabilite dall'Autorità; nel 2008, sempre in termini di volumi consumati, i clienti domestici sul mercato tutelato raggiungevano il 96%. Per contro la grande maggioranza dei clienti non domestici che si approvvigionano ancora sul mercato tutelato sono una netta minoranza e in costante diminuzione (da 19,2% nel 2008 a 13,2% nel 2009).

Nel settore del gas naturale poco più dell'89% dei clienti domestici ha continuato ad approvvigionarsi sul mercato tutelato tramite condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità (in termini di volumi consumati); la quota di clienti tutelati è lievemente diminuita rispetto al 2008 (91,0%). Per contro il quadro del settore non domestico continua come nel 2008 a mostrare segnali di relativo dinamismo soprattutto nel segmento delle grandi imprese industriali. Di queste quelle che si approvvigionano ancora sul mercato tutelato, continuano a diminuire e rappresentano una quota marginale dei volumi di gas consumati (rispettivamente il 2,8% nel 2009 contro il 3,5% nel 2008). I consumi della generazione elettrica sul mercato tutelato sono nulli.

In sintesi in ambedue i mercati si avvertono segni di dinamismo anche significativi e con tutta evidenza non si registrano, per nessuna delle categorie, segnali di inversione di tendenza 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 2009

	ELETTRICITÀ			GAS			
	Grandi imprese industriali	Piccole-medie imprese industriali e commerciali	Settore domestico	Usi termo-elettrici	Imprese industriali	Imprese commerciali e di servizi	Settore domestico
Condizioni economiche di riferimento regolate da Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi della legge 125/07 (S/N)	N	S ^(A)	S	N	N	N ^(B)	S ^(B)
% clienti a condizioni economiche di riferimento (volumi)	13,2		92	0,0	2,8	35,1	89,3
Possibilità di tornare alle condizioni economiche di riferimento regolate da Autorità per l'energia elettrica e il gas (S/N)	N	S	S	N	N	N	S
Numero di fornitori con obbligo di proposta condizioni economiche di fornitura	147 ^(C)			410 ^(D)			

(A) Ai sensi della legge n. 125/07 le condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità si applicano ai clienti non domestici in BT con meno di 50 dipendenti e un fatturato inferiore ai 10 milioni 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 al 31 dicembre 2009; esso comprende società che pur autorizzate restano inattive. I venditori che hanno risposto all'Indagine annuale AEEG, effettuata a maggio 2010, sono 311.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.