



Autorità per l'energia elettrica e il gas

Relazione 345/2013/I

RELAZIONE ANNUALE
ALL'AGENZIA INTERNAZIONALE PER LA COOPERAZIONE
FRA I REGOLATORI NAZIONALI DELL'ENERGIA
E ALLA COMMISSIONE EUROPEA
SULL'ATTIVITÀ SVOLTA E I COMPITI
DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

31 luglio 2013

Autorità per l'energia elettrica e il gas

A handwritten signature in blue ink, consisting of stylized initials and a surname.

INDICE

1	Prefazione	4
2	Sommario/Principali sviluppi nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale nel 2012....	5
3	Il mercato elettrico.....	14
3.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	14
3.1.1	Unbundling.....	14
3.1.2	Regolamentazione tecnica.....	16
3.1.3	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti.....	26
3.1.4	Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere	31
3.1.5	Conformità alla normativa comunitaria.....	37
3.2	Promozione della concorrenza	41
3.2.1	Mercati all'ingrosso.....	41
3.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	47
3.2.1.2	Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza, e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza....	52
3.2.2	Mercati al dettaglio.....	53
3.2.2.1	Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza.....	57
3.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	66
3.3	Sicurezza delle forniture	70
3.3.1	Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica.....	70
3.3.2	Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione in riferimento alla sicurezza delle forniture.....	70
3.3.3	Misure per coprire picchi di domanda o carenze dell'offerta	73
4	Il mercato del gas naturale	74
4.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	74
4.1.1	Unbundling.....	74
4.1.2	Regolamentazione tecnica.....	75
4.1.3	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti e ai terminali di rigassificazione	91

4.1.4	Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere	100
4.1.5	Conformità alla normativa comunitaria.....	102
4.2	Promozione della concorrenza	103
4.2.1	Mercati all'ingrosso.....	103
4.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	106
4.2.1.2	Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza, e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza..	114
4.2.2	Mercati al dettaglio.....	115
4.2.2.1	Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza...	120
4.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	128
4.3	Sicurezza delle forniture	130
5	Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie nell'elettricità e nel gas	131
5.1	Protezione dei consumatori.....	131
5.2	Gestione delle controversie	141

1 PRAFAZIONE

Il presente documento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas fornisce all'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori dell'energia (ACER) e alla Commissione europea un rapporto sull'attività svolta e sull'esecuzione dei suoi compiti ai sensi degli articoli 37.1.e) e 41.1.e) rispettivamente delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE.

La struttura del rapporto, in linea con quanto definito dal Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER), è stata condivisa con l'ACER e con la Direzione Generale per l'Energia della Commissione europea.

Nel rapporto vengono analizzati i principali elementi di evoluzione strutturale dei due mercati, elettricità e gas, sia relativamente all'attività regolatoria sia allo stato della concorrenza. Il rapporto include inoltre una descrizione della recente evoluzione normativa sul mercato energetico, dell'attività svolta in tema di protezione dei consumatori e di sicurezza delle forniture, questa ultima per gli aspetti di competenza del regolatore nazionale.

È intima convinzione dell'Autorità che presiedo l'importanza del ruolo, dell'azione dei Regolatori nazionali e della loro indipendenza da altri interessi costituiti, nel disciplinare i mercati e le infrastrutture energetiche ai fini di promuovere la concorrenza, l'efficienza e di esercitare un presidio a buona tutela degli utenti e, in special modo, dei consumatori nei mercati dell'energia elettrica e del gas.

Nel contempo, l'Autorità italiana desidera riaffermare la propria convinta adesione al quadro di cooperazione europea nel campo della Regolazione e con gli organismi all'uopo istituiti, quali la Commissione europea, il CEER e l'ACER, al fine – assolutamente non formale – di conseguire anche con il nostro contributo un vero e funzionante mercato unico dell'energia, integrato già a partire dal 2014.

Il presente rapporto si ritiene possa costituire un piccolo ma essenziale contributo verso l'obiettivo generale di integrazione appena richiamato. È con questo spirito che lavoriamo in vista del 2014, anno obiettivo in cui l'Italia sarà anche chiamata a svolgere il turno semestrale di presidenza europea: felice coincidenza per l'avvio del mercato integrato dell'energia.

Milano, 31 luglio 2013

IL PRESIDENTE

Guido Bortoni

2 SOMMARIO/PRINCIPALI SVILUPPI NEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE NEL 2012

Sviluppi nel mercato elettrico

Principali novità normative

Le principali novità nell'ambito della legislazione energetica nel 2012 riguardano sostanzialmente la modifica dei meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, le norme in materia di poteri speciali sugli assetti societari nei settori di rilevanza strategica nazionale e l'adozione della Strategia energetica nazionale (SEN).

Con decreto interministeriale 5 luglio 2012 sono stati ridefiniti i nuovi incentivi per l'energia fotovoltaica (il c.d. Quinto conto energia) e con il successivo decreto interministeriale del 6 luglio 2012 sono stati ridefiniti quelli per le fonti rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico. Entrambi i decreti hanno semplificato le procedure di accesso automatico al sistema di finanziamento e di ottenimento delle risorse, prevedendo un incentivo per l'energia immessa in rete e un premio aggiuntivo per l'energia autoconsumata. I decreti hanno stabilito, altresì, un tetto massimo annuo di costo degli incentivi, pari a 6,7 miliardi di euro per le fonti rinnovabili e a 5,8 miliardi di euro per le altre fonti rinnovabili.

Il decreto legge 15 marzo 2012, n. 21, convertito con modificazioni nella legge 11 maggio 2012, n. 56, recante *Norme in materia di poteri speciali sugli assetti societari nei settori della difesa e della sicurezza nazionale, nonché per le attività di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni* ha uniformato, in materia di *golden share*, la disciplina giuridica nazionale a quella dell'Unione europea, attribuendo all'esecutivo poteri di intervento per tutelare gli interessi legittimi, essenziali e strategici del Paese. In caso di minaccia effettiva di grave pregiudizio per gli interessi essenziali della difesa e della sicurezza, la legge prevede che possano essere esercitati poteri speciali mirati, tra l'altro, a imporre specifiche condizioni relative alla sicurezza degli approvvigionamenti; a impedire modifiche societarie (come fusioni, scissioni, trasferimenti, mutamenti dell'oggetto sociale, scioglimenti) o l'acquisto, a qualsiasi titolo, di partecipazioni in un'impresa che svolga attività di rilevanza strategica per il sistema di difesa e sicurezza nazionale. A completamento di tale provvedimento, nel mese di marzo 2013 è stato predisposto uno *Schema di decreto del Presidente della Repubblica* che individua i settori strategici per il sistema energetico nazionale, ossia: la rete nazionale di trasporto del gas naturale e le relative stazioni di compressione e centri di dispacciamento, la rete costituita dai gasdotti ricadenti in mare, i gasdotti di importazione e di esportazione e le relative linee collegate, i gasdotti interregionali, i gasdotti collegati agli stoccaggi, le infrastrutture di approvvigionamento di gas da Stati non appartenenti all'Unione europea, la Rete nazionale di trasmissione dell'energia elettrica e i relativi impianti di controllo e dispacciamento.

Nel 2012 è stata portata a termine la definizione della SEN che traccia il percorso della politica energetica per l'Italia nei prossimi decenni. La SEN ha confermato la volontà di migliorare gli standard ambientali, di incrementare gli obiettivi di decarbonizzazione e di rafforzare al contempo la sicurezza degli approvvigionamenti puntando sull'efficienza energetica, sullo sviluppo delle rinnovabili e sulla creazione di un mercato europeo completamente integrato.

Principali novità nella regolazione

Con riferimento al settore elettrico, l'Autorità ha adottato vari provvedimenti nel corso del 2012 di cui i principali sono sintetizzati di seguito.

In materia di *unbundling*, è stato previsto un processo di semplificazione normativa da concludersi entro il 31 dicembre 2013.

A seguito del parere emesso dalla Commissione europea ai sensi del Terzo pacchetto, è stato portato a conclusione il processo di certificazione di Terna in qualità di gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica in regime di separazione proprietaria, come previsto dal decreto legislativo 93/11 di recepimento della direttiva comunitaria 2009/72/CE.

Per quanto riguarda l'uso efficiente delle risorse di rete e la sua sicurezza, sono stati attuati diversi provvedimenti per agevolare una migliore gestione e garantire la sicurezza del servizio di trasmissione, tra i quali: I) le modifiche al codice di rete di Terna atte a migliorare il servizio di dispacciamento per far fronte alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili; II) l'istituzione della possibilità di individuazione degli impianti essenziali ai fini della sicurezza del sistema elettrico su base zonale (mentre la precedente modalità prevedeva la configurazione dell'assetto su base nazionale).

Con diversi interventi l'Autorità ha inoltre modificato la disciplina sulla qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015. In particolare ha modificato gli standard di tempo massimo di ripristino dell'alimentazione per gli utenti in BT e MT, oltre che il sistema di rimborso automatico a favore degli utenti.

Sono state aggiornate per l'anno 2013 le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione (ivi inclusi i costi commerciali del servizio medesimo) e misura dell'energia elettrica, nonché le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (queste ultime per il periodo di regolazione 2012-2015).

Nel 2012 l'Autorità ha proceduto all'accertamento dello stato di raggiungimento degli obiettivi intermedi (*milestone*) degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale relativi all'anno 2011, confermando il riconoscimento del maggiore incentivo al capitale investito, +2% per 12 anni, relativo a investimenti in sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato o a incrementare la *Net Transfer Capacity* sulle frontiere elettriche. Con lo stesso provvedimento è stato stabilito che il riconoscimento del maggiore incentivo deve essere riconosciuto per l'effettiva messa a disposizione della capacità incrementale generata dall'investimento ed è stato introdotto un meccanismo di monitoraggio dello stato di avanzamento degli investimenti.

Sono state ridefinite le responsabilità del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta per i nuovi impianti entrati in esercizio dal 27 agosto 2012, prevedendo che il gestore di rete sia il soggetto responsabile dell'attività di raccolta, validazione, registrazione e messa a disposizione delle misure per tutti gli impianti.

Coordinamento internazionale

Visti i positivi risultati registrati in termini di capacità allocata e di coerenza dei prezzi, l'accordo di *market coupling* Italia-Slovenia è stato rinnovato per il 2013. Nel nuovo accordo è stato previsto un nuovo sistema di *settlement* delle partite economiche in grado di allineare le tempistiche di pagamento italiane a quelle slovene. Come sempre, anche nell'anno appena trascorso vi è stato un particolare coinvolgimento dell'Autorità nell'attività svolta dai gruppi di lavoro europei,

riguardanti principalmente l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni, la connessione con la rete e la sicurezza nella gestione dei sistemi elettrici.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Nel 2012 la domanda di energia elettrica è diminuita del 2,8% rispetto all'anno precedente. In particolare, la domanda è risultata pari a 305 TWh, in calo di poco meno di 9 TWh rispetto al 2011.

La produzione lorda totale di energia elettrica si è attestata a circa 295 TWh, in diminuzione del 2,4% rispetto al livello registrato nel 2011. Il saldo estero per il 2012, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna, è ammontato a 43 TWh, quale differenza tra le importazioni, pari a 45.369 GWh (-4,5% sul 2011), e le esportazioni, pari a 2.281 GWh (+27,6% sul 2011). In termini di energia elettrica netta generata, la quota di mercato del gruppo Enel risulta ancora in diminuzione attestandosi al 25% nel 2012 contro il 26% del 2011 e il 27,5% del 2010. Si sottolinea la crescita della frangia competitiva, la cui quota cresce di oltre 3 punti percentuali passando al 29,6% nel 2012.

La massima capacità di generazione netta installata al 31 dicembre 2012 risulta pari a 124,2 GW, mentre la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) risulta pari a 106 GW. Con riferimento alla capacità netta installata, gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono tre: Enel (31,1%), Edipower (6,5%), Edison (5,5). 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 (35,2%), Edipower (7%), Edison (6,6%), Eni (5,4%) ed E.On (5%). Sulla base di questi dati, la percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori risulta pari al 48,7%.

In Italia 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 su mercati regolati e organizzati dal Gestore dei mercati energetici (GME). Nel 2012 la domanda di energia elettrica nel Mercato del giorno prima (MGP), che ha per oggetto la contrattazione di energia tramite offerte di vendita e di acquisto per il giorno successivo, è stata pari a 298,7 TWh, in diminuzione del 4,1% rispetto al 2011. La Borsa elettrica italiana ha registrato per il 2012 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 75,53 €/MWh, in aumento del 4,6% rispetto all'anno precedente. Nel corso del 2012 nel Mercato infragiornaliero (MI) sono stati scambiati rispettivamente 16 TWh di energia nel corso della prima sessione e 6,2 TWh nel corso della seconda. Il prezzo medio di acquisto nella prima sessione è risultato pari a 75,41 €/MWh, quello nella seconda sessione pari a 74,87 €/MWh. Per quanto riguarda il Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), i dati ufficiali relativi al 2012 sono disponibili con riferimento al mercato *ex ante* nel quale Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia ai fini della risoluzione delle congestioni residue e della costituzione dei margini di riserva (ed esclude quindi gli acquisti effettuati per il bilanciamento). Gli acquisti a salire sono risultati pari a 6,2 TWh, in aumento del 31,3% rispetto al 2011. Le quantità scambiate a scendere sono invece state pari a 3,7 TWh, in riduzione rispetto all'anno precedente del 25%. Con riferimento ai mercati a termine, nel 2012 sono stati scambiati 13.262 contratti, corrispondenti a 54,1 TWh di energia, in forte aumento rispetto ai periodi precedenti (31,7 TWh nel 2011 e 6,3 TWh 2010). In termini di volumi sono stati scambiati 51,4 TWh attraverso contratti *baseload* e 2,7 TWh tramite contratti *peakload*. Per quanto riguarda i prezzi medi di vendita, si è registrato un lieve aumento dello *spread* tra prezzo massimo e prezzo minimo zonale. La differenza tra il prezzo medio registrato in Sicilia (95,22 €/MWh) e quello nella macrozona Sud (70,35 €/MWh) è risultata infatti pari a quasi 25 €/MWh, mentre nel 2011 era pari a circa 24 €/MWh.

Passando all'analisi del mercato al dettaglio, in base ai dati provvisori pubblicati da Terna, i consumi totali (al netto delle perdite) sono risultati nel 2012 pari a 305 TWh (in riduzione del 2,8%

rispetto al livello registrato nel 2011. Nel confronto con l'anno precedente i consumi del settore domestico, circa 70 TWh, hanno tenuto (+0,4%) mentre sono nettamente diminuiti gli usi produttivi dell'energia elettrica. Infatti, i consumi industriali sono scesi del 5,9% (a 131,8 TWh), quelli del terziario sono calati dello 0,7% (a 97 TWh) e gli impieghi dell'agricoltura sono diminuiti dell'1,8% (a 5,8 TWh). Le vendite ai clienti in regime di tutela (26,5% del mercato totale) sono ammontate a circa 69,9 TWh per quasi 28 milioni di punti di prelievo. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 47 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'86% del mercato totale della maggior tutela (circa 24 milioni). Nel 2012 il servizio di salvaguardia ha interessato circa 113.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno prelevato elettricità per circa 5,1 TWh, in riduzione dell'11% rispetto al 2011. Come negli anni scorsi, il numero di operatori attivi nella vendita di energia elettrica è salito nel 2012 raggiungendo quota 364, trenta unità in più rispetto al 2011.

Sulla base dei dati forniti dai distributori nel 2012 il tasso di *switching* complessivo dei volumi distribuiti è risultato pari al 26,4%, coinvolgendo il 7,6% della clientela del mercato elettrico. Il 6,4% dei clienti domestici e il 12% dei clienti non domestici risultano aver cambiato fornitore. In termini di volumi prelevati, le corrispondenti percentuali salgono, rispettivamente, all'8,3% e al 31,4%. I clienti connessi in media tensione mostrano una dinamicità maggiore. Per quanto concerne il mercato libero, nel 2012 è tornato a crescere il numero di società di vendita attive. In diminuzione però risulta il volume medio unitario delle vendite (829 GWh contro 996 GWh nel 2011). Nel mercato *retail* i gruppi societari che nel 2012 hanno raggiunto una quota di mercato superiore al 5% sono 2: Enel (20,3%) ed Edison (9%), sale però al 5% la quota di Eni. I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono poco più del 61% del mercato finale. Sulla base dei dati ancora provvisori raccolti dall'Autorità, il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento di energia elettrica dei clienti in bassa tensione è risultato pari a 113,06 €/MWh. Lo stesso prezzo nel 2011 era risultato pari a 104,25 €/MWh. Complessivamente, quindi il costo di approvvigionamento dell'energia elettrica per i clienti (in bassa tensione) serviti sul mercato libero è cresciuto dell'8,5%. Per quanto riguarda invece le vendite relative al servizio di tutela, il prezzo medio si è attestato nel 2012 sui 107,93 €/MWh, mentre era pari a 97,05 €/MWh nel 2011. Il rincaro su questo mercato è stato quindi dell'11,2%.

In tema di reclami e segnalazioni, nel periodo compreso tra il 1 gennaio 2012 e il 31 dicembre 2012, il totale delle comunicazioni allo Sportello per il consumatore di energia è stato pari a 35.864; tra queste, 19.993 riguardano il settore elettrico, pari a circa il 55% del totale. Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2012 sono stati i seguenti: fatturazione (29%), mercato (18%), bonus (12%), contratti (17%), qualità tecnica (11%) e allacciamenti (5%).

Nel corso del 2012 l'Autorità ha evidenziato le attuali criticità dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas e avanzato proposte per il loro sviluppo concorrenziale, nonché per la tutela dei consumatori. Tali temi sono stati oggetto di segnalazione al Parlamento e al Governo sull'assetto dei mercati energetici venutosi a determinare a seguito del recepimento del cd. Terzo pacchetto Energia.

Sviluppi nel mercato gas

Principali novità normative

La principale novità nella legislazione italiana riguarda sicuramente la separazione verticale di Snam¹ dalla controllante Eni a seguito della legge 24 marzo 2012, n. 27 e del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 25 maggio 2012. Nel corso del 2012 l'Autorità aveva già portato a compimento il processo di certificazione di Snam Rete Gas quale operatore indipendente del trasporto, aderendo così alla forma dell'*Independent Transmission Operator* (ITO) prevista dalla direttiva 2009/73/CE. Come illustrato di seguito nel Rapporto, l'avvenuta separazione verticale di Snam dal gruppo Eni ha permesso l'adesione dell'Italia al modello di gestore di sistema di trasporto del gas in regime di separazione proprietaria.

Infine, come per il settore elettrico, la SEN costituisce un punto di riferimento fondamentale per tracciare la strada del futuro sviluppo del gas naturale in Italia. In particolare per il mercato del gas la SEN evidenzia l'opportunità di diventare il principale *hub* sud-europeo.

Principali novità nella regolazione

Nel rispetto delle previsioni del decreto legislativo n. 93/11, di recepimento della direttiva 2009/73/CE, a seguito del parere formulato dalla Commissione europea, l'Autorità ha concluso la procedura di certificazione nei confronti della società Snam Rete Gas quale gestore del sistema di trasporto indipendente del gas naturale. Successivamente, con la separazione verticale di Snam dal gruppo Eni, l'Autorità ha avviato un ulteriore processo di certificazione preliminare in qualità di gestore del sistema di trasporto in regime di separazione proprietaria.

Con diversi provvedimenti l'Autorità ha modificato la precedente disciplina del bilanciamento e del regolamento delle partecchie fisiche ed economiche (*settlement*). In particolare data la criticità nell'uso della sola capacità di stoccaggio nell'ambito del bilanciamento, l'Autorità ha introdotto ulteriori misure volte a perseguire una maggiore efficienza nella gestione dei casi in cui la capacità di erogazione o iniezione dello stoccaggio possa risultare insufficiente alle esigenze di bilanciamento del sistema. Tali misure si concretizzano in maggiori obblighi informativi e incentivi economici più forti per migliorare la gestione degli utenti nell'uso della capacità di stoccaggio. Sempre con lo stesso obiettivo, è stata introdotta la possibilità, in capo al GME, di implementare la piattaforma del bilanciamento con un'ulteriore sessione in cui Snam Rete Gas può intervenire richiedendo risorse nel caso in cui l'esistente capacità di stoccaggio non sia sufficiente a coprire le esigenze di bilanciamento degli utenti in base ai programmi di trasporto presentati. Questa ulteriore sessione di mercato rappresenta anche un primo passo effettuato nella direzione prospettata da Codice di rete europeo sul bilanciamento. Ancora in materia di bilanciamento, l'Autorità ha approvato le modifiche del Codice di rete di Snam Rete Gas che disciplinano il sistema di garanzie a copertura delle partecchie economiche assunte dagli utenti nell'ambito del funzionamento della piattaforma bilanciamento gas (PB-GAS).

Per quanto riguarda il *settlement* delle partecchie fisiche ed economiche, l'Autorità ha approvato il *Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partecchie fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale*. I principali aspetti in cui interviene il testo riguardano la profilazione convenzionale del prelievo, le responsabilità e gli obblighi in capo a tutti i soggetti interessati e l'introduzione di più sessioni di *settlement*.

¹ L'1 gennaio 2012 la vecchia società Snam Rete Gas ha modificato la propria denominazione sociale in Snam e ha conferito il business del trasporto gas a una nuova società, che ha preso il nome di Snam Rete Gas. Snam oggi controlla al 100% quattro società operative (Snam Rete Gas, GNL Italia, Stogit e Italgas). Il 15 ottobre 2012 si è realizzata la separazione proprietaria dal gruppo Eni che ha venduto circa il 30% del capitale di Snam alla Cassa Depositi e Prestiti (società per azioni a controllo pubblico).

Anche il conferimento della capacità di trasporto presso i punti interconnessi con gli stoccaggi è stato oggetto di modifica stabilendo che la capacità di trasporto in tali punti è conferita alle imprese di stoccaggio (e non più agli utenti).

Sempre in riferimento agli stoccaggi, l'Autorità ha introdotto una revisione della disciplina che prevede modalità di attribuzione dei corrispettivi variabili di stoccaggio e dei consumi tecnici che tengano conto della posizione dell'utente del servizio di stoccaggio rispetto al sistema. In più ha definito, per la prima volta in Italia, le modalità di organizzazione delle procedure d'asta per il conferimento di capacità di stoccaggio per l'anno termico 2013-2014, in base alle quali il servizio di punta è conferito con un criterio di valorizzazione al prezzo marginale.

Ai fini dell'ulteriore sviluppo del mercato *spot* italiano, l'Autorità ha definito sia le modalità con cui il GME accede alla piattaforma PSV ai fini della registrazione delle transazioni che verranno concluse nell'ambito dei mercati del gas sulla stessa piattaforma, sia le modalità di gestione del servizio di bilanciamento.

Coordinamento internazionale

Nell'ottica di integrazione dei mercati europei del gas, di incremento della liquidità del mercato e di allineamento dei prezzi tra i diversi paesi, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a integrare le modalità con cui le imprese di trasporto rendono quotidianamente disponibili le capacità conferite e non utilizzate presso i punti di entrata interconnessi con l'estero.

Sulla base di *Linee guida* emanate in accordo con il regolatore austriaco E-Control, sono state definite le misure per rendere disponibile, a partire dall'1 aprile 2013, un servizio di allocazione della capacità giornaliera tra il punto di scambio austriaco e il sistema gas italiano, via Tarvisio, da attuarsi mediante l'utilizzo della piattaforma comune europea di allocazione della capacità transfrontaliera, istituita dalle principali imprese di trasporto europee. Simili iniziative sono state avviate anche con i punti di interconnessione con la Svizzera e la Slovenia.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Anche il 2012 è stato un anno negativo per il consumo di gas naturale. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il consumo interno lordo si è fermato a 74,9 G(m³), registrando così una diminuzione del 3,9% rispetto all'anno precedente. I consumi finali sono scesi a 72,9 G(m³), 3 miliardi sotto al valore del 2011, il più basso valore dall'anno della liberalizzazione del settore. La produzione nazionale nel 2012 si conferma costante e intorno agli 8 G(m³)/anno. Continua anche per il 2012 la diminuzione delle importazioni nette di gas in Italia, ridotte di ulteriori 2,6 G(m³) e passate dai 70.245 M(m³) del 2011 a 67.586 M(m³). Il 4,6% del gas complessivamente importato è stato acquistato presso le Borse europee. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2011 e pari al 90%. Come negli anni scorsi i gruppi che hanno una quota superiore al 5% rispetto al gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono Eni, Edison ed Enel che insieme coprono il 78,2% del totale, in aumento rispetto al 2011 in cui la stessa quota era pari al 74,3%. I medesimi tre gruppi possiedono anche più del 5% del gas disponibile, con una quota analoga a quella del gas approvvigionato. Con 29 G(m³) di gas importato e una quota pari al 42,8%, Eni si conferma il soggetto principale nell'importazione, così come nella produzione nazionale. La sua quota, in effetti, resta preponderante e ancora di 25 punti percentuali superiore a quella del primo concorrente; essa inoltre è in crescita dal 2011, al contrario di quanto avveniva negli anni precedenti, quando tale quota si riduceva costantemente nel rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164 e non più operativi proprio dal 2011. L'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2012 secondo la durata intera mostra che i contratti di lungo

periodo hanno tuttora una grande importanza: il 65% delle importazioni avviene, in effetti, in base a contratti la cui durata complessiva supera i venti anni, mentre un altro 25% avviene in virtù di contratti con una durata intera compresa tra cinque e venti anni.

Nel 2012 la domanda totale del settore gas, intesa come somma dei volumi di gas venduti sul mercato all'ingrosso e al dettaglio più gli autoconsumi, è stata pari a 176,1 G(m³). Il mercato all'ingrosso ha movimentato 101,1 G(m³), 62,4 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, mentre gli autoconsumi 12,6 G(m³). Il numero dei grossisti è leggermente aumentato, salendo a 152 unità contro le 143 dell'anno precedente. Negli ultimi anni il livello di concentrazione su tale mercato è costantemente diminuito e dal 2011 è sceso sotto la soglia del 30%. Nel 2012 la quota delle prime tre società, Eni, Edison ed Enel Trade, ha raggiunto il 27,9% dal 28,1% del 2011 (era al 31,1% nel 2010); quella delle prime cinque, che include anche Sinergie Italiane e GdF Suez Energia Italia, è invece salita al 40,1% dal 38,8% del 2011 (era al 40,5% nel 2010). L'indice di Herfindahl-Hirschman, calcolato sul solo mercato all'ingrosso, nel 2012 è risultato pari a 495, un valore sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente e abbondantemente al di sotto del valore 1.000 ritenuto sintomo di bassa concentrazione. Il prezzo mediamente praticato dalle società che operano prevalentemente nel mercato all'ingrosso nel 2012 è risultato pari a 34,31 c€/m³.

Alla fine del 2011 è entrata in esercizio la piattaforma per il bilanciamento gas, denominata PB-GAS, gestita dal GME, che ha consentito il passaggio da un sistema di bilanciamento "a stoccaggio", basato su un regime tariffario stabilito e aggiornato dall'Autorità, al sistema di bilanciamento "a mercato", in cui il prezzo della risorsa è stabilito dall'intersezione tra domanda e offerta relative al gas stoccato. Nella sua prima fase costitutiva, la piattaforma ha consentito l'approvvigionamento esclusivo di Snam Rete Gas, il gestore della rete nazionale, in qualità di Responsabile del Bilanciamento (RdB); solo dall'1 aprile 2012 il mercato è stato aperto a tutti gli utenti del servizio di trasporto. Sulla PB-GAS, quindi, gli utenti del servizio di trasporto possono approvvigionarsi delle risorse per il perfezionamento della propria equazione di bilancio, consentendo di conseguenza la valorizzazione del relativo sbilancio fisico. La partecipazione obbligatoria dei titolari di capacità di stoccaggio, unita alla presenza di Snam Rete Gas in qualità di RdB, ha permesso una movimentazione di gas decisamente più elevata rispetto agli altri mercati gestiti dal GME. Il prezzo medio registrato sulla PB-GAS nel 2012 è stato di 28,54 €/MWh, lievemente più basso rispetto al prezzo medio del PSV nello stesso periodo, per corrispondenti volumi scambiati di 10.645 GWh in sbilanciamento negativo (acquisti da parte del RdB) e 22.471 GWh in sbilanciamento positivo (vendite da parte del RdB).

Lo scorso anno il numero di operatori sul mercato della vendita finale è diminuito di 4 unità rispetto al 2011 essendo risultato pari a 308. Le quantità complessivamente vendute sono diminuite da 68 a 62,4 G(m³). Il mercato della vendita finale resta concentrato: i primi 3 gruppi controllano il 47,7% (comunque in diminuzione rispetto al 2011 in cui era 49,5%). Come è accaduto nell'anno precedente, anche nel 2012 l'incidenza di Eni si è accresciuta, essendo passata dal 26,6% del 2011 all'attuale 28,1%. Eni, peraltro, si conferma il gruppo prevalente, ancora ben distanziato dal secondo operatore, il gruppo Enel, che possiede solo il 10,9%

Dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale dell'Autorità sui settori regolati risulta che nel 2012 il mercato finale della vendita di gas naturale comprende 21 milioni di clienti, il 92,8% dei quali sono domestici, lo 0,9% sono condomini con uso domestico, il 5,2% sono appartenenti al settore del commercio e servizi, l'1,1% al comparto industriale, lo 0,004% alla generazione termoelettrica e circa 90.000 utenze sono relative ad attività di servizio pubblico (quest'ultima categoria è stata definita dal decreto legislativo n. 93/11). In termini di volumi, naturalmente, le proporzioni tendono a invertirsi. La quota di volumi acquistati sul mercato libero, in media pari al 60%, tende a crescere nel tempo ma, come è normale, essa

diviene più rilevante man mano che ci si sposta da settori come il domestico ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso. Infatti, la quota di volumi acquistati sul mercato libero è pari al 16% nel domestico, al 36% per i condomini, al 74% nel commercio e servizi, al 96% nell'industria, al 60% nel termoelettrico (valore che risente degli autoconsumi) e al 67% negli usi di servizio pubblico.

I risultati dell'Indagine annuale sui settori regolati hanno evidenziato anche che la percentuale di clienti che nel 2012 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari al 4,7%, ovvero al 45,2% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio. Il dettaglio di questi dati distinguendo i clienti per settore e per fascia di consumo annuo mostrano per il 2012 un tasso di *switching* del domestico pari al 4,5% in termini di numerosità e del 5,2% in termini di volumi. Questo dato, vale la pena di ricordarlo, arriva dopo due anni in cui il livello di spostamenti tra fornitori era stato già significativo in una tipologia di clienti che tradizionalmente ha sempre mostrato un'elevata prudenza ad andare sul mercato libero (la sequenza dei tassi relativa agli anni precedenti mostra infatti i seguenti valori di *switch*: 5,2% nel 2011, 4,4% nel 2010, 1,8% nel 2009 e 1,1% nel 2008 in termini di clienti e in termini di volumi pari, rispettivamente, al 5,7% nel 2011, al 4,8% nel 2010, al 2,4% nel 2009 e all'1,3% nel 2008). Una maggiore dinamicità caratterizza invece da sempre i condomini con uso domestico e gli altri usi, così come la nuova categoria delle attività di servizio pubblico.

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2012 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, è stato pari a 45,53 c€/m³ sul mercato finale. Lo stesso prezzo nel 2011 era risultato pari a 39,24 c€/m³. Complessivamente, dunque, il costo del gas è aumentato in Italia del 15,8%. I clienti vulnerabili con prezzi di riferimento hanno pagato il gas in media 57,68 c€/m³, mentre 40,69 c€/m³ è risultato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero. Il differenziale di prezzo sui due mercati è dunque pari a circa 17 c€/m³, in aumento di circa 1,5 c€/m³ rispetto a quello registrato nell'anno precedente, per effetto della maggiore crescita dei prezzi medi del mercato libero rispetto al servizio di tutela (16,7% contro 14,6%).

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2012, su un totale di comunicazioni ricevute dallo Sportello, pari a 35.864, quelle relative al settore gas sono state 13.690 (circa il 38,1%). Rispetto al 2011, il numero di comunicazioni è diminuito del 23%, decremento dovuto in buona parte al superamento delle iniziali criticità relative all'implementazione del bonus gas. Sempre rispetto al precedente periodo è lievemente cresciuta la percentuale di reclami (96,7%), mentre è diminuita quella delle richieste di informazione (3,297%). Rimane sostanzialmente stabile la percentuale delle segnalazioni (0,01%), il cui numero, anche in termini numerici e non solo percentuali, è comunque estremamente esiguo.

Tutela dei consumatori

La regolazione dell'Autorità italiana in materia di protezione dei consumatori, come già evidenziato nelle Relazioni annuali degli anni precedenti, risulta particolarmente sviluppata anche in funzione degli specifici compiti di tutela già attribuiti al regolatore dalla legge istitutiva (legge n. 481/95) e dalle successive integrazioni che coprono buona parte delle misure previste dalle direttive.

Per quanto riguarda le misure di tutela dei consumatori (i.e. trasparenza dei contratti e delle bollette, rimborsi automatici, reclami e *smart meters*) previste dagli Allegati A delle citate Direttive, l'Autorità italiana risulta averle ampiamente implementate con l'adozione del Codice di

condotta commerciale (nel 2006 per l'energia elettrica, nel 2008 per il gas naturale e poi unificato dal 2010) la regolazione sulla qualità commerciale dei servizi, le procedure di conciliazione, quelle di scambio di dati fra venditori e distributori e sull'installazione degli *smart meters* in entrambi i settori.

Nel corso del 2012 si è conclusa la prima fase di attuazione del Sistema informativo integrato (SII) per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, basato su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali, secondo il percorso precedentemente delineato.

Relativamente agli obblighi di servizio pubblico, oltre alle attività dello Sportello del consumatore, istituito nel 2008 presso la società Acquirente Unico per la gestione dei reclami e le richieste di informazione, l'Autorità nel 2012 è intervenuta irrobustendo le procedure in materia di contratti non richiesti e introducendo nuovi obblighi informativi in capo alle imprese di vendita: in caso di contratti stipulati a distanza o fuori dai locali commerciali, prima di presentare la richiesta di *switching* al distributore, il venditore deve sempre inviare al cliente una lettera di conferma, oppure, solo in caso di vendita fuori dai locali commerciali, in alternativa all'invio della lettera di conferma, deve contattare telefonicamente il cliente (chiamata di conferma) per registrare la conferma della sua volontà contrattuale. Queste forme di comunicazione obbligatoria consentono al cliente di disconoscere il contratto, immediatamente (chiamata di conferma) o con reclamo scritto (lettera di conferma).

Sicurezza delle forniture

Il decreto legislativo n. 93/11, che traspone nell'ordinamento italiano le misure del Terzo pacchetto energia, attribuisce al Ministero dello sviluppo economico le competenze in materia di sicurezza delle forniture.

3 IL MERCATO ELETTRICO

3.1 Regolamentazione delle infrastrutture

3.1.1 Unbundling

Nel corso del 2012 l'Autorità ha proseguito l'attività, avviata nel 2011, finalizzata all'adeguamento del vigente *Testo integrato unbundling* (TIU) in materia di separazione funzionale dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale e di trasmissione dell'energia elettrica, prevedendone, oltre che la sua estensione anche al settore dei servizi idrici, la semplificazione per i settori elettrico e gas. Più precisamente, nell'ambito di tale attività l'Autorità ha pubblicato un documento per la consultazione² con cui ha illustrato i primi orientamenti in ordine ai seguenti interventi, tra i quali:

- la revisione delle disposizioni del TIU riguardanti la struttura e il contenuto di attività e comparti relativi al settore elettrico e del gas, alla luce sia delle novità del quadro normativo, sia delle nuove esigenze di regolazione dell'Autorità;
- la semplificazione e la razionalizzazione degli obblighi informativi previsti dall'Autorità, con la revisione delle soglie fissate per l'applicazione del regime ordinario e del regime semplificato di separazione contabile³, nonché della soglia determinata per l'attribuzione dell'esenzione dagli obblighi di invio dei conti annuali separati;
- la modifica di alcune disposizioni di tipo prettamente contabile previste dal TIU, finalizzate anch'esse alla semplificazione del processo di separazione contabile, nonché al miglioramento della qualità delle informazioni da inviare all'Autorità.

In aggiunta, l'Autorità ha emanato⁴ specifiche disposizioni in merito agli obblighi di separazione contabile per il Gestore dei servizi energetici (GSE)⁵, la società a controllo pubblico preposta all'incentivazione e allo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica in Italia. Le disposizioni, che decorrono dall'esercizio 2013, sono volte ad assicurare:

- la corretta attribuzione dei costi sostenuti dal GSE nella gestione delle proprie attività;
- l'assenza di discriminazioni, ovvero trasferimenti incrociati di risorse tra le diverse attività svolte dal GSE;

² Atto del 28 febbraio 2013, 82/2013/R/com.

³ I due regimi si differenziano per le tipologie e gli elementi di dettaglio dei documenti da redigere e presentare all'Autorità. In particolare il regime ordinario prevede la redazione di conti economici, stato patrimoniale e prospetti riepilogativi delle movimentazioni delle immobilizzazioni materiali e immateriali non soltanto ripartiti per singole attività, ma anche presentati distintamente con e senza l'attribuzione dei valori relativi ai servizi comuni e operazioni condivise, nonché una nota di commento ai conti annuali separati. Nel regime semplificato sono sufficienti un conto economico ripartito per attività, un prospetto riepilogativo delle movimentazioni delle immobilizzazioni materiali e immateriali e una nota descrittiva dei documenti.

⁴ Delibera 28 dicembre 2012, 573/2012/R/com.

⁵ Il GSE effettua la qualifica tecnico-ingegneristica e la verifica degli impianti a fonti rinnovabili e di cogenerazione ad alto rendimento; riconosce gli incentivi per l'energia elettrica prodotta e immessa in rete da tali impianti; ritira e colloca sul mercato elettrico l'energia prodotta dagli impianti incentivati e certifica la provenienza da fonti rinnovabili dell'energia elettrica immessa in rete. La società, inoltre, valuta e certifica i risparmi conseguiti dai progetti di efficienza energetica nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi, anche noti come "Titoli di Efficienza Energetica" (TEE), e promuove la produzione di energia termica da fonti rinnovabili (Conto Termico).

- la disponibilità delle informazioni utili alla quantificazione del capitale investito dal GSE per lo svolgimento delle attività e oggetto di remunerazione a carico del sistema elettrico;
- un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale del GSE nelle diverse attività in cui opera al fine di adottare una regolazione incentivante, basata pure su obiettivi pluriennali di recupero di efficienza;
- la separazione contabile delle attività oggetto di copertura tramite la componente tariffaria A₃ (la componente prevista per il finanziamento degli oneri derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate), ovvero tramite altre componenti tariffarie stabilite dall'Autorità.

Infine, l'Autorità ha adottato un provvedimento⁶ volto a incentivare la consegna puntuale dei dati di *unbundling* da parte delle imprese regolate, assumendo misure cautelative che prevedono la sospensione delle erogazioni di contributi eventualmente spettanti alle imprese da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) fino all'invio, da parte delle medesime imprese, delle comunicazioni obbligatorie previste dal TIU in materia di separazione funzionale e contabile.

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

A seguito del parere emesso dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento CE 714/2009, l'Autorità ha concluso⁷ la procedura di certificazione per la società Terna in qualità di gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica in regime di separazione proprietaria.

Tale procedura è stata finalizzata alla verifica del rispetto degli adempimenti, da parte dell'impresa, previsti dal modello di separazione proprietaria (*ownership unbundling*), ai sensi dell'art. 9, paragrafo 1, della direttiva 2009/72/CE, e dal relativo decreto legislativo di recepimento 1 giugno 2011, n. 93, tra i quali:

- l'indipendenza degli azionisti del gestore dagli interessi nell'attività di produzione o di fornitura di elettricità o gas;
- lo svolgimento di tutti i compiti previsti nella gestione della rete dalla citata direttiva;
- la proprietà di tutti gli *asset* della rete di trasmissione (infrastrutture del sistema di trasporto/trasmissione e tutti i beni strumentali allo svolgimento di tale attività);
- l'indipendenza dei componenti dell'organo di sorveglianza e degli organi amministrativi del gestore;
- il rispetto, da parte dei proprietari di porzioni di rete di trasmissione, degli obblighi previsti a loro carico dal decreto legislativo n. 93/11;
- la capacità e l'autonomia decisionale in relazione alla predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasmissione elettrica;
- la capacità di gestire con riservatezza le informazioni commercialmente sensibili e di mettere a disposizione in modo non discriminatorio le informazioni non riservate;

⁶ Delibera 9 febbraio 2012, 36/2012/E/com.

⁷ Con la delibera 13 dicembre 2012, 531/2012/R/eel e con la delibera 5 aprile 2013, 142/2013/R/eel di certificazione finale.

- l'esistenza di vincoli di riservatezza, ivi comprese le clausole contrattuali, previsti per il personale e per i collaboratori dell'impresa.

3.1.2 Regolamentazione tecnica

Servizi di dispacciamento

Il documento per la consultazione 508/2012/R/eel⁸ e la delibera 46/2013/R/eel⁹, si collocano nell'ambito dei provvedimenti emanati dall'Autorità al fine di incrementare l'efficienza del servizio di dispacciamento. In particolare con il documento per la consultazione 508/2012/R/eel, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti sulle seguenti tematiche:

- la modalità per la selezione e la remunerazione dei servizi di flessibilità introdotti dall'art. 34, comma 7-bis, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, «al fine di garantire una maggiore efficienza delle infrastrutture energetiche nazionali e di contenere gli oneri indiretti dovuti alla crescita delle fonti rinnovabili non programmabili»;
- il trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza¹⁰.

Nella prima parte del documento per la consultazione, l'Autorità, alla luce della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, ha evidenziato la necessità di avviare un processo di revisione del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD). Tale revisione persegue l'obiettivo di garantire un funzionamento più efficiente di questo mercato, attraverso la determinazione di segnali di prezzo più accurati e trasparenti sul valore dei servizi approvvigionati e in particolare dei servizi di flessibilità assicurati dalle unità di produzione abilitate (vedi infra, *Dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili*).

Nella seconda parte del citato documento per la consultazione, l'Autorità ha introdotto una proposta di revisione delle modalità di erogazione, misurazione e valorizzazione della regolazione primaria di frequenza. Le quantità di energia associate ad azioni di regolazione primaria (fornite obbligatoriamente dalle unità di produzione) sono attualmente assimilate agli sbilanciamenti e, come tali, soggette alle eventuali relative penalità. La proposta dell'Autorità prevede la sterilizzazione degli oneri di sbilanciamento dovuti all'utilizzo della riserva primaria, attraverso la rilevazione puntuale del valore locale di frequenza e del contributo alla regolazione primaria di frequenza di ciascuna unità di produzione. Ciò consentirebbe l'inclusione dell'utilizzo della riserva primaria nel programma vincolante modificato e corretto, applicando alla sola quota di energia

⁸ Atto del 29 novembre 2012.

⁹ Delibera del 7 febbraio 2013.

¹⁰ La regolazione primaria di frequenza, attuata mediante l'utilizzo della riserva primaria di potenza (ossia mediante la messa a disposizione di una prefissata quota di capacità produttiva, non oggetto di contrattazione di mercato), è un servizio essenziale per il sistema. Esso è caratterizzato da un utilizzo dell'energia elettrica: a) continuativo e simmetrico rispetto al punto di lavoro, ai fini dell'assorbimento delle oscillazioni di frequenza del sistema (per il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi); b) direzionale in aumento o in diminuzione, per il controllo dei transitori rispettivamente di sotto-frequenza e sovra-frequenza, successivi a eventi di sistema (per esempio, avaria dei gruppi di generazione).

affidente l'utilizzo di riserva primaria un prezzo tale da remunerare, o quantomeno non penalizzare, le unità di produzione.

Può considerarsi parte integrante del processo di efficientamento del servizio di dispacciamento anche la delibera 46/2013/R/eel¹¹, con la quale l'Autorità ha esaminato e approvato le modifiche e le integrazioni al Codice di rete proposte da Terna nella consultazione avviata nel mese di agosto 2012. L'Autorità ha valutato positivamente i seguenti perfezionamenti del Codice di rete:

- l'introduzione dell'offerta di cambio di assetto per le unità di produzione termoelettriche a ciclo combinato e l'estensione dell'offerta di accensione alle unità di produzione termoelettriche turbogas a ciclo aperto;
- l'ampliamento dei parametri tecnici caratteristici delle unità di produzione attraverso l'introduzione del tempo minimo di permanenza fuori servizio per tutte le unità di produzione termoelettriche, a eccezione di quelle di tipo turbogas a ciclo aperto, l'introduzione del profilo di rampa di avviamento specifico per unità di produzione, l'introduzione del tempo di rampa e di derampa specifici per unità di produzione;
- la modifica dell'algoritmo per il calcolo del corrispettivo di mancato rispetto dell'ordine di accensione;
- la modifica delle modalità di definizione del fabbisogno di riserva pronta per tener conto del contributo dell'immissione da impianti fotovoltaici;
- la modifica della tempistica delle attività connesse con la programmazione delle indisponibilità.

Regolamentazione della sicurezza e affidabilità delle reti

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico rappresentano gli impianti tecnicamente e strutturalmente indispensabili alla risoluzione di congestioni di rete o al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico nazionale, per significativi periodi di tempo. Questi impianti vengono sostanzialmente pagati tramite il regime ordinario (cioè attraverso il sistema tariffario), oppure tramite la reintegrazione dei costi variabili (in questo caso l'impresa proprietaria dell'impianto può anche richiedere un acconto).

La delibera 180/2012/R/eel¹² ha riformato le tempistiche delle procedure di programmazione annuale delle indisponibilità degli impianti di generazione elettrica e delle reti di trasmissione. Tale provvedimento è finalizzato a migliorare il coordinamento tra le procedure per l'individuazione dei raggruppamenti di impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e le procedure di programmazione annuale delle indisponibilità della capacità di generazione elettrica e degli elementi di rete. Il provvedimento intende altresì consentire all'Autorità: di disporre tempestivamente dei dati previsionali sulla pivotalità¹³ ai fini della redazione della segnalazione al Ministero dello sviluppo economico in merito al funzionamento dei mercati dell'energia, prevista dall'art. 3, comma 10-ter, della legge 28 gennaio 2009, n. 2.

In particolare, con la delibera 180/2012/R/eel, l'Autorità ha, da un lato, stabilito che Terna, sulla base del set informativo di cui dispone al 31 luglio di ogni anno, è tenuta a definire: gli elementi da

¹¹ Delibera del 7 febbraio 2013.

¹² Delibera del 8 maggio 2012.

¹³ Di cui al comma 7.1 della delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08 che ha approvato il Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del Mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM).

inviare all'Autorità per la determinazione dei parametri contrattuali dei regimi alternativi relativi agli impianti essenziali; il contenuto delle notifiche dei raggruppamenti minimi essenziali; i dati previsionali sulla pivotalità previsti dal TIMM; il provvedimento annuale provvisorio delle indisponibilità.

Dall'altro lato, l'Autorità ha apportato modifiche alle tempistiche per:

- l'invio a Terna delle richieste di indisponibilità da parte dei titolari della Rete di trasmissione nazionale (RTN), dei gestori di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla RTN e degli utenti del dispacciamento;
- l'adozione da parte di Terna del provvedimento annuale provvisorio delle indisponibilità;
- l'invio all'Autorità dei dati previsionali sulla pivotalità da parte di Terna.

Al fine dell'individuazione degli impianti essenziali e dei loro raggruppamenti, ogni anno Terna delinea i più significativi assetti di funzionamento del sistema¹⁴ attesi nell'anno solare successivo. Le recenti evoluzioni del mercato elettrico, determinate anche dalla rilevante penetrazione della generazione elettrica da fonti rinnovabili, hanno reso necessario un maggior grado di dettaglio nella definizione dei citati assetti. La delibera 298/2012/R/eel¹⁵, ha riconosciuto a Terna la facoltà di configurare fino a dieci assetti per ciascun aggregato di zone geografiche, rilevante per la definizione del fabbisogno di riserva secondaria e terziaria (Continente, Sicilia e Sardegna), anziché per l'intero territorio nazionale, come previsto prima dell'entrata in vigore del menzionato provvedimento.

Con le delibere 298/2012/R/eel¹⁶, 400/2012/R/eel, 517/2012/R/eel¹⁷, e 582/2012/R/eel¹⁸, l'Autorità ha altresì:

- modificato i valori di componenti del costo variabile riconosciuto attinenti ad alcune unità di produzione essenziali per gli anni 2011, 2012 e 2013, sulla base di istanze motivate presentate a Terna dai relativi utenti del dispacciamento;
- semplificato la metodologia di calcolo della componente del costo variabile riconosciuto a copertura del corrispettivo di sbilanciamento;
- individuato, per l'anno 2013, la categoria tecnologia-combustibile e i valori degli standard per ciascuna unità essenziale, ossia il rendimento standard, lo standard di emissione e lo standard della componente smaltimento¹⁹;
- selezionato transitoriamente il prodotto di riferimento per la valorizzazione delle quote di emissione dell'*Emissions Trading Scheme* nella terza fase del sistema medesimo.

¹⁴ Un assetto di funzionamento rappresenta una configurazione coordinata di funzionamento dei gruppi di generazione associati a una unità di produzione.

¹⁵ Delibera del 19 luglio 2012.

¹⁶ Delibera del 4 ottobre 2012.

¹⁷ Delibera del 6 dicembre 2012.

¹⁸ Delibera del 28 dicembre 2012.

¹⁹ Si tratta della componente del costo variabile a copertura del costo per additivi, prodotti chimici, catalizzatori, smaltimento di rifiuti e residui della combustione ed ecotasse.

Tempi di connessione alle reti

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIQE) attualmente in vigore per il periodo di regolazione 2012-2015, fissa standard specifici per le connessioni con le reti di distribuzione dell'energia elettrica in MT e BT. In particolare, la disciplina prevede:

- un tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT pari a 20 giorni lavorativi e sulla rete MT pari a 40 giorni lavorativi;
- un tempo massimo di esecuzione di lavori semplici pari a 15 giorni lavorativi per la rete BT e 30 giorni lavorativi per la rete MT;
- un tempo massimo di attivazione della fornitura pari a 5 giorni lavorativi;
- un tempo massimo di disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale pari a 5 giorni lavorativi per la rete BT e 7 giorni lavorativi per la rete MT;
- un tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità pari a 1 giorno feriale.

Con la delibera 294/2012/R/eel²⁰, a seguito di apposita consultazione, il TIQE è stato aggiornato prevedendo standard specifici più stringenti per le connessioni temporanee²¹.

Di seguito sono presentati i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi e passivi²². Le prime sono quelle richieste dagli impianti di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione o alle reti di distribuzione, principalmente per permettere a tali impianti di immettere energia nel sistema elettrico; le seconde, invece, sono quelle richieste da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico.

Nell'anno 2012, Terna ha ricevuto 176 richieste di connessione con la rete di trasmissione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 6,7 GW, e nello stesso anno ha messo a disposizione 133 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 5,4 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 37 giorni lavorativi. Sul totale di quelli messi a disposizione, nell'anno 2012 sono stati accettati 69 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 3 GW, e per uno solo di questi, corrispondente a 1 MW, è stata presentata la richiesta della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD), che è stata messa a disposizione, al netto delle interruzioni consentite, in 16 giorni lavorativi e accettata dal richiedente la connessione. Nel 2012, inoltre, Terna non ha effettuato alcuna connessione relativa a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica che hanno presentato richiesta di connessione nel medesimo anno.

²⁰ Delibera del 19 luglio 2012.

²¹ Sono considerate temporanee le connessioni la cui durata prevista è inferiore ad un anno, rinnovabile di un ulteriore anno, a meno delle connessioni temporanee dedicate ai cantieri. Per queste ultime la durata massima è di 3 anni, rinnovabile di ulteriori 3 anni, conformemente alle concessioni edilizie rilasciate ai medesimi utenti.

²² I dati qui esposti sulla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti. Le connessioni degli utenti passivi, infine, sono state raccolte da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta *Indagine sui settori regolati*, svolta annualmente dall'Autorità.

Per quanto concerne la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con le reti di distribuzione, nel 2012 le imprese distributrici hanno ricevuto poco meno di 195.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere con le reti di bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 7,6 GW; inoltre, nello stesso anno hanno messo a disposizione circa 180.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 6,5 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 18 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 39 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 52 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Poco meno di 150.000 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2012, corrispondenti a una potenza totale di circa 3,5 GW.

Nell'anno 2012, sono state realizzate circa 120.000 connessioni, corrispondenti a circa 1,9 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 16 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici²³;
- 40 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi²⁴.

L'unica impresa distributtrice che ha ricevuto nel 2012 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, da connettere con le reti di alta tensione, è stata Enel Distribuzione con 40 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 910 MW, e nello stesso anno ha messo a disposizione 24 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 490 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 49 giorni lavorativi. Sul totale di quelli messi a disposizione, lo scorso anno sono stati accettati 13 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 250 MW, e per nessuno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD; conseguentemente, nel 2012 non è stata effettuata alcuna connessione relativa a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere con le reti di alta tensione che hanno presentato richiesta di connessione nel medesimo anno.

Circa l'andamento delle connessioni degli utenti passivi nel 2012, sulla base di stime preliminari, i dati raccolti mostrano che sono state effettuate poco più di 300.000 connessioni con le reti di distribuzione, per la quasi totalità in bassa tensione. Il tempo medio per effettuare tali connessioni è risultato pari a 12,6 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a poco meno di nove giorni lavorativi. Terna ha effettuato un'unica connessione di cliente passivo, con un tempo di realizzazione dell'intervento pari a 30 giorni lavorativi, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

²³ I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete, eseguita con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

²⁴ I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

Tavola 3.1 Numero di connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2012^(A)

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO CONNESSIONI	TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI) ^(A)
Bassa tensione	298.180	8,7
Media tensione	2.254	20,7
TOTALE	300.434	12,6

(A) Valore calcolato senza tenere conto di chi non ha connessioni, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Regolamentazione della qualità tecnica dei servizi

L'Autorità procede ogni quattro anni alla revisione complessiva della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi. L'esigenza di condurre in parallelo la revisione tariffaria e quella della regolazione della qualità dei servizi deriva dalla necessità di fornire alle imprese regolate stimoli adatti ad assicurare livelli adeguati di qualità del servizio, per evitare che la riduzione dei costi possa essere perseguita a scapito della qualità del servizio fornito.

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 (TIQE), approvato con la delibera ARG/elt 198/11²⁵, promuove il miglioramento della qualità e della continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica.

Con la delibera 336/2012/R/eel²⁶, l'Autorità ha provveduto all'aggiornamento di detto provvedimento, in materia di standard sul tempo massimo di ripristino dell'alimentazione per gli utenti BT e MT, individuando, tra le cause di esclusione del rimborso automatico a favore dei medesimi utenti, gli eventi di interruzione di un punto di prelievo o di immissione di un utente dovuti a ordini impartiti da pubbliche autorità per accertamenti inerenti all'impianto di utenza o all'utente medesimo.

A seguito di opportuna consultazione, svolta con la delibera 452/2012/R/eel²⁷, l'Autorità ha aggiornato, con la delibera 551/2012/R/eel²⁸, il TIQE anche in ordine alla classificazione delle cause di interruzione di secondo livello, comprendendo tra queste pure le interruzioni programmate conseguenti a richieste degli utenti o di soggetti terzi delle reti di distribuzione e le cause delle interruzioni conseguenti ad attività programmate dell'impresa distributrice, al fine di rendere più efficienti le attività di analisi dell'Autorità, anche in occasione delle verifiche ispettive.

Con la delibera 311/2012/R/eel²⁹, sono stati determinati gli obiettivi di miglioramento annuo (livelli tendenziali) di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per il periodo 2012-2015 e sono stati definiti sia gli ambiti territoriali soggetti a incentivazione speciale, sia gli ambiti territoriali soggetti a una progressiva riduzione dell'incentivazione. Gli obiettivi di miglioramento riguardano Enel Distribuzione e 28 altre imprese di distribuzione di energia.

²⁵ Delibera del 29 dicembre 2011.

²⁶ Delibera del 2 agosto 2012.

²⁷ Atto del 31 ottobre 2012.

²⁸ Atto del 20 dicembre 2012.

²⁹ Delibera del 26 luglio 2012.

La regolazione della qualità della tensione persegue le finalità di ridurre le differenze di prestazione tra le reti di distribuzione sull'intero territorio nazionale e di disporre di indicatori di qualità affidabili, comparabili e verificabili; tutto ciò al fine di consentire un'adeguata informazione agli utenti interessati dai disturbi di qualità della tensione, e di costituire un punto di partenza per la disponibilità e la pubblicazione di dati, nonché per la successiva introduzione di elementi di regolazione incentivante.

Secondo quanto previsto dal punto 4 della delibera ARG/elt 198/11³⁰, nel febbraio 2012 l'Autorità ha istituito un Tavolo di lavoro coordinato dalla società Ricerca sul sistema energetico (RSE), cui partecipano le imprese distributrici e Terna, mirato sia alla definizione delle specifiche tecniche delle apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione per le reti MT, sia alla determinazione dei criteri per l'attribuzione dell'origine dei buchi di tensione registrati sulle sbarre MT di cabina primaria.

In materia di buchi di tensione (ossia di cali della tensione di rete che non ne determinano però l'assenza completa che contraddistingue le interruzioni), con la delibera 136/2012/R/eel³¹, l'Autorità ha allineato le definizioni di buco di tensione e di interruzione del TIQE a quelle presenti nella più recente versione della norma CEI EN 50160.

Con la delibera 336/2012/R/eel³², è stato aggiornato il TIQE prescrivendo l'applicazione della norma CEI 8-6 in materia di tensioni di alimentazione nelle reti di distribuzione BT.

Per quanto riguarda il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, la delibera n. 341/07³³, ha disciplinato la regolazione della qualità del servizio per il periodo 2008-2011 e ha introdotto, per il biennio 2010-2011, sia la regolazione incentivante la riduzione dell'energia non servita, attraverso un indicatore calcolato su base nazionale, sia il numero di interruzioni per utente, attraverso un indicatore calcolato per ognuna delle otto aree operative territoriali di Terna.

Per il periodo di regolazione 2012-2015, con la delibera ARG/elt 197/11 è stato confermato l'indicatore di energia non servita calcolato su base nazionale, mentre è stato eliminato l'indicatore di numero di interruzioni per utente. In luogo di quest'ultimo indicatore è stata introdotta una regolazione individuale per gli utenti della RTN, ancora in via di elaborazione.

Con la delibera 435/2012/R/eel³⁴, sono stati definiti gli obiettivi di miglioramento annuo dell'indicatore di energia non servita per il periodo 2012-2015.

Con la delibera 492/2012/R/eel³⁵, è stata introdotta la disciplina dei controlli sui dati di continuità comunicati da Terna, con particolare riferimento all'accertamento della corretta attribuzione delle cause e del calcolo dell'energia non servita delle singole disalimentazioni sottoposte a controllo. La disciplina prevede la riduzione dei premi o l'aumento delle penalità sino al 50%, in caso di scostamento superiore al 30% tra il valore dell'indicatore di energia non servita comunicato e il valore del medesimo indicatore risultante a seguito del controllo.

³⁰ Delibera del 29 dicembre 2011.

³¹ Delibera del 5 aprile 2012.

³² Delibera del 2 agosto 2012.

³³ Delibera del 27 dicembre 2007.

³⁴ Delibera del 25 ottobre 2012.

³⁵ Con la delibera 22 novembre 2012.

Regolamentazione della qualità commerciale dei servizi

Il Testo Integrato della Qualità Elettrica (TIQE) disciplina anche la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura con riferimento alle prestazioni richieste dagli utenti. Le disposizioni prevedono standard di qualità, generali e specifici, con indennizzi automatici, obbligatori per le imprese distributrici, volti a tutelare gli utenti e a promuovere il miglioramento medio complessivo dei servizi resi su scala nazionale.

Con la delibera 551/2012/R/eel³⁶, a seguito della pubblicazione del documento per la consultazione 452/2012/R/eel³⁷, è stato aggiornato il TIQE in materia di standard inerenti alla verifica della tensione di fornitura su richiesta dell'utente e al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

La nuova disciplina prevede che la verifica della tensione di fornitura richiesta da un utente possa essere evitata, qualora al distributore sia già noto che il valore di tensione di fornitura sulla linea alimentante l'utente che ne ha fatto richiesta non sia compreso nei limiti definiti dalla norma CEI 8-6. In tal caso, per il distributore il tempo di ripristino del valore corretto della tensione decorre dalla data di ricevimento della richiesta dell'utente e non dalla data di messa a disposizione all'utente del documento recante l'esito della verifica.

Misure di salvaguardia del sistema elettrico

L'articolo 4 del decreto legislativo n. 93/11 definisce le misure che il Ministero dello sviluppo economico deve attuare in caso di crisi improvvisa sul mercato dell'energia e quando sono minacciate l'integrità fisica o la sicurezza delle persone, come previsto dall'art. 42 della direttiva 2009/72/CE. L'art. 43.3, lett. c) del medesimo decreto attribuisce al regolatore italiano la vigilanza sull'applicazione da parte degli operatori di tali misure, coerentemente a quanto previsto dall'art. 37.1, lett. t) della direttiva 2009/72/CE.

Inoltre, il Codice di rete di Terna, redatto sulla base delle indicazioni fornite dalla delibera n. 250/04 e approvato³⁸ dall'Autorità, contiene diverse misure volte ad assicurare sia la gestione in sicurezza del servizio di dispacciamento (anche tramite la disponibilità di servizi di interrompibilità con e senza preavviso delle utenze industriali), sia la salvaguardia e sicurezza del sistema elettrico tramite l'attivazione del Piano di emergenza per la sicurezza del servizio elettrico (PESSE)³⁹ e del Piano di difesa della rete elettrica.

In particolare il PESSE, predisposto con la finalità di garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico ed evitare rischi di black-out diffusi, prevede il distacco con preavviso e a rotazione dell'utenza diffusa a media e bassa tensione⁴⁰ e, per le ore serali, dell'utenza industriale non

³⁶ Delibera del 20 dicembre 2012.

³⁷ Atto del 31 ottobre 2012.

³⁸ Il Gestore della rete sottopone all'Autorità il Codice di rete per la verifica dell'aderenza dei suoi contenuti alle disposizioni dell'Autorità, nonché alle finalità di garanzia per tutti gli utenti della rete della libertà di accesso a parità di condizioni, dell'imparzialità e della neutralità dei servizi di trasmissione e di dispacciamento, nel perseguimento degli obiettivi di sicurezza, economicità e utilizzazione efficiente delle risorse. Il Codice di rete entra in vigore dopo che è stato positivamente verificato da parte dell'Autorità e da parte del Ministero dello sviluppo economico, ai sensi dell'articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004.

³⁹ Il PESSE, che costituisce l'Allegato 20 al Codice di rete Terna in vigore, è stato approvato l'1 luglio 2005.

⁴⁰ I clienti finali domestici in gravi condizioni di salute che hanno documentato l'utilizzo di apparecchiature elettromedicali necessarie per la loro esistenza in vita con le modalità previste dalle norme sul "bonus elettrico" (Decreto 28 dicembre 2007 del Ministro dello sviluppo economico e delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 117/08), di norma non sono interrompibili ai fini del PESSE. Questi clienti possono essere comunque distaccati, se ciò è indispensabile per attuare il PESSE, per il

interessata da contratti con clausola di interrompibilità. Il Piano di difesa della rete elettrica prevede in alcuni casi il distacco con preavviso a rotazione dell'utenza diffusa oltre ad altre misure preventive specificamente volte a garantire la gestione del sistema in sicurezza.

Le comunicazioni delle informazioni, da parte del Gestore della rete, relative all'attivazione del PESSE, degli strumenti del Piano di difesa della rete elettrica e dell'interrompibilità con e senza preavviso sono comunicate con regolarità all'Autorità e al Ministero per lo sviluppo economico.

Laddove se ne ravvisi l'esigenza, l'Autorità può avviare di conseguenza specifiche istruttorie ed eventualmente, se gli esiti delle istruttorie lo richiedono, apposite indagini conoscitive. Nel corso del 2012 non sono state avviate attività in materia.

Connessione alle reti degli impianti di produzione – Definizione di nuovi strumenti per superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche

Nel maggio dello scorso anno l'Autorità è nuovamente intervenuta⁴¹ al fine di definire strumenti per superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche. Tale criticità si presenta nel momento in cui vi sono preventivi di connessione accettati, ai quali non fa seguito la concreta realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica. La saturazione virtuale delle reti, particolarmente diffusa in alcune aree del Centro-Sud, costituisce una vera e propria barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono a ottenere la connessione in tempi rapidi, anche se la rete è satura solo "sulla carta". Tale problema può avere varie cause: è possibile, da un lato, che alcuni produttori presentino richieste di connessione e accettino preventivi per potenze superiori a quelle che intendono effettivamente realizzare, al fine di richiedere l'avvio di più procedimenti autorizzativi in parallelo, concludendo, in tempi rapidi, solo alcuni di essi; dall'altro lato, è altresì possibile che i preventivi accettati siano poi oggetto di negoziazione anche a fini speculativi.

Il nuovo intervento dell'Autorità ha fatto seguito, in attesa della sentenza definitiva, alle sospensive concesse dal Consiglio di Stato in relazione al corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete, che era stato precedentemente introdotto. Infatti, nell'agosto 2010 e nel dicembre 2011, l'Autorità aveva previsto che il richiedente, qualora diverso da un cliente finale domestico, nel caso di impianti di produzione da connettere con una linea critica o in un'area critica⁴² dovesse versare al gestore di rete, all'atto dell'accettazione del preventivo, un corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete. Tale corrispettivo trovava applicazione anche nel caso di richieste di connessione già inviate al gestore di rete perché, diversamente, il problema della saturazione virtuale delle reti non avrebbe potuto essere né risolto né attenuato.

La regolazione oggi vigente prevede che la prenotazione definitiva della capacità di rete avvenga al termine del procedimento per l'autorizzazione ai fini della costruzione e dell'esercizio dell'impianto di produzione.

tempo strettamente necessario; in tale evenienza, riceveranno un preavviso personalizzato (art. 3 delibera AEEG ARG/elt 117/08 e successive modifiche e integrazioni).

⁴¹ Delibera 28 maggio 2012, 226/2012/R/eel (cui hanno fatto seguito le relative disposizioni per la sua attuazione con la delibera 26 luglio 2012, 328/2012/R/eel).

⁴² Le aree e le linee critiche sono individuate sulla base di criteri definiti dall'Autorità (nel caso di connessioni in bassa e media tensione) e da Terna (nel caso di connessioni in alta e altissima tensione).

Dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili

Nel sistema elettrico nazionale le priorità di dispacciamento sono regolate dalle delibere 168/03 e 48/04. La priorità, a parità di prezzo offerto, nell'ordine di merito economico con cui vengono ordinate le offerte ai fini della risoluzione del mercato, si applica a: offerte riferite ad unità essenziali ai fini della sicurezza, nelle ore in cui sono dichiarate indispensabili); offerte riferite ad unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili; offerte riferite ad unità alimentate da fonti rinnovabili programmabili; offerte riferite ad unità di produzione di cogenerazione, offerte riferite ad unità CIP6, offerte di vendita delle unità di produzione alimentate esclusivamente da fonti nazionali di energia combustibile primaria, per una quota massima annuale non superiore al quindici per cento di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata; offerte relative a contratti bilaterali;. La priorità di dispacciamento non costituisce garanzia di dispacciamento.

Nel corso del 2012, con riferimento alle fonti rinnovabili, l'Autorità ha rivisto la disciplina del servizio di dispacciamento, con l'obiettivo di soddisfare le necessità più urgenti poste da tali fonti, in particolare da quelle non programmabili.

Così, in relazione alle esigenze di ampliamento dell'intervallo di frequenza di funzionamento di tutti gli impianti di generazione distribuita, che è stato allineato a quello previsto per gli impianti connessi direttamente con la RTN, l'Autorità è intervenuta⁴³, approvando, tra l'altro, l'Allegato A70 al Codice di rete di Terna, recante la *Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita*, e definendo le opportune tempistiche per una sua rapida implementazione, distinguendo tra impianti di nuova realizzazione e impianti esistenti.

Per quanto riguarda l'esigenza di promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, l'Autorità ha definito⁴⁴ una prima regolazione del servizio di dispacciamento, anche nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Ciò costituisce un primo passo verso l'applicazione del principio di corretta attribuzione dei costi ai soggetti che contribuiscono a generarli. In particolare, è stato definito un periodo transitorio iniziale (in vigore dall'1 gennaio 2013), durante il quale viene applicata una franchigia entro cui gli sbilanciamenti continuano a essere valorizzati al prezzo zonale orario (allocando, quindi, i relativi oneri alla collettività), al fine di garantire la necessaria gradualità nella gestione degli impianti di produzione, ferma restando l'esigenza di pervenire rapidamente a una situazione a regime che sia il più possibile *cost reflective*. Tale franchigia non è differenziata per fonte ed è posta pari al 20% del programma vincolante, modificato e corretto, del punto di dispacciamento per il primo semestre del 2013, mentre è pari al 10% del programma vincolante, modificato e corretto, del punto di dispacciamento per il secondo semestre del 2013. La nuova regolazione trova applicazione nei confronti degli utenti del dispacciamento. Qualora l'utente del dispacciamento sia il GSE, che tratta energia incentivata⁴⁵, i corrispettivi di sbilanciamento vengono trasferiti ai produttori solo

⁴³ Delibera 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel.

⁴⁴ Delibera 5 luglio 2012, 281/2012/R/efr.

⁴⁵ Il GSE è il soggetto che ritira presso i produttori l'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o assimilate e dunque incentivata attraverso i vari meccanismi in essere in Italia (CIP6, ritiro dedicato, scambio sul posto, tariffa fissa onnicomprensiva). I costi di incentivazione di tale energia sono ripagati attraverso una componente tariffaria specifica, denominata A₃.

nel caso di ritiro dedicato e delle nuove tariffe incentivanti, previste dai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012 per impianti di potenza fino a 1 MW.

Sono, infine, attualmente in corso di implementazione gli interventi necessari per soddisfare l'esigenza di valutare una più generale revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento, tenendo conto del nuovo contesto strutturale e di mercato. Ciò con l'obiettivo di consentire una maggiore diffusione della generazione distribuita e delle fonti rinnovabili non programmabili, ottimizzando la gestione delle reti e garantendone la sicurezza.

3.1.3 Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti

Stato incentivazione fonti rinnovabili e assimilate

Nell'anno 2012 è stato confermato il progressivo aumento del fabbisogno economico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (conto A₃).

In sede di aggiornamento per il secondo trimestre 2012 delle tariffe per il servizio di distribuzione, l'Autorità ha quindi ritenuto opportuno rinviare⁴⁶ l'adeguamento della componente prevista per il finanziamento degli oneri derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate A₃, al fine di consentire una più approfondita valutazione degli oneri di competenza 2012 e fornire ai ministri competenti adeguato supporto consultivo nella valutazione delle prospettive di evoluzione degli oneri in capo al medesimo conto. Detto adeguamento è stato poi effettuato con la delibera 158/2012/R/com⁴⁷.

Successivamente all'iter di analisi promosso contestualmente al rinvio dell'adeguamento tariffario, con l'approvazione e la pubblicazione dei decreti interministeriali 5 luglio e 6 luglio 2012, si è delineato il nuovo quadro normativo per lo sviluppo dell'incentivazione alle fonti rinnovabili, rientrando in un percorso maggiormente sostenibile e prevedibile. Nonostante tale intervento, gli oneri in capo al conto A₃ per l'anno 2013 sono stati stimati in ulteriore crescita rispetto al 2012, mentre il deficit cumulato in capo al medesimo conto A₃, relativamente alle competenze degli anni precedenti al 2012 e formatosi prevalentemente nel periodo 2009-2011, è stimato pari a oltre 1,5 miliardi di euro.

Inoltre, nel corso dell'anno 2012 la domanda di energia elettrica ha registrato una dinamica negativa rispetto all'anno precedente, con una conseguente riduzione del gettito delle componenti tariffarie direttamente applicate al consumo.

Pertanto, con la delibera 383/2012/R/com⁴⁸, l'Autorità ha previsto un percorso di adeguamento graduale del valore della componente tariffaria A₃, a partire dall'1 ottobre 2012 e fino al termine del 2013, con incrementi a cadenza trimestrale delle aliquote unitarie della medesima componente orientativamente corrispondenti a un maggior gettito, su base annuale, di 400-450 milioni di euro. Ciò al fine di assicurare la copertura degli oneri in capo al conto A₃ di competenza del 2013 e di ottenere, nel corso del medesimo anno, un gettito adeguato a compensare il deficit accumulato nel periodo ante 2012.

⁴⁶ Delibera 30 marzo 2012, 114/2012/R/com.

⁴⁷ Delibera del 26 aprile 2012.

⁴⁸ Delibera del 27 settembre 2012.

Detto percorso è stato condotto con le successive delibere 581/2012/R/com⁴⁹ e 123/2013/R/com⁵⁰, prevedendo incrementi superiori a quanto inizialmente ipotizzato nella delibera 383/2012/R/com, al fine di tener conto del peggioramento delle stime del fabbisogno di competenza 2013 e della ulteriore contrazione dei consumi elettrici registrata nei primi mesi del 2013.

La tavola 3.2 sintetizza gli oneri posti in capo al conto A₃ nel 2012 (dati di preconsuntivo), confrontati con quelli del 2011. Come evidenziato nella tavola, il peso degli oneri per le diverse forme di incentivazione delle fonti rinnovabili sul totale degli oneri gravanti sul conto A₃ è aumentato rispetto all'anno precedente. Si rileva inoltre l'aumento del peso degli oneri per l'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici.

Tavola 3.2 Evoluzione oneri per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate

ONERI DI COMPETENZA	2011		2012	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	525	7,3	485	4,8
Ritiro certificati verdi	1.352	17,1	1.392	13,7
Fotovoltaico	3.883	49,8	6.292	62,0
Ritiro dedicato	238	1,7	158	1,6
Tariffa omnicomprensiva	477	5,9	726	7,2
Funzionamento GSE e altro	33	0,4	34	0,3
Scambio sul posto	24	1,6	76	0,8
TOTALE RINNOVABILI	6.632	83,7	9.163	90,3
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	701	8,9	672	6,6
Oneri CO ₂ assimilate	265	3,4	198	2,0
Copertura certificati verdi assimilate	40	0,5	43	0,4
Risoluzione CIP6	216	2,7	71	0,7
TOTALE ASSIMILATE	1.291	16,3	985	9,7
TOTALE ONERI A₃	7.923	100,0	10.148	100,0

Tariffe per il servizio di trasmissione

Con la delibera 565/2012/R/eel⁵¹, l'Autorità ha aggiornato per l'anno 2013 le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica, sulla base dei criteri di regolazione tariffaria approvati con la delibera ARG/elt 199/11⁵², i quali:

- fissano nel 7,4% il tasso (reale pre-tasse) di rendimento del capitale investito riconosciuto per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica;
- introducono un correttivo del tasso di remunerazione, pari all'1%, al fine di compensare gli effetti finanziari del *regulatory lag* nel riconoscimento di nuovi investimenti;

⁴⁹ Delibera del 28 dicembre 2012.

⁵⁰ Delibera del 28 marzo 2013.

⁵¹ Delibera del 20 dicembre 2012.

⁵² Delibera del 29 dicembre 2011.

- determinano il capitale investito riconosciuto sulla base del criterio del costo storico rivalutato, considerando una ricostruzione parametrica degli incrementi patrimoniali realizzati precedentemente all'anno 2004 e degli incrementi patrimoniali conseguenti agli investimenti effettuati per gli anni successivi;
- includono nella categoria a più forte incentivazione solo progetti strategici per il sistema energetico nazionale, comunque vincolando gli incentivi all'accelerazione degli investimenti e al rispetto della scadenza di completamento delle opere, con il fine di responsabilizzare maggiormente il gestore per la tempestiva realizzazione degli interventi;
- determinano il costo operativo riconosciuto per l'anno 2013 a partire dal costo effettivo sostenuto nell'anno 2010, tenendo conto della quota parte del valore delle maggiori efficienze conseguite dalle imprese nel secondo e terzo periodo regolatorio, non ancora trasferite agli utenti. Il fattore di recupero di produttività *X-factor* nel quarto periodo di regolazione è stato fissato pari al 3% al fine di consentire il recupero delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel secondo periodo regolatorio entro il 2015 e di quelle conseguite nel terzo periodo entro il 2019;
- articolano in una struttura binomia (potenza/energia) la tariffa a copertura dei costi di trasmissione, con riferimento sia alla tariffa applicata dal gestore del sistema di trasmissione nei punti di interconnessione con le reti di distribuzione, sia al corrispettivo tariffario a copertura dei costi di trasmissione applicato ai clienti finali connessi in alta e altissima tensione.

Inoltre con la delibera 228/2012/R/eel⁵³, l'Autorità ha proceduto all'accertamento dello stato di raggiungimento degli obiettivi intermedi (*milestone*) degli interventi di sviluppo della Rete Trasmissione Nazionale (RTN) relativi all'anno 2011, approvati con la delibera ARG/elt 130/10⁵⁴; ciò confermando il riconoscimento dell'incentivazione sulle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2010 e relative alla tipologia di investimenti I=3⁵⁵, già inclusa nelle tariffe di trasmissione 2012. L'Autorità ha in particolare verificato che, sul numero complessivo di 21 *milestone* oggetto di verifica, 20 erano da considerarsi raggiunte, con un valore pesato delle *milestone* conseguite pari al 99%.

Con la delibera 40/2013/R/eel⁵⁶, l'Autorità ha proceduto quindi all'individuazione degli interventi di sviluppo della RTN strategici per il sistema elettrico nazionale per il periodo 2012-2015, inclusi nella tipologia I=3, e le relative *milestone* e date obiettivo, in coerenza con il principio di selettività e con particolare riferimento agli interventi volti a risolvere le principali congestioni presenti nel sistema elettrico italiano. Inoltre, con la medesima delibera l'Autorità:

- ha aggiornato la disciplina relativa agli incentivi all'accelerazione degli investimenti strategici di sviluppo della RTN di cui al TIT, al fine di focalizzare maggiormente il meccanismo incentivante sulla messa a disposizione del sistema elettrico della capacità di trasmissione incrementale derivante dall'intervento di sviluppo di rete, e al fine di chiarire il diverso regime incentivante tra opere principali e opere accessorie;

⁵³ Delibera del 31 maggio 2012.

⁵⁴ Delibera del 5 agosto 2010.

⁵⁵ La tipologia di investimenti I=3 comprende: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato o a incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche, l'extra remunerazione è pari al 2% per 12 anni.

⁵⁶ Delibera del 31 gennaio 2013.

- ha previsto l'istituzione di un meccanismo di monitoraggio dello stato di avanzamento degli interventi di sviluppo della RTN, del raggiungimento delle relative *milestone* e dei relativi costi sostenuti.

Con la medesima delibera l'Autorità ha contestualmente previsto che il riconoscimento dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso esistenti al 31 dicembre 2011 (il cui riconoscimento è stato sospeso con la sopra richiamata delibera 565/2012/R/eel) sia subordinato al conseguimento delle *milestone* fissate per il primo semestre 2013.

Tariffe per il servizio di distribuzione

Per quanto concerne il servizio di distribuzione, l'Autorità ha mantenuto l'impostazione generale che prevede il disallineamento tra la tariffa unica pagata dai clienti finali (tariffa obbligatoria) e le tariffe percepite dai distributori a copertura dei costi del servizio. Questi ultimi vengono ripagati in base alla tariffa di riferimento che è calcolata secondo criteri uniformi, ma differenziata per impresa – in quanto ciascun distributore sostiene costi differenti per lo svolgimento del servizio. Esiste poi un sistema di perequazione che si incarica di riequilibrare per ciascuna impresa i ricavi (raccolti attraverso la tariffa obbligatoria) con i costi effettivamente sostenuti (coperti dalla tariffa di riferimento).

Il livello della tariffa obbligatoria viene aggiornato annualmente dall'Autorità in una logica di garanzia del vincolo di bilancio per ciascuna tipologia di contratto (domestico, non domestico).

Al fine di garantire l'aderenza delle tariffe di riferimento ai costi sottostanti l'erogazione del servizio, la tariffa di riferimento monomia, espressa in c€/punto di prelievo/anno, è differenziata per livello di tensione; ciò a eccezione della tipologia relativa all'illuminazione pubblica, per la quale la tariffa di riferimento rimane espressa in c€/kWh. La tariffa di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione è basata su costi standard nazionali, al fine di favorire l'adozione di soluzioni efficienti nella gestione del relativo servizio.

Nel dettaglio il sistema tariffario:

- determina il capitale investito riconosciuto, sulla base di una metodologia mista seguendo un approccio parametrico per gli incrementi patrimoniali precedenti al 2008 e basato su valori effettivi per gli investimenti effettuati a partire dal 2008 in poi;
- fissa il tasso di remunerazione del capitale investito netto (reale pre-tasse) pari al 7,6% per gli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2011, e all'8,6% per gli investimenti effettuati successivamente, in modo tale da compensare gli effetti finanziari del *regulatory lag* nel riconoscimento degli investimenti;
- riconosce a fronte di investimenti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2011, una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito di 1,5% per 8 anni per la sostituzione di trasformatori nelle cabine MT/BT con nuovi trasformatori a bassa perdita, 2% per 12 anni per progetti pilota innovativi (ad esempio *smart grid*)⁵⁷, 1,5% per 12 anni per il rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici, 1,5% per 12 anni per il potenziamento delle capacità di trasformazione delle cabine primarie in aree critiche, 2% per 12 anni per progetti pilota relativi a selezionati sistemi di accumulo.

⁵⁷ Selezionati con delibera 8 febbraio 2011, ARG/elt 12/11.

- definisce il costo operativo per il servizio di distribuzione per l'anno 2012 a partire dal costo effettivo sostenuto nell'anno 2010, tenendo conto della quota parte del valore delle maggiori efficienze conseguite dalle imprese nel secondo periodo regolatorio, lasciate in capo agli esercenti e delle maggiori efficienze conseguite nel terzo periodo regolatorio e ripartite equamente tra esercenti e utenti delle reti. Il fattore di recupero di produttività *X-factor* nel quarto periodo di regolazione è stato fissato pari al 2,8%, applicato limitatamente alle componenti della tariffa di riferimento a copertura dei costi delle infrastrutture della distribuzione.

Con la delibera 565/2012/R/eel l'Autorità ha disposto l'aggiornamento annuale per l'anno 2013 delle tariffe obbligatorie e delle tariffe di riferimento, 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 di sicurezza, concorrenza e qualità del servizio.

Tariffe per il servizio di misura

Con la delibera ARG/elt 199/11, l'Autorità ha avviato il processo di razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica istituendo il *Testo integrato del servizio di misura dell'energia elettrica* (TIME). Quest'ultimo comprende un primo corpo di disposizioni enucleato nel *Testo integrato trasporto* (TIT) predisponendolo come un testo unico teso a unificare e uniformare tutti gli aspetti della disciplina, evitando disallineamenti tra le diverse disposizioni regolatorie afferenti al servizio di misura, oggi vigenti.

Con opportuna gradualità, l'Autorità intende rivedere le responsabilità in relazione al servizio di misura, con particolare riferimento al perimetro della RTN (Rete Trasmissione Nazionale) e ai punti di immissione (impianti di produzione), principalmente in una prospettiva di corretta responsabilizzazione dei diversi operatori in relazione alla rilevazione e alla messa a disposizione delle misure necessarie ai fini delle attività di competenza degli utenti del servizio. Alcuni aggiustamenti rispetto alla precedente regolazione sono stati adottati già dall'1 gennaio 2012, in particolare con riferimento a:

- la determinazione del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi per il servizio di misura e all'*X-factor*, allineando l'orizzonte temporale per il riassorbimento dei maggiori recuperi di produttività a quello previsto per il servizio di distribuzione;
- l'enucleazione della quota parte della tariffa a copertura del valore residuo dei misuratori dismessi, prevedendo che tale costo sia coperto con una componente tariffaria, a valore reale costante, entro il 2027;
- l'affidamento a Terna della responsabilità della rilevazione e registrazione delle misure nei punti di interconnessione con la RTN e nei punti di prelievo di clienti finali connessi direttamente con la RTN, al fine di raccogliere gli elementi utili a determinare lo sviluppo della regolazione.

L'Autorità ha disposto⁵⁸ l'aggiornamento annuale per l'anno 2013 dei corrispettivi per il servizio di misura, in coerenza con i criteri previsti dal TIT. Inoltre ha definito⁵⁹ talune misure in merito alla responsabilità del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta; ciò con riferimento a tutti gli impianti di produzione entrati in esercizio a partire dal 27 agosto 2012.

In base alla nuova disciplina dell'energia elettrica prodotta (che ha tra l'altro reso obbligatorio il requisito della telelettura per tutte le apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta), per i nuovi impianti entrati in esercizio dal 27 agosto 2012, il soggetto responsabile dell'attività di raccolta, validazione, registrazione e messa a disposizione delle misure con riferimento a tutti gli impianti BT, anche se di potenza nominale superiore di 20 kW (per i quali, nella regolazione previgente, il soggetto responsabile era il produttore), nonché per gli impianti MT e AT, risulta essere il gestore di rete.

Tale scelta regolatoria, da un lato, ha lo scopo di ridurre le problematiche causate dalle difficoltà di interazione tra produttore e gestore di rete dalle quali potrebbe nascere l'impossibilità di telelettura delle apparecchiature medesime⁶⁰; dall'altro, ha il fine di garantire una maggiore sicurezza nella determinazione dei dati di misura in base ai quali derivare le partite fisiche titolate all'erogazione degli incentivi per la produzione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

In continuità con tale processo di revisione delle responsabilità e nella prospettiva di implementare la ridefinizione delle responsabilità del servizio di misura per tutti gli impianti di produzione, si è predisposta un'apposita rilevazione (entro il 30 giugno 2013), che fornirà all'Autorità informazioni dettagliate per ciascun punto di misura e per ciascuna unità di produzione, con riferimento a ogni punto di perimetro della RTN (ossia per tutti i punti ove avvengono i transiti di flussi di energia elettrica con la RTN).

Esclusione di trasferimenti incrociati tra attività della filiera

La delibera 11/07 "Obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas" è stata introdotta nell'ordinamento italiano proprio per provvedere, tra le altre cose, a escludere che le imprese operanti nel settore elettrico e del gas effettuino trasferimenti incrociati di risorse tra diverse attività della filiera. Nel corso del 2012 l'Autorità non ha avviato né concluso, nel settore elettrico procedimenti volti all'accertamento di violazioni della disciplina in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile.

3.1.4 Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Accesso alle infrastrutture e gestione delle congestioni

Nell'ambito della costituzione del *Target Model* per il mercato elettrico europeo, all'Autorità italiana in collaborazione con quella tedesca, è stato affidato il compito di coordinare le attività

⁵⁸ Delibera 565/2012/R/eel.

⁵⁹ Allegato A-bis alla delibera 2 agosto 2012, 339/2012/R/eel.

⁶⁰ Ciò al fine di sopperire alla necessità dei gestori di rete di far coincidere, almeno sulle reti di distribuzione, il soggetto responsabile delle attività di raccolta, validazione, registrazione e messa a disposizione delle misure dell'energia prodotta con il soggetto responsabile delle attività di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta.

relative alla preparazione della *roadmap* per l'implementazione del *day-ahead market coupling* con l'obiettivo finale di raggiungere, entro il 2014, l'accoppiamento (*coupling*) dei mercati del giorno prima a livello europeo.

La strategia adottata da ACER per perseguire il suddetto obiettivo consiste nel realizzare inizialmente il *coupling* in un'area composta da paesi i cui mercati si trovano già in avanzato stato di integrazione e poi estendere il modello agli altri paesi. L'area individuata come nucleo iniziale di aggregazione è rappresentata dalla Regione Centro-Ovest (CWE), composta da Belgio, Francia, Germania e Paesi Bassi, che già adotta il *market coupling* tra i rispettivi mercati. Nel percorso che conduce all'obiettivo finale sono stati inseriti degli obiettivi intermedi, il primo dei quali è la realizzazione del *market coupling* nella Regione Nord-Ovest (composta dai paesi della Regione CWE più Gran Bretagna e Scandinavia), inizialmente previsto entro la fine del 2012 e attualmente posticipato a novembre 2013 a causa delle difficoltà riscontrate in fase di implementazione.

L'Autorità ha in particolare concentrato le attività della Regione Centro-Sud-Est (coordinata dall'Autorità italiana e composta da Italia, Austria, Francia, Germania, Slovenia, Grecia e dalla Svizzera quale paese osservatore) sulle aree prioritarie, identificate dal *Target Model* dove particolare attenzione è dedicata al *coupling* del mercato del giorno prima con i paesi confinanti. L'integrazione della Regione avverrà entro il 2014, così come previsto dalla *roadmap* elaborata dai TSO e dai gestori del mercato della Regione e condivisa con i regolatori. Il completamento del processo di integrazione richiederà all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico di apportare per tempo modifiche alla disciplina di settore. Altro importante obiettivo raggiunto dalla Regione, nel solco dell'armonizzazione delle regole di allocazione con la Regione CWE, è quello dello svolgimento delle procedure d'asta per l'allocazione esplicita della capacità di trasporto transfrontaliera. Ciò avviene su base annuale, mensile e giornaliera attraverso la società CASC (*Capacity Allocation Service Company*) già dalla fine del mese di marzo 2011. A partire da giugno 2012, l'allocazione esplicita della capacità tramite CASC si è arricchita di due sessioni d'asta sulla frontiera nord italiana, a valle della chiusura del mercato del giorno prima, al fine di consentire la partecipazione al mercato infragiornaliero italiano.

Integrazione dei mercati del giorno prima italiano e sloveno

Il *market coupling* tra il Mercato del giorno prima gestito dalla Borsa elettrica italiana (Gestore dei mercati energetici - GME) e il Mercato del giorno prima gestito dalla Borsa elettrica slovena (BSP), per l'assegnazione implicita dei diritti di transito giornalieri sull'interconnessione italo-slovena, è entrato in operatività l'1 gennaio 2011⁶¹. La capacità assegnata, attraverso aste esplicite annuali e mensili, non nominata e rivenduta su base giornaliera tramite il *market coupling* (aste implicite) è in forte aumento. Coerentemente con i differenziali di prezzo tra la Borsa italiana e quella slovena, il *market coupling* ha determinato flussi di energia nel 96,7% delle ore in import verso l'Italia e nel restante 3,3% in export verso la Slovenia.

L'accordo iniziale italo-sloveno aveva durata annuale, ma è stato prorogato fino al 30 giugno 2012, nelle more dell'approvazione di un accordo ponte che regolasse la restante parte dell'anno 2012.

Tale accordo ponte⁶² è entrato in vigore l'1 giugno 2012. La novità introdotta dall'accordo è un sistema di *settlement* afferente alle importazioni ed esportazioni concluse tramite il *market coupling*, finalizzato ad avvicinare le tempistiche di pagamento italiane (quindicesimo giorno

⁶¹ Mediante le delibere 13 settembre 2010, ARG/elt 143/10 e 16 dicembre 2010, ARG/elt 243/10.

⁶² Assunto con delibera 24 maggio 2012, 217/2012/R/eel.

lavorativo del secondo mese successivo a quello di negoziazione) a quelle slovene (secondo giorno lavorativo successivo a quello di negoziazione), essendo queste ultime già allineate a quelle delle principali Borse elettriche europee.

Tale sistema di *settlement* si basava sui seguenti cardini:

- la definizione del ruolo di *shipping agent*, quale soggetto responsabile sia di dare esecuzione fisica ai programmi di scambio di energia transfrontalieri risultanti dal *market coupling*, sia di fungere da controparte centrale nazionale per le importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling*;
- l'anticipazione del pagamento delle importazioni nette concluse tramite il *market coupling* allo *shipping agent* sloveno, suddivisa in due tranches:
 - il primo giorno lavorativo del mese M, Terna – in qualità di *shipping agent* italiano - trasferisce a Eles – Elektro Slovenija d.o.o., in qualità di *shipping agent* sloveno, una prima tranche pari alla somma algebrica tra i 2/3 del controvalore stimato delle importazioni nette per il mese M e il saldo del controvalore effettivo delle importazioni nette per il mese M-2 (ossia la differenza tra l'importo anticipato da Terna a Eles e l'importo effettivamente pagato da Eles nel mese M-2);
 - il quindicesimo giorno lavorativo del mese M, Terna trasferisce a Eles una seconda tranche pari a 1/3 del controvalore stimato delle importazioni nette per il mese M. Entro il medesimo termine, Eles versa a Terna gli interessi derivanti dall'anticipo dei pagamenti delle importazioni nette per il mese M-1;
- l'assegnazione alla CCSE della funzione di assicurare a Terna la liquidità necessaria per anticipare a Eles il pagamento delle importazioni nette concluse tramite il *market coupling*;
- la ripartizione fra i TSO delle rendite di congestione risultanti dal *market coupling* e in particolare:
 - la fatturazione delle rendite di congestione nel quinto giorno lavorativo del primo mese successivo al mese di consegna (M+1);
 - il pagamento delle rendite di congestione nel quindicesimo giorno lavorativo del primo mese successivo al mese di consegna (M+1).

L'accordo italo-sloveno è stato rinnovato per il 2013, prevedendo una radicale revisione del sistema di *settlement* finalizzata ad allineare le tempistiche di pagamento italiane a quelle slovene, limitatamente alla regolazione delle importazioni ed esportazioni concluse tramite il *market coupling*⁶³. I principali elementi innovativi rispetto all'accordo ponte del 2012 sono così riassumibili:

- la ridefinizione del ruolo di *shipping agent*, quale soggetto responsabile di dare esecuzione fisica ai programmi di scambio di energia transfrontalieri risultanti dal *market coupling*, e l'introduzione del ruolo di *central counter party*, quale soggetto responsabile di fungere da controparte centrale nazionale per le importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling*;

⁶³ Delibera del 20 dicembre 2012, 560/2012/R/eel.

- l'assegnazione del ruolo di *shipping agent* ai TSO e del ruolo di *central counter party* rispettivamente al GME per l'Italia e a Eles per la Slovenia;
- la fatturazione e il pagamento fra le *central counter party* delle importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling*, e in particolare:
 - la fatturazione delle importazioni/esportazioni nel giorno di *trading* (o nel primo giorno lavorativo successivo in caso di giorno festivo);
 - il pagamento delle importazioni/esportazioni nel secondo giorno lavorativo successivo al giorno di fatturazione;
- l'assegnazione da parte del GME alla CCSE del ruolo di gestore dei pagamenti afferenti il *market coupling*, ossia di soggetto preposto, per conto del GME, a effettuare i pagamenti delle importazioni di energia e delle rendite di congestione risultanti dal *market coupling*, nonché a ricevere i pagamenti delle esportazioni di energia risultanti dal *market coupling* (la CCSE è quindi il soggetto che assicura la liquidità necessaria per anticipare i pagamenti a Eles, al fine di allineare le tempistiche di pagamento italiane a quelle slovene);
- la ripartizione fra i TSO delle rendite di congestione risultanti dal *market coupling* e, in particolare:
 - la fatturazione delle rendite di congestione nel quinto giorno lavorativo del primo mese successivo al mese di consegna (M+1);
 - il pagamento delle rendite di congestione nel nono giorno lavorativo del primo mese successivo al mese di consegna (M+1).

L'avvio del *market coupling* ha avuto un crescente impatto positivo sull'efficienza economica nell'allocazione della capacità transfrontaliera. Innanzitutto ha determinato, sulla frontiera italo slovena, flussi commerciali di energia coerenti con i differenziali di prezzo tra le rispettive Borse elettriche. Ciò è dovuto anche alla crescita esponenziale della quota media di capacità originariamente assegnata attraverso aste esplicite annuali e mensili che, non essendo utilizzata dagli acquirenti, viene rivenduta su base giornaliera tramite il *market coupling* (secondo il principio *Use-It Or Sell-It* - UIOSI): 20% nel 2011, 95% nel 2012 e 100% nel primo trimestre 2013. Ciò significa che attualmente l'allocazione della capacità sulla frontiera italo-slovena ha luogo per intero tramite *market coupling*. Di pari passo è cresciuta anche la capacità media allocata a livello giornaliero: 126 MW nel 2011, 404 MW nel 2012 e 530 MW nel primo trimestre 2013. Infine, si è registrato anche un non trascurabile numero di ore di convergenza dei prezzi, sia nel 2011 sia nel 2012, pari al 20% delle ore dell'anno.

Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari

Ai sensi dell'art. 36 del decreto legislativo n. 93/11, che recepisce la direttiva 2009/72/CE nell'ordinamento nazionale, il gestore del sistema di trasmissione, entro il 31 gennaio di ciascun anno, predispone un Piano decennale di sviluppo della RTN; l'Autorità è tenuta a effettuare una consultazione pubblica su tale Piano, rendendone pubblici i risultati e trasmettendone gli esiti al Ministro dello sviluppo economico.

Con delibera 102/2012/R/eel⁶⁴, l'Autorità ha adottato specifiche disposizioni in relazione alle modalità di consultazione pubblica dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN, ai sensi dell'art. 36, comma 13, del decreto legislativo n. 93/11; ciò in considerazione del fatto che le tematiche oggetto della consultazione presentano un elevato livello di complessità e di rilevanza strategica ai fini dello sviluppo del sistema elettrico.

Nel mese di maggio 2012, l'Autorità ha reso disponibile sul proprio sito internet, ai fini della consultazione, lo schema di Piano decennale relativo all'anno 2012. Nell'ambito della consultazione sono state organizzate dall'Autorità due sessioni pubbliche di presentazione dello schema da parte di Terna, con la partecipazione dei soggetti interessati rappresentativi del sistema elettrico (operatori e consumatori e loro associazioni). È stata inoltre prevista la possibilità, per tutti i soggetti interessati, di far pervenire a Terna eventuali quesiti specifici sul documento, le cui risposte, elaborate da Terna, sono poi state pubblicate sui siti internet sia dell'Autorità sia di Terna. Il procedimento di valutazione dello schema di Piano decennale è attualmente in fase di elaborazione.

Coordinamento internazionale con altri regolatori e con ACER

Anche nel 2012 il coordinamento a livello europeo ha visto l'Autorità impegnata su tre fronti: l'ACER, il CEER e le Iniziative regionali. Tale impegno ha avuto come obiettivo principale la promozione di un mercato europeo dell'energia integrato, competitivo ed efficiente, assicurando così la corretta implementazione del cosiddetto "Terzo pacchetto energia".

Con riferimento al settore elettrico, per l'anno appena trascorso si segnala un particolare coinvolgimento dell'Autorità nell'attività di analisi dei Codici di rete europei, svolta dai gruppi di lavoro di ACER responsabili in materia, riguardanti i seguenti ambiti di intervento: l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (CACM), la connessione con la rete e la sicurezza nella gestione dei sistemi elettrici.

L'Autorità ha inoltre assunto la *leadership*, insieme con ACER e con il regolatore francese, dell'attività di redazione delle *Linee guida* sull'integrazione dei mercati del bilanciamento. Tali *Linee guida* definiscono le modalità con cui le risorse per il bilanciamento della rete elettrica, disponibili a livello europeo, possono essere messe a fattor comune secondo regole di mercato, una volta accertata la fattibilità tecnica, in modo tale da garantire l'equilibrio fisico tra la domanda e l'offerta di energia e di conseguenza la gestione in sicurezza della rete. Infine, si segnala l'impegno dell'Autorità con riferimento al Pacchetto infrastrutture. A tal riguardo, si ricorda il contributo significativo dell'Autorità, insieme con quello degli altri regolatori europei, alla preparazione degli elenchi regionali contenenti progetti infrastrutturali di interesse comunitario, sulla base dei quali la Commissione europea adotterà una prima lista di PIC entro il 31 luglio 2013.

Nel 2012 l'Autorità italiana ha collaborato con le altre Autorità europee all'interno del CEER con lo scopo di approfondire la comprensione delle esigenze attuali e future dei consumatori. Tale attività è stata svolta attraverso un dialogo stabile con le associazioni nazionali ed europee dei consumatori e con i decisori politici. Il risultato è stato l'organizzazione di una conferenza interattiva in cooperazione con la Commissione europea, lo scorso 21 giugno 2012, che ha visto coinvolti i consumatori, i rappresentanti delle imprese e delle istituzioni. Nell'anno appena trascorso, l'Autorità italiana ha anche contribuito a consolidare la posizione internazionale del

⁶⁴ Delibera del 22 marzo 2012.

CEER. Nel febbraio 2013, l'Autorità italiana è stata eletta nuovamente Vicepresidente del CEER, a conferma dell'impegno profuso nella realizzazione degli obiettivi dell'associazione.

In tema di iniziative regionali elettriche, si è già illustrato (vedi *supra*) l'impegno dell'Autorità italiana svolto in tema di accoppiamento (*coupling*) dei mercati del giorno prima a livello europeo, così come le attività svolte in particolare nella Regione Centro-Sud-Est. Accanto alla cooperazione a livello regionale, l'Autorità italiana collabora con le omologhe Autorità europee anche in ambito bilaterale, al fine di facilitare lo scambio di informazioni su tematiche di comune interesse e creare un quadro regolatorio armonizzato in grado di agevolare gli investimenti.

Collaborazione con paesi Terzi dell'Unione europea

La collaborazione dell'Autorità con i paesi Terzi dell'Unione europea si è prevalentemente svolta attraverso le apposite istituzioni e strutture di cooperazione fra regolatori europei e non europei dell'area dei Balcani e del Mediterraneo a cui l'Autorità stessa ha attivamente contribuito sin dalla loro fondazione.

Anche nel 2012 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa (EnCT), attraverso la partecipazione diretta e continuativa dei propri rappresentanti alle riunioni dello *European Community Regulatory Board* (ECRB) e dei suoi gruppi di lavoro, nonché ai *fora* sull'energia elettrica (Grecia) e sul gas (Slovenia), che hanno lo scopo di condividere le decisioni prese a livello istituzionale con gli *stakeholders* del settore. Nel settore elettrico l'Electricity Working Group, presieduto dal regolatore serbo in collaborazione con l'associazione dei TSO europei di settore ENTSO-E, sta implementando le attività previste dal Piano d'azione regionale per l'apertura dei mercati all'ingrosso nella Regione, già approvato nel 2011.

Il 13 giugno 2012 in Montenegro, dieci operatori di trasmissione hanno firmato lo statuto della società¹⁸ incaricata di creare, entro il 2013, il SEE CAO, alla presenza del Ministro dell'economia del Montenegro e di rappresentanti della Commissione europea e delle Autorità di regolazione della Regione, tra cui anche l'Autorità italiana. Tra i benefici attesi, il SEE CAO permetterebbe di incrementare il livello di armonizzazione dei mercati della Regione, di semplificare la gestione da parte dei partecipanti al mercato e di migliorare la trasparenza dei prezzi.

Nell'anno appena trascorso l'Autorità ha mantenuto il suo impegno internazionale nel bacino del Mediterraneo attraverso MEDREG di cui è fondatrice e promotrice. Durante l'ultima Assemblea Generale, all'Autorità italiana (che ospita il Segretariato permanente di MEDREG presso la sua sede di Milano) è stata affidata la Vicepresidenza tecnica permanente dell'Associazione. L'Autorità che ha coordinato con successo il primo contratto di servizio firmato da MEDREG e dalla Commissione europea il 20 dicembre 2007, attualmente supporta il Segretariato nella gestione del secondo contratto, che terminerà a fine 2013. È in fase di negoziazione un nuovo contratto di finanziamento per il periodo 2013-2016 (circa 3 milioni di euro). Le principali attività svolte in corso d'anno hanno riguardato gli aspetti istituzionali, l'energia elettrica, il gas naturale, le fonti rinnovabili e la protezione dei consumatori.

L'Autorità promuove la diffusione della cultura regolatoria nazionale ed europea sul piano bilaterale, attraverso incontri, accordi di cooperazione e riunioni di collaborazione con i regolatori nazionali, i governi e le imprese di paesi europei ed extra europei interessati a conoscere il modello italiano di regolazione energetica. Durante l'anno trascorso, i principali contatti dell'Autorità italiana sono stati con l'Albania, l'Egitto, la Serbia, la Turchia, l'Ucraina, l'Uruguay e il Vietnam.

3.1.5 Conformità alla normativa comunitaria

Nell'anno appena trascorso non sono state adottate decisioni giuridicamente vincolanti da parte dell'Agenzia o della Commissione a cui l'Autorità ha dovuto dare attuazione ai sensi dell'articolo 37.1.d) della direttiva 72/2009/CE.

Competenze e poteri del Regolatore ai sensi del decreto legislativo n. 93/11

Le direttive 72/2011/CE e 73/2011/CE del 2011 attribuiscono ai regolatori energetici prerogative e poteri in buona misura già previsti dalla legge istitutiva dell'Autorità n. 481/95, e in parte integrati dal decreto legislativo n. 93/11. I punti più rilevanti sono evidenziati nella tavola 3.3.

Tavola 3.3 Prerogative e poteri del regolatore assegnati dal Terzo pacchetto energia

ARTICOLO direttive	CONTENUTO	COMMENTO
Art. 37(12) Art. 41(12)	Qualsiasi parte che abbia subito un pregiudizio e che abbia il diritto di proporre reclamo avverso una decisione relativa alle metodologie adottate ai sensi del presente articolo oppure, quando l'Autorità di regolamentazione deve procedere a consultazioni in merito alle tariffe o alle metodologie proposte, può presentare un reclamo chiedendo la revisione della decisione entro due mesi o entro un periodo più breve, se così previsto dagli Stati membri, dalla pubblicazione della decisione stessa o della proposta di decisione. I reclami non hanno effetto sospensivo.	L'art. 44 del decreto legislativo n. 93/11 recepisce le disposizioni comunitarie in materia di reclami. Il modello disegnato dal legislatore italiano prevede due diverse procedure di gestione. I commi da 1 a 3, che delineano una delle due procedure, attribuiscono funzioni decisorie all'Autorità rispetto ai reclami presentati contro i gestori dei sistemi di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione. Al comma 4 è previsto un secondo modello, con cui l'Autorità, anche avvalendosi dell'Acquirente unico, gestisce i reclami contro i venditori e i distributori di energia elettrica e gas.
Art. 37(1)(b) Art. 41(1)(b)	L'Autorità di regolamentazione ha i seguenti compiti: b) garantire che i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione e, se necessario, i proprietari dei sistemi, nonché qualsiasi impresa elettrica, ottemperino agli obblighi che a essi incombono a norma della presente direttiva e di altre disposizioni della pertinente normativa comunitaria, anche per quanto riguarda le questioni transfrontaliere.	Art. 43, comma 2, lett. c), del decreto legislativo n. 93/11. La norma, infatti, testualmente prevede che: <i>«2. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas garantisce:c) l'adempimento da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione e, se necessario, dei proprietari dei sistemi, nonché di qualsiasi impresa elettrica o di gas naturale, degli obblighi derivanti dalle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, dei regolamenti 713/2009/CE, 714/2009/CE e 715/2009/CE, nonché da altre disposizioni della normativa comunitaria, ivi comprese quelle in materia di questioni transfrontaliere».</i>

ARTICOLO direttive	CONTENUTO	COMMENTO
Art. 37(1)(d) Art. 41(1)(d)	L'Autorità di regolamentazione ha i seguenti compiti: d) osservare e attuare le pertinenti decisioni giuridicamente vincolanti dell'Agenzia e della Commissione.	Commi 4 e 5 dell'art. 46. Il testo del decreto legislativo di recepimento, tuttavia, fa riferimento a una "cooperazione" dell'Autorità con l'ACER e la Commissione e non parla di attuazione delle decisioni giuridicamente vincolanti dell'ACER e della Commissione europea. Si richiama anche l'art. 45 che, al comma 2, prevede che «L'Autorità per l'energia elettrica e il gas irroga altresì sanzioni amministrative pecuniarie in caso di mancato rispetto delle decisioni giuridicamente vincolanti dell'ACER o dell'Autorità medesima».
Art. 37(1)(q) Art. 41(1)(r)	L'Autorità di regolamentazione ha i seguenti compiti: q) e r) vigilare sull'applicazione delle norme che disciplinano funzioni e responsabilità dei gestori dei sistemi di trasmissione, dei gestori dei sistemi di distribuzione, dei fornitori, dei clienti e di altri soggetti partecipanti al mercato ai sensi del regolamento (CE) 714/2009.	L'art. 43, comma 3, lett. b), del decreto legislativo n. 93/11, testualmente, prevede che: «3. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas vigila: b) sull'applicazione delle norme che disciplinano funzioni e responsabilità dei gestori dei sistemi di trasmissione, dei gestori dei sistemi di trasporto, dei gestori dei sistemi di distribuzione, dei fornitori, dei clienti e di altri soggetti partecipanti al mercato ai sensi del regolamento (CE) 714/2009 e del regolamento (CE) 715/2009».
Art. 37(4)(b) Art. 41(4)(b)	All'Autorità di regolamentazione deve essere conferito il potere di effettuare indagini sul funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e di adottare e imporre i provvedimenti opportuni, necessari e proporzionati per promuovere una concorrenza effettiva e garantire il buon funzionamento del mercato. Ove appropriato, l'Autorità di regolamentazione ha anche il potere di cooperare con l'Autorità nazionale preposta alla tutela della concorrenza e con le Autorità di regolamentazione dei mercati finanziari o con la Commissione nello svolgimento di un'indagine relativa alla legislazione sulla concorrenza.	La disciplina introdotta dal decreto legislativo n. 93/11 è, in linea generale, conforme. Il primo periodo trova attuazione nell'art. 43, c.. 5. Per quanto concerne la disposizione relativa a rapporti di cooperazione con le Autorità nazionali preposte alla tutela della concorrenza, si segnala che l'art. 46, ai commi 1 e 2, prevede una collaborazione tra l'Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato al fine di assicurare una efficace regolazione dei mercati e la concorrenza nel settore dell'energia.
Art. 35(5)(a) Art. 39(5)(a)	Per tutelare l'indipendenza dell'Autorità di regolamentazione gli Stati membri provvedono in particolare affinché: a) l'Autorità di regolamentazione possa prendere decisioni autonome, in maniera indipendente da qualsiasi organo politico, e disponga di dotazioni finanziarie annuali separate, di autonomia di esecuzione del bilancio assegnato e di risorse umane e finanziarie idonee allo svolgimento delle sue attività.	La legge n. 481/95 aveva già previsto l'indipendenza e l'autonomia dell'Autorità. Per quanto concerne il decreto legislativo n. 93/11, gli artt. da 43 a 46 sono dedicati all'Autorità, disciplinandone obiettivi, funzioni e poteri.

ARTICOLO direttive	CONTENUTO	COMMENTO
Art. 37(4)(c) Art. 41(4)(c)	All'Autorità di regolamentazione devono essere conferiti almeno i poteri seguenti: c) il potere di richiedere alle imprese elettriche tutte le informazioni pertinenti per l'assolvimento dei suoi compiti, incluse le motivazioni di eventuali rifiuti di concedere l'accesso a terzi e tutte le informazioni sulle misure necessarie per rafforzare la rete.	Si evidenzia che la legge n. 481/95 aveva previsto all'art. 2, comma 20, lett. a), un generico potere di richiedere, ai soggetti esercenti il servizio, informazioni e documenti sulle loro attività. Il decreto legislativo n. 93/11 disciplina all'art. 5 l'obbligo per i fornitori di gas e di energia elettrica di tenere a disposizione dell'Autorità, del Ministero dello sviluppo economico e dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato i dati relativi alle transazioni inerenti i contratti di fornitura.
Art. 37(4)(d) Art. 41(4)(d) Art. 41(5)(a)	All'Autorità di regolamentazione devono essere conferiti almeno i seguenti poteri: d) di imporre sanzioni effettive, proporzionate e dissuasive alle imprese elettriche che non ottemperano agli obblighi a esse imposti dalla presente direttiva o alle pertinenti decisioni giuridicamente vincolanti dell'Agenzia o della stessa Autorità di regolamentazione; o di proporre a una giurisdizione competente di imporre tali sanzioni. Ciò include il potere di imporre o proporre di imporre sanzioni fino al 10% del fatturato annuo del gestore del sistema di trasmissione al gestore del sistema di trasmissione o fino al 10% del fatturato annuo dell'impresa verticalmente integrata all'impresa verticalmente integrata, secondo i casi, per inosservanza dei rispettivi obblighi che incombono loro a norma della presente direttiva.	L'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11 disciplina i poteri sanzionatori dell'Autorità fermando quelli già attribuitigli in materia dalla legge n. 481/95. In realtà, le previsioni di cui all'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11 potrebbero non essere pienamente conformi a quelle delle direttive. Sembra permanere una parziale incongruenza, come rilevato dall'Autorità durante l'iter di approvazione del medesimo decreto legislativo n. 93/11; infatti, l'art. 45 individua i limiti edittali delle sanzioni sia nel massimo sia nel minimo come previsto anche dalla legge n. 481/95, ma prevede pure l'ulteriore "tetto" del 10% del fatturato annuo dell'impresa verticalmente integrata nello svolgimento delle attività afferenti la violazione nell'ultimo esercizio chiuso prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio.
Art. 37(5)(c) Art. 41(5)(a)	Oltre ai compiti e alle competenze a essa conferiti a norma dei paragrafi 1 e 4 del presente articolo, qualora sia stato designato un gestore di sistema di trasmissione a norma del Capo V, all'Autorità di regolamentazione saranno attribuiti almeno i seguenti compiti e competenze: c) agire in qualità di Autorità per la risoluzione delle controversie sorte tra l'impresa verticalmente integrata e il gestore del sistema di trasmissione in seguito a eventuali reclami presentati ai sensi del paragrafo 11.	L'art. 44, al comma 1 statuisce che l'Autorità decide sui reclami presentati contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione, per quanto concerne gli obblighi imposti in attuazione delle direttive sui mercati interni dell'energia.
Art. 37(4)(e) Art. 41(4)(e)	Gli Stati membri provvedono affinché le Autorità di regolamentazione siano dotate di adeguati diritti di inchieste e pertinenti poteri istruttori per la risoluzione delle controversie di cui ai paragrafi 11 e 12.	È in parte attuato dall'art. 2, comma 12, lett. m), della legge n. 481/95, che prevede il potere dell'Autorità di valutare i reclami proposti dagli utenti e dai consumatori.

In aggiunta il comma 3, dell'art. 37 del decreto legislativo 93/11 di recepimento del Terzo pacchetto prevede che il Ministero dello sviluppo economico determini le modalità e le condizioni per le importazioni e le esportazioni di energia elettrica attraverso la rete di trasporto nazionale lasciando all'Autorità la funzione residuale di adottare le disposizioni necessarie all'attuazione di quanto previsto dal Ministero, mentre la direttiva elettricità (art. 37(6)) attribuisce all'Autorità il compito di fissare o approvare le metodologie usate per calcolare o stabilire le condizioni di accesso alle infrastrutture transfrontaliere, ivi incluse le procedure di assegnazione della capacità e gestione della congestione. In data 8 novembre 2012, con la segnalazione 461/2012/I/com al Governo e al Parlamento, l'Autorità ha proposto a Governo e Parlamento una revisione dell'articolo 37, comma 3, sopra citato, affinché tali competenze siano affidate all'Autorità, come previsto dalla normativa comunitaria.

3.2 Promozione della concorrenza

3.2.1 Mercati all'ingrosso

Dai dati ancora provvisori diffusi dal gestore della rete nazionale, si rileva come, dopo un lieve incremento dei consumi registrati nel 2011, la domanda di energia elettrica mostri per il 2012 una flessione del 2,8%. La variazione negativa ferma i consumi a 305 TWh per il 2012. I consumi di energia elettrica risultano pertanto ancora distanti (-4,4%) dai valori del periodo precedente alla crisi. La tavola 3.4 mostra la produzione e consumo di energia elettrica per gli anni 2011 e 2012. Nel 2012 la produzione nazionale netta ha coperto oltre l'87,5% del fabbisogno, in linea con il precedente periodo, con le importazioni nette (43 TWh) che hanno contribuito a coprire la restante parte della domanda. Le esportazioni rappresentano l'unica voce in controtendenza, con un aumento del 27,6%. Analizzando invece gli impieghi, si evidenzia la forte contrazione del comparto industriale (-6%), seguono il settore agricolo (-1,8%) e il terziario (-0,7%). Il domestico presenta, viceversa, un lieve aumento dello 0,4%.

Il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato il suo massimo nel mese di luglio, quando ha raggiunto 54,1 GW.

Tavola 3.4 Bilancio aggregato dell'energia elettrica in Italia nel 2012

GWh

	2011	2012 ^(A)	VARIAZ. %
Produzione lorda	302.570	295.630	-2,4%
Servizi ausiliari	11.124	10.562	-5,1%
Produzione netta	291.446	284.798	-2,3%
Ricevuta da fornitori esteri	45.520	45.369	-4,5%
Ceduta a clienti esteri	1.787	2.281	27,6%
Destinata ai pompaggi	2.539	2.627	3,5%
Disponibilità per il consumo	334.640	325.259	-2,8%
Perdite	20.848	20.259	-2,8%
Consumi al netto delle perdite	313.792	305.000	-2,8%

(B) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

La produzione nazionale netta nel 2012 è risultata di 285 TWh, in diminuzione del 2,3% rispetto al 2011. La produzione termoelettrica ha coperto circa il 67,8% della produzione nazionale netta, mentre le fonti rinnovabili il restante 32,2%. Dai dati disaggregati per fonte emerge un calo della produzione termoelettrica del 7,3% tra il 2012 e il 2011. La diminuzione della produzione termoelettrica è stata determinata da un forte abbassamento della produzione di energia elettrica da gas naturale (-11%), che rappresenta nel 2012 il 65% della produzione termoelettrica netta (risultava il 67,5% nel 2011), cui si è aggiunta una riduzione del 22% circa della voce residuale "Altre" che comprende vari combustibili solidi, gas derivati e altri combustibili gassosi. Tali diminuzioni non sono state controbilanciate dall'aumento della produzione da carbone (+10%) e da prodotti petroliferi (+5,6%), che mantengono un peso minore sulla produzione termoelettrica, rispettivamente del 23% e del 4,2%.

La produzione elettrica da fonte rinnovabile registra invece un incremento di circa il 10%. A questo risultato hanno contribuito l'incremento della generazione eolica (+34,2%), fotovoltaica (+72%) e

da biomassa e rifiuti (+ 15,5%). Risultano invece in diminuzione la produzione idroelettrica (-8,2%) e quella geotermica (-1,5%). I forti incrementi annuali dell'eolico e del fotovoltaico hanno spinto queste due fonti ad assicurare rispettivamente il 14% e il 20% della produzione nazionale rinnovabile. Complessivamente le due fonti coprono oltre l'11% della produzione nazionale netta.

Il saldo estero per il 2012, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna, è ammontato a 43.088 GWh, dunque le importazioni nette subiscono una riduzione del 5,8% rispetto all'anno precedente. Il saldo emerge quale differenza tra le importazioni, pari a 45.369 GWh (-4,5% sul 2011), e le esportazioni, pari a 2.281 GWh (+27,6% sul 2011). Nel 2012, dunque, le voci del saldo netto subiscono un'inversione di tendenza, nel 2011 le importazioni registrarono una variazione positiva del 3%, mentre le esportazioni evidenziarono una contrazione del 6%. Nel 2012 il saldo estero ha coperto il 13,2% del fabbisogno interno. La variazione in diminuzione delle importazioni nel 2012 è legata a una sostanziale contrazione dell'energia proveniente dalla Francia (-1.767 GWh), dalla Slovenia (-935 GWh) e dalla Svizzera (+329 GWh), solo in parte bilanciata da un aumento delle importazioni dalla Grecia (+813 GWh). Per quanto riguarda le esportazioni, l'incremento è dovuto a un contributo positivo da tutti i paesi; si sottolinea il forte incremento di 195 GWh verso la Svizzera.

In merito all'energia elettrica netta generata, la quota di mercato del gruppo Enel prosegue la riduzione riscontrata nel corso degli ultimi anni passando dal 26% del 2011 al 25% del 2012 (era il 27,5% nel 2010). Al secondo posto risulta Eni con una quota sostanzialmente invariata al 9,5%. Seguono Edison (7,2%), Eon (4,3%) e Edipower (3,8%) che registrano le riduzioni di quote di mercato più evidenti, che risulta per tutte di circa di un punto percentuale. A beneficiare dei maggiori spazi di mercato resi disponibili dai principali produttori sono stati in massima parte gli operatori di piccole dimensioni che incrementano la loro presenza dal 26,5% del 2011 al 30,2% del 2012. Tra i gruppi societari che mostrano un incremento della rispettiva quota di mercato vi è GdF Suez, la cui quota risulta in crescita per il secondo anno consecutivo passando dallo 0,3% del 2010 al 3,1% del 2011 e infine al 3,6% del 2012, superando A2A (3,1%) e Tirreno Power (3%). Nel 2011 lo scioglimento della joint venture tra Acea e la stessa GDF Suez Energia Italia ha comportato la cessione dei siti produttivi di AceaElectrabel e della Tirreno Power (quest'ultima al 50%), confluiti nel parco impianti di GDF Suez.

L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda risulta in costante diminuzione e nel 2012 è pari a 884, rispetto a un valore di 953 nel 2011 e di 1.097 nel 2010.

La massima capacità di generazione netta installata al 31 dicembre 2012 risulta pari a 124,2 GW, mentre la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) risulta pari a 103 GW (Tavola 3.5).

Con riferimento alla capacità netta installata, gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono tre: Enel (31,1%), Edipower (6,5%) e Edison (5,5%). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori è del 43% in diminuzione di quasi 3 punti percentuali rispetto al 2011. L'indice HHI relativo alla capacità netta installata evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato rispetto al 2011; infatti, il valore relativo al 2011 è pari a 1.121, mentre era uguale a 1.243 nell'anno precedente.

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 (35,2%), Edipower (7%), Edison (6,6%), Eni (5,4%) ed E.On (5%). Sulla base di questi dati, la percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori risulta pari al 48,7%. L'indice HHI relativo alla capacità netta disponibile con riferimento al 2012 è pari a 1.437, in diminuzione rispetto al 2011 (1.673).

Tavola 3.5 Sviluppo del mercato all'ingrosso

	RICHIESTA ^(A) (TWh)	DOMANDA DI PUNTA (GW)	CAPACITÀ NETTA INSTALLATA (GW)	N. SOCIETÀ CON QUOTA > 5% NELLA GENERAZIONE NETTA	QUOTA % DELLE 3 MAGGIORI SOCIETÀ NELLA GENERAZIONE NETTA
2001	304,8	52,0	76,2	4	70,7
2002	310,7	52,6	76,6	3	66,7
2003	320,7	53,4	78,2	4	65,9
2004	325,4	53,6	81,5	5	64,4
2005	330,4	55,0	85,5	5	59,4
2006	337,5	55,6	89,8	5	57,1
2007	339,9	56,8	93,6	5	54,7
2008	339,5	55,3	98,6	5	52,0
2009	320,3	51,9	101,4	5	50,6
2010	326,2	56,4	106,9	5	48,2
2011	332,3	56,5	118,4	4	44,0
2012	325,3	54,1	124,2	3	41,2

(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 struttura del mercato elettrico

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE), a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME, inoltre, gestisce la piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX, segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia.

L'MGP ha per oggetto la contrattazione di energia tramite offerte di vendita e di acquisto e si svolge in un'unica sessione in asta implicita, relativa al giorno successivo; le offerte possono essere effettuate a partire dal nono giorno antecedente il giorno di consegna. L'MI si svolge tra la chiusura dell'MGP e l'apertura dell'MSD e consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto, nonché le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni sull'MGP. L'MI è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). A partire da gennaio 2011, tale mercato si articola in quattro sessioni (MI1, MI2, MI3, MI4), con orari di chiusura diversi e in successione, è un mercato ad asta ma le offerte vengono valorizzate al prezzo zonale.

L'MSD ha per oggetto l'approvvigionamento, da parte di Terna, delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema, per la risoluzione delle congestioni intrazonali, la creazione delle riserve di energia e il bilanciamento in tempo reale; diversamente dagli altri mercati, Terna, in questo caso, agisce da controparte centrale. L'MSD si articola in fase di programmazione (MSD ex ante) e Mercato del bilanciamento (MB). L'MSD ex ante e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. L'MSD ex ante, in particolare, si

articola in tre sottofasi di programmazione (MSD1, MSD2, MSD3), mentre l'MB è organizzato in cinque sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione e non prevede la presentazione di nuove offerte, ma solo la possibilità, in capo a Terna, di accettare offerte già presentate nell'MSD ex ante. Le offerte accettate vengono valorizzate al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*).

L'MTE è la sede per la negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti), trimestrale (quattro prodotti) e annuale (un prodotto).

Nel novembre 2008, 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 (Prezzo unico nazionale – PUN). In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, il GME ha stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana, al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare, mediante consegna fisica, i contratti finanziari conclusi sull'IDEX.

Da ultimo si evidenzia che gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma conti energia (PCE), come ulteriore elemento di flessibilità del sistema. Sulla piattaforma vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali e i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE.

Per quanto riguarda la partecipazione al mercato, nel 2012 si è registrato un aumento del numero degli operatori iscritti ai mercati elettrici del GME rispetto all'anno precedente. In particolare sull'IPEX i soggetti sono passati da 192 del 2011 a 200 del 2012. L'aumento ha riguardato sia i mercati spot, in particolare sul MGP sono risultati 149 (+12 rispetto al 2011) e sul MI 114 (+23 rispetto al 2011), sia il mercato a termine (MTE) con 25 operatori (+5 rispetto al 2011). In aumento risulta inoltre la partecipazione sulla Piattaforma di registrazione delle contrattazioni bilaterali (PCE) da 208 del 2011 a 259 del 2012.

Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel corso del 2012 si è registrata, rispetto all'anno precedente, una riduzione del 4,1% dei volumi complessivi, attestandosi a 298,7 TWh. A questo risultato hanno contribuito sia la riduzione delle contrattazioni in borsa, passate dai 180,4 TWh del 2011 ai 178,7 TWh del 2012, sia la diminuzione degli scambi bilaterali, a loro volta passati dai 131,1 TWh del 2011 ai 120 TWh del 2012.

La domanda nazionale si è ridotta del 4%, in ragione soprattutto di una forte contrazione dei volumi acquistati nella zona Centro Nord (-7%), seguita dalla Sardegna (-6%), quest'ultima in controtendenza rispetto all'anno precedente in cui ha registrato un incremento piuttosto elevato (+14,3%). Quest'anno l'unica macrozona a essere in segno positivo è la Sicilia (+1,6%). Nonostante un calo del Sistema Italia maggiore rispetto all'anno precedente (-2,2% nel 2011), gli scambi di Borsa hanno registrato un calo inferiore all'1%. Di converso, la liquidità del mercato si è attestata al 59,8%, in aumento di quasi due punti percentuali rispetto al 2011.

Diversamente dall'anno precedente, il contributo maggiore alla riduzione della domanda è attribuibile alla contrazione degli acquisti dell'Acquirente unico, che mostrano una variazione di -17,4% con una richiesta di 39,6 TWh. La domanda degli operatori diversi dall'Acquirente unico evidenzia una diminuzione del 2%, inferiore in valore assoluto rispetto al 2011 (-17,9%).

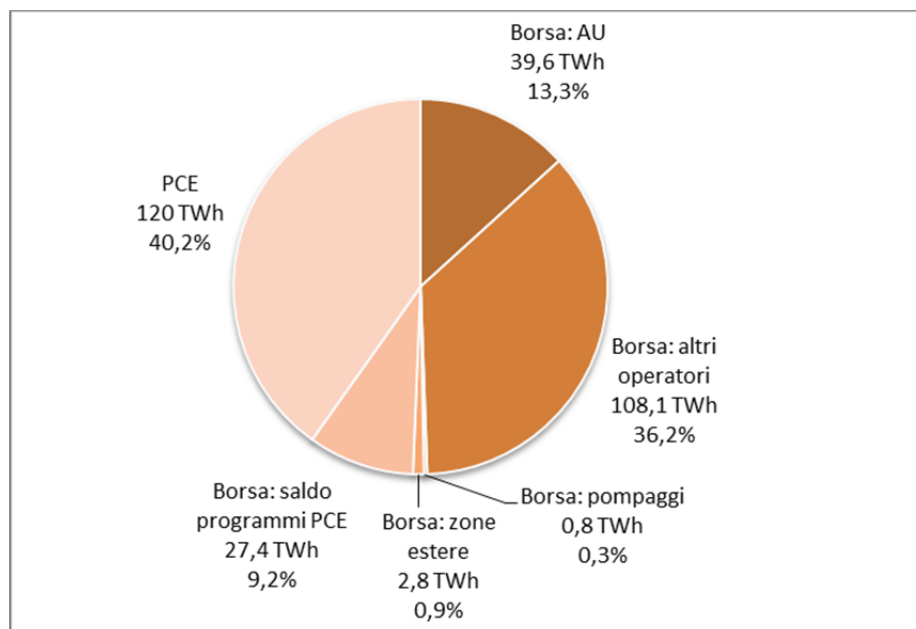
Tavola 3.6 Mercato dell'energia elettrica

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
2010	318,6	199,5	119,1
2011	311,5	180,4	131,1
2012	298,7	178,7	120,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

La domanda sottostante i contratti bilaterali ha registrato una contrazione dell'8,5%. Su tale risultato ha pesato la contrazione del 3,5% degli operatori nazionali, che rappresentano oltre il 90% sulla piattaforma dei bilaterali, anche questo un valore in controtendenza rispetto all'anno precedente, in cui gli acquisti degli operatori nazionali diversi dall'Acquirente unico evidenziarono un aumento del 28,4%.

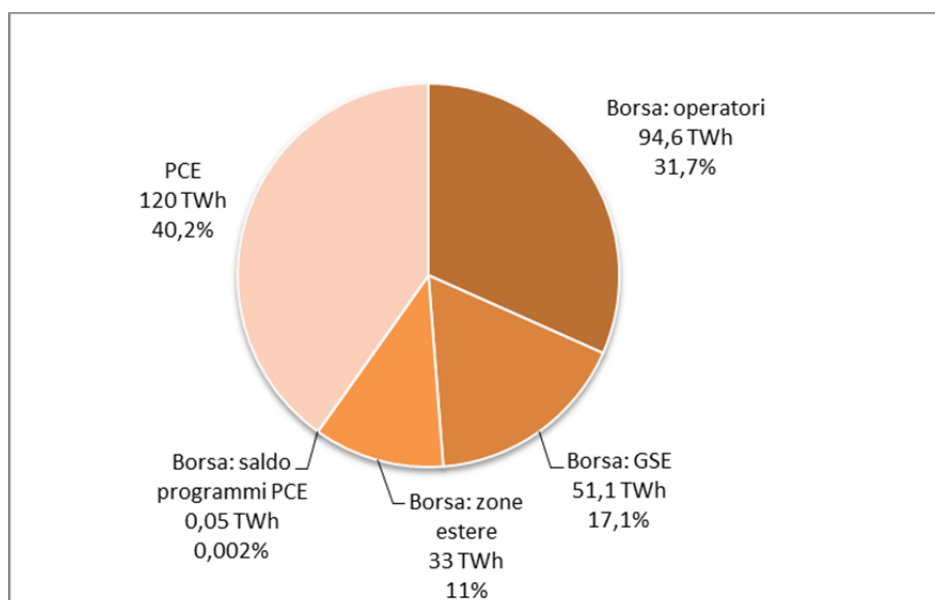
Figura 3.1 Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2012

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

L'andamento dei volumi offerti in Borsa evidenzia un calo complessivo di poco inferiore all'1%. A questo risultato hanno contribuito un aumento del 30% delle offerte da parte del GSE, una riduzione del 12,9% delle proposte degli operatori nazionali (in riduzione anche nel 2011 con -10,3%) e un aumento del 2,9% dalle zone estere. Sulla PCE si evidenzia una contrazione

complessiva dell'8,7% e volumi pari a 178,7 TWh. Tale risultato è dovuto alla combinazione di una forte diminuzione delle offerte dalle zone estere (-25,1%) e una riduzione del 6,4% dagli operatori nazionali rispetto al 2011, attestatasi a 106,5 TWh.

Figura 3.2 Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2012



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Tavola 3.7 Contratti bilaterali sul MGP

TWh

CONTRATTI	2011	2012
Contratti bilaterali	131,1	120,0
Nazionali	148,8	146,9
di cui Acquirente Unico	36,8	38,8
di cui altri operatori	112,0	108,1
Esteri	0,4	0,5
Saldo programmi PCE ^(A)	-18,1	-27,4

(A) In ciascun periodo rilevante, è la differenza tra la somma dei programmi di immissione e la somma dei programmi in prelievo, provenienti dalla Piattaforma Conti Energia, registrati su MGP. Il saldo programmi PCE è anche pari alla somma algebrica dei saldi fisici dei conti energia (in immissione e in prelievo).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Le operazioni di concentrazione nel settore dell'energia elettrica nel 2012

Nel corso del 2012 è stata portata a compimento la ristrutturazione societaria di Edison Spa. In particolare il giorno 24 maggio 2012 gli azionisti di riferimento di A2A, Delmi ed Électricité de France Sa (EDF), hanno completato il riassetto societario che ha previsto, tra l'altro, l'acquisto da

parte di EDF, del controllo esclusivo di Edison e la contestuale vendita del 70% di Edipower (50% detenuto da Edison, 20% da Alpiq) ai soci italiani riuniti in Delmi⁶⁵.

Tra le altre operazioni societarie di rilievo nel settore elettrico si sottolineano:

- la completa uscita di Enel dal capitale di Terna con la cessione del rimanente 5,1%.
- il Gruppo Hera, tramite Hera Energia Rinnovabili S.p.A. (Hera ER) ha acquistato un'altra società attiva nella produzione di energia solare: Ctg Ra di Faenza (Ravenna), ceduta da Colexon Italia Srl.
- la JV M&A Rinnovabili, tra Alpiq e Moncada, acquisisce da Alpiq quattro impianti a biomasse per 50 MW totali. Moncada rafforza la sua presenza nelle bioenergie, raggiungendo i 94 MW installati (35% della capacità complessiva)
- Alpiq acquisisce il 100% di due parchi eolici in sicilia da 124 MW complessivi (84 MW a Lercara Friddi e 40 MW a Cattolica Eraclea) dalla JV M&A Rinnovabili come misura compensativa dei quattro impianti a biomasse per 50 MW totali. Al termine dei conferimenti, Alpiq riduce la propria quota in M&A Rinnovabili dal 30% al 22%. Gli svizzeri incrementano così di oltre il 60% a oltre 200 MW la capacità installata da Fer in Italia, che contempla anche tre mini centrali idroelettriche in Piemonte e un altro parco eolico a Ramacca (Catania).
- alla fine di luglio 2012 si è perfezionata la fusione di Amia, detenuta dal comune di Verona, in Agsm Verona.
- Heat & Power Srl ha acquisito Generale Energia SpA (Genergia), società attiva nella generazione, da Tesa SpA.
- Solar21 Renewable Energy Ireland Ltd, un fondo di investimento specializzato nel settore delle rinnovabili, ha acquisito 6 impianti PV in Sud Italia da AEG Power Solutions.
- il 23 novembre 2012 Alpiq Italia ha ceduto Energit a Onda Energia. Il Gruppo Alpiq esce dal mercato retail in Italia. Onda energia è un operatore siciliano attivo nella vendita e trading di energia specializzato nel mercato retail e domestico. Energit è specializzato nella vendita di energia elettrica per le piccole e medie imprese, le partite IVA e le utenze private. Da marzo 2012 opera anche nella vendita del gas naturale, rivolgendosi a: famiglie, professionisti e aziende.

Enel esce dalla joint venture siglata con Edf per costruire cinque centrali nucleari in Francia di cui una sola in costruzione a Flamanville, in Normandia.

3.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

Il mercato del giorno prima

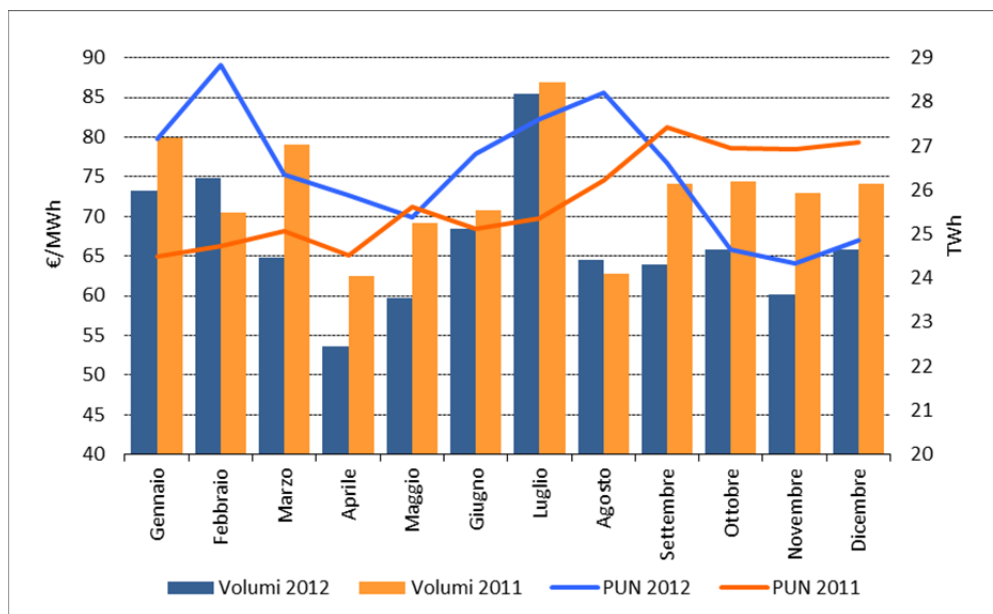
La Borsa elettrica italiana ha registrato per il 2012 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 75,53 €/MWh, in aumento del 4,6% rispetto al 2011. Diversamente dall'anno precedente, l'incremento è risultato particolarmente accentuato nelle ore di picco, con riferimento alle quali il

⁶⁵ Delmi è un *private investment vehicle*, costituito da A2A, Iren, Dolomiti Energia, Società Elettrica Altoatesina e alcune banche.

prezzo medio è aumentato di più di 3,6 €/MWh. Il prezzo medio mensile più elevato è stato rilevato nel mese di febbraio, raggiungendo gli 89,04 €/MWh, mentre il picco di domanda mensile si è confermato nel mese di luglio con 28,2 TWh.

Figura 3.3 Andamento del Prezzo unico nazionale (PUN) nel 2012

€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

L'indice HHI, calcolato in relazione alle vendite di energia, evidenzia una forte diversificazione del livello di concentrazione a livello zonale. La macrozona Nord si conferma come quella più competitiva (HHI medio pari a 1.232), le altre zone mostrano tutti livelli di concentrazione elevati e mediamente al di sopra di 3.000, il valore più alto si registra in Sardegna con un HHI medio pari a 3.672.

L'indice di operatore marginale (IOM) a livello di Sistema Italia, calcolato con riferimento ai volumi, mostra un incremento di due punti percentuali rispetto al 2011. In particolare, la percentuale dei volumi complessivamente scambiati sui quali il primo operatore ha fissato il prezzo ha superato il 25% nel 2012, mentre tale quota era circa il 23% nel 2011. A livello zonale si riscontra un notevole miglioramento per la Sardegna, a fronte di punte dell'IOM che superavano il 60%; nel 2012 la stessa regione evidenzia una percentuale media di circa il 26%. Permangono invece le criticità per la Sicilia, che mostra un IOM di oltre l'81%, con picco di oltre 87%.

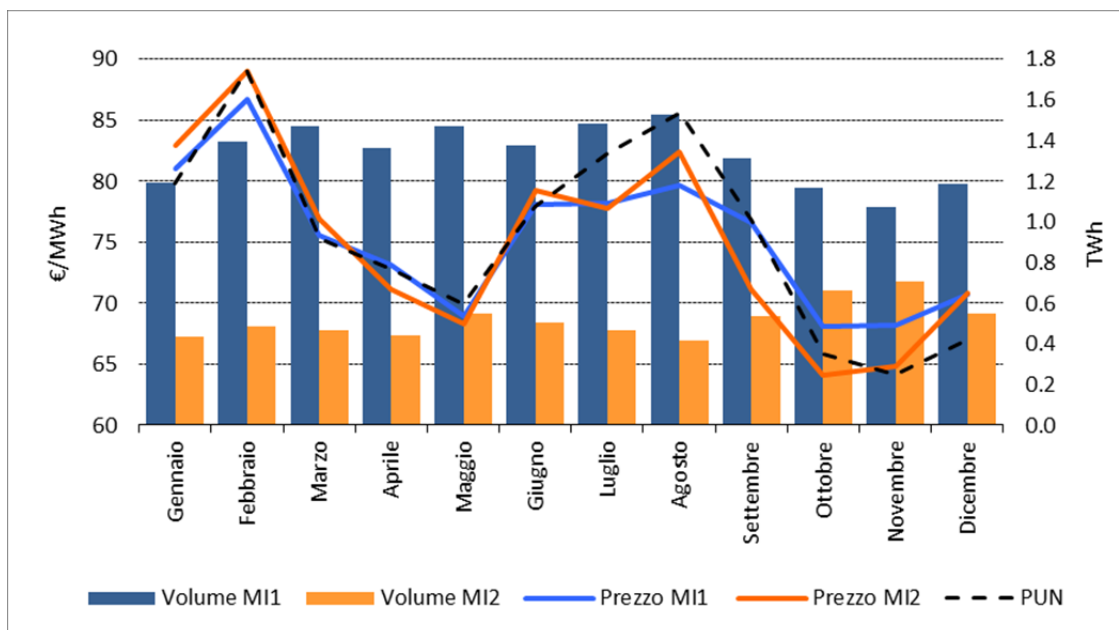
Mercato infragiornaliero

Nel corso del 2012 nel MI1 e nel MI2 sono stati scambiati rispettivamente 16 TWh e 6,2 TWh di energia. Il prezzo medio di acquisto nel MI1 è risultato pari a 75,41 €/MWh, quello nel MI2 pari a 74,87 €/MWh, entrambi in aumento di oltre il 6% sui rispettivi prezzi registrati lo scorso anno.

A livello zonale, tanto nel MI1 quanto nel MI2 il prezzo medio massimo è stato registrato in Sicilia (rispettivamente 96,96 €/MWh e 94,04 €/MWh), quello più basso nella zona Sud (rispettivamente 68,02 €/MWh e 67,54 €/MWh).

Figura 3.4 Andamento dei prezzi medi e delle quantità sul MI nel 2012

€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Il Mercato per il servizio di dispacciamento

Per quanto riguarda l'MSD, i dati ufficiali relativi al 2012 sono disponibili con riferimento al mercato ex ante. Gli acquisti a salire sono risultati pari a 6,2 TWh, in aumento del 31,3% rispetto al 2011. Un picco negli acquisti è stato registrato nel mese di febbraio, quando essi hanno raggiunto 0,75 TWh di energia. Le quantità scambiate a scendere sono invece state pari a 3,7 TWh, in riduzione, in confronto all'anno precedente, del 25% circa. Anche in questo caso il punto di massimo è stato raggiunto nel mese di febbraio con 0,56 TWh.

Le regole di remunerazione delle offerte adottate su MSD non consentono il calcolo di un prezzo di sintesi analogamente a quanto fatto per gli altri mercati gestiti da GME.

La Piattaforma dei conti energia a termine

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 a contratti a termine, con due mesi massimo di anticipo rispetto alla data di consegna fisica, per contratti di durata più lunga si effettuano una serie di registrazioni per *tranches* successive. La PCE, in particolare, consente la registrazione di cinque tipologie di contratti bilaterali, di cui quattro standard (*baseload*, *peakload*, *off peak*, *weekend*) e una non standard. Sulla PCE vengono registrate anche le transazioni commerciali avvenute sul Mercato Elettrico a Termine (MTE) e sulla piattaforma Consegna Derivati energia (CDE). In generale, ciascun operatore dispone di uno o più Conti Energia in immissione (CEI) e di uno o più Conti Energia in prelievo (CEP), su ciascuno dei quali può registrare acquisti e vendite, a condizione che il saldo netto risultante, a fronte della nuova registrazione, sia nel primo caso una vendita netta e nel secondo un acquisto netto. Il saldo del Conto determina la quantità di energia che può essere consegnata/ritirata o venduta/acquistata sull'MGP.

Le transazioni registrate nel 2012 relative a contratti bilaterali hanno riguardato 310,3 TWh (+7,7% rispetto all'anno precedente). I contratti non standard rappresentano la tipologia di contratto principale con una quota del 57,5%, in diminuzione rispetto al periodo precedente (60,3%), i volumi sottostanti risultano cresciuti del 11,4% rispetto al 2011. Più contenuto è risultato l'aumento dei volumi scambiati tramite contratti standard (+1,6%), in gran parte *baseload* (91,2 TWh) e, in quota inferiore, *peakload* (10,6 TWh) e *off peak* (9,6 TWh).

Mercati a termine dell'energia

L'MTE gestito dal GME è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia. Sull'MTE sono negoziabili 16 prodotti; contratti della tipologia *baseload* e *peakload* con periodi di consegna pari al mese (tre prodotti), al trimestre (quattro prodotti) e all'anno (un prodotto). Terminata la fase di negoziazione, i contratti con momento di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla PCE, previa verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è previsto il meccanismo "della cascata". I volumi e il numero dei contratti risulta costantemente in crescita. Nel 2012 sono stati scambiati 13.262 contratti, corrispondenti a 54,1 TWh di energia, contro i 31,7 TWh scambiati nel 2011 e i 6,3 TWh del 2010; 51,4 TW di energia sono stati scambiati attraverso contratti *baseload*, 2,3 TWh tramite contratti *peakload*, questi ultimi in riduzione del 26,6% rispetto all'anno precedente. Per entrambe le tipologie di prodotto gli scambi hanno riguardato in netta prevalenza i prodotti annuali.

Tavola 3.8 Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2012

MW

DURATA	PRODOTTI BASELOAD	PRODOTTI PEAKLOAD
Mensili	2.578	55
Trimestrali	6.956	20
Annuali	41.856	2.612
TOTALE	51.390	2.687

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Il grado di integrazione del mercato italiano nel contesto europeo

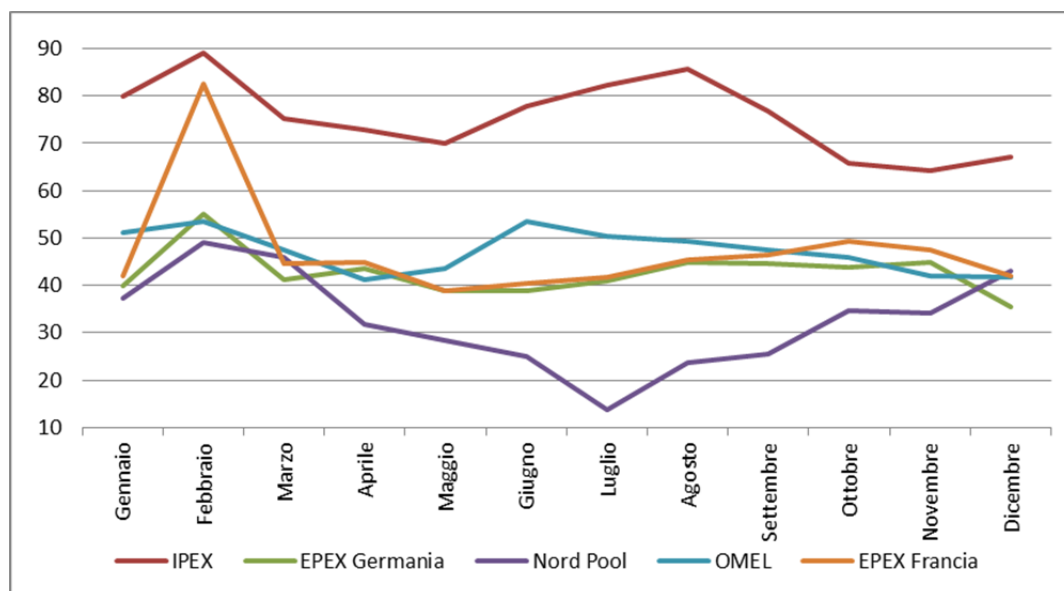
Nel corso del 2012 l'andamento dei prezzi nelle principali Borse elettriche europee è risultato alquanto diversificato (Fig. 3.5). L'IPEX mostra il prezzo medio annuale maggiore (75,52 €/MWh) ed è l'unica in aumento rispetto alla quotazione media del 2011 (+4,6%), sia pure in coerenza con il prezzo del greggio. Tuttavia, a partire dagli ultimi mesi del 2012 i prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, pur continuando a mostrare forti oscillazioni, hanno registrato un calo significativo, riducendo il differenziale rispetto alle altre Borse europee.

Con riferimento ai prezzi medi di vendita nazionali (fig. 3.6), e in controtendenza rispetto allo scorso anno, si è registrato un aumento dello *spread* tra prezzo massimo e prezzo minimo zonale. Lo *spread*, in particolare, è risultato pari a quasi 25 €/MWh, come differenza tra il prezzo medio registrato in Sicilia (95,22 €/MWh) e quello nella macrozona Sud (70,35 €/MWh); nel 2011 lo *spread*, calcolato considerando le stesse due macrozone, era pari a circa 24 €/MWh. Analizzando

le variazioni tendenziali su base annuale, emerge un aumento generalizzato del prezzo medio in tutte le zone, ma sensibilmente inferiore rispetto alle variazioni in doppia cifra sul periodo 2011-2010. L'incremento maggiore è nella macrozona Nord (+5,6%), il Sud risulta invece la zona caratterizzata dall'incremento più moderato del prezzo medio di vendita (+2%).

Figura 3.5 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2012

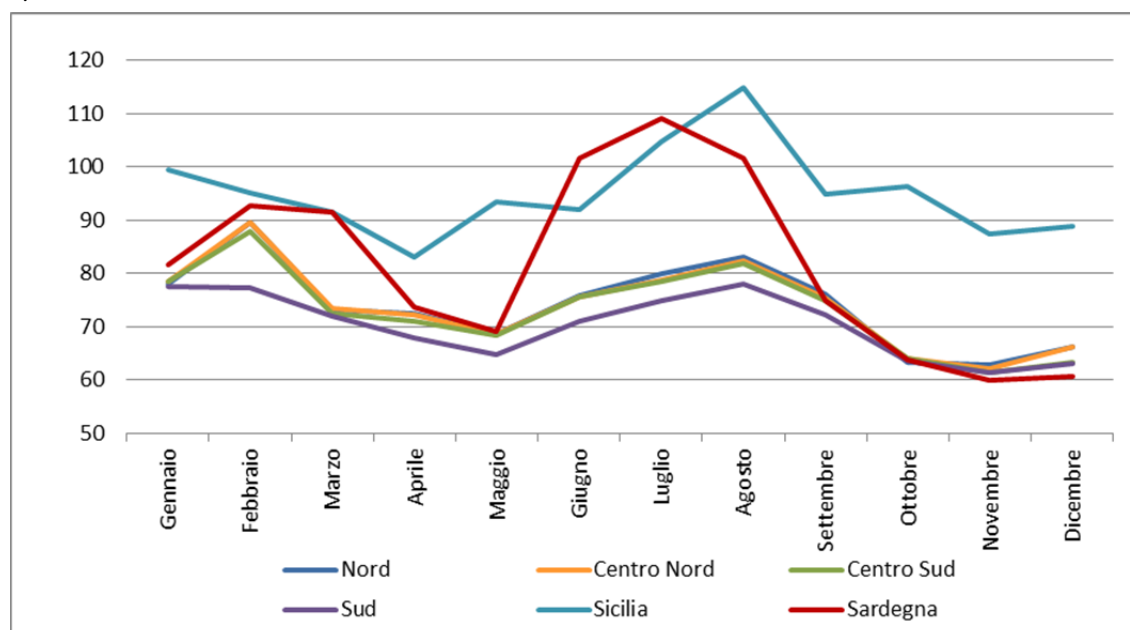
Valori medi *baseload*; €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

Figura 3.6 Andamento mensile dei prezzi zionali italiani nel 2012

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

3.2.1.2 Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza, e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

L'attività di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine da parte dell'Autorità si svolge con cadenza periodica (settimanale o mensile), col supporto assicurato dagli Uffici del GME e di Terna. Come previsto dalla delibera ARG/elt 115/08, tale attività è imperniata sull'analisi di una reportistica settimanale/mensile predisposta dai predetti Uffici sulla base delle metodologie definite dall'Autorità, che consente di evidenziare eventuali anomalie e di innescare ulteriori approfondimenti, propedeutici all'eventuale apertura di apposite istruttorie.

Sono inoltre previste *ex lege* alcune relazioni e alcuni rapporti informativi, di carattere prevalentemente tecnico, che l'Autorità predispone e trasmette alle Commissioni parlamentari competenti e al Ministero dello sviluppo economico per fornire informazioni sullo stato dei mercati. In particolare, nella relazione dell'1 marzo 2012, redatta ai sensi dell'art. 28, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99, rivolta alle competenti Commissioni parlamentari (1 marzo 2012, 56/2012/I/com), l'Autorità ha tra l'altro illustrato le condizioni di funzionamento e concorrenzialità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica. Nella relazione si forniscono le principali motivazioni alla base del divario tra i prezzi all'ingrosso nazionali e quelli dei principali paesi europei, nonché tra i prezzi registrati nelle zone che compongono il Continente e quelli registrati nelle due Isole maggiori, sia nel Mercato del giorno prima, sia nel Mercato per il servizio di dispacciamento. In aggiunta, nel rapporto riservato al Ministero dello sviluppo economico del 29 marzo 2012 (112/2012/I/eel), previsto dall'art. 11, comma 1, del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, l'Autorità ha approfondito molte tematiche afferenti il mercato elettrico già affrontate dalla stessa Autorità nella relazione rivolta alle Commissioni parlamentari dell'1 marzo (56/2012/I/com). Nello specifico, viene fornita un'analisi quantitativa svolta sulla base dei dati di monitoraggio relativi agli anni 2010 e 2011 in merito:

- all'evoluzione del parco di generazione nazionale, con particolare riferimento ai livelli di adeguatezza del sistema elettrico nel Continente e nelle due Isole maggiori;
- all'evoluzione della RTN, con particolare riferimento agli interventi infrastrutturali necessari a ridurre le congestioni presenti sulla rete rilevante;
- all'evoluzione della struttura del mercato, con particolare riferimento al livello di concorrenzialità presente nelle diverse zone di mercato;
- all'andamento dei prezzi nel Mercato del giorno prima e nel Mercato per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento alla situazione delle due Isole maggiori e all'effetto della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili sugli esiti del mercato e sull'attività di dispacciamento.

Successivamente, nella segnalazione sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e le relative criticità dell'11 ottobre 2012, ai sensi dell'art. 3, comma 10-ter, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, come convertito nella legge n. 2/09 (410/2012/I/com), l'Autorità ha, tra le altre cose, evidenziato la necessità di promuovere un maggior coordinamento tra il nuovo mercato della capacità, di cui alla delibera ARG/elt 98/11, e le procedure autorizzative alla costruzione e all'esercizio di nuovi impianti di generazione. In particolare, è stato rilevato come un'opportuna applicazione dell'art. 3, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, potrebbe contribuire a mitigare in misura non trascurabile il rischio autorizzativo e a coordinare le procedure autorizzative con il mercato della capacità. Tale articolo prevede infatti che gli impianti e le infrastrutture individuati

con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministero dello sviluppo economico, d'intesa con la Conferenza unificata, siano dichiarati «di pubblica utilità, nonché urgenti e indifferibili, ai sensi delle normative vigenti». L'Autorità ha segnalato l'opportunità di far ricadere nel predetto decreto tutti gli impianti in fase di progettazione o riprogettazione contrattualizzati da Terna tramite il mercato della capacità di cui alla delibera ARG/elt 98/11. Ciò avrebbe l'effetto di promuovere la partecipazione al mercato della capacità di nuovi investitori, i quali orienterebbero i propri investimenti basandosi principalmente su logiche di mercato. In tale contesto, sarebbe infatti il mercato stesso a incanalare i nuovi investitori in una procedura autorizzativa dai tempi e dagli esiti meno rischiosi, con beneficio per tutto il sistema in termini di corretta localizzazione della capacità produttiva e di riduzione delle barriere all'entrata nel mercato italiano.

3.2.2 Mercati al dettaglio

In base ai dati provvisori pubblicati da Terna, i consumi totali (al netto delle perdite) sono risultati nel 2012 pari a 305 TWh, quasi 9 TWh in meno di quelli consumati nel 2011 (-2,8%). La tavola 3.9 descrive la ripartizione di questi ultimi per settore finale di utilizzo.

Tavola 3.9 Ripartizione dei consumi nazionali per settore finale

TWh

SETTORE PRODUTTIVO	2011	2012 ^(A)	VARIAZ. %
Industria	140,0	131,8	-5,9%
Terziario	97,7	97,0	-0,7%
Domestico	70,1	70,4	0,4%
Agricoltura	5,9	5,8	-1,8%
TOTALE	313,8	305,0	-2,8%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

La tavola 3.10 presenta la ripartizione delle vendite complessive e del numero totale dei clienti (approssimato dal numero di punti di prelievo) per tipologia di mercato, determinata sulla base dei dati dell'Indagine annuale dell'Autorità forniti dagli operatori elettrici: produttori, esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori. I dati di vendita raccolti dall'Autorità (considerati unitamente agli autoconsumi) sono rappresentativi di una popolazione che riflette il 93% dei dati provvisori del gestore delle rete elettrica ("Terna") riferiti ai consumi finali.

I risultati – provvisori per il 2012 - dell'Indagine annuale mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale 264 TWh a poco meno di 37 milioni di clienti. Complessivamente i consumi di energia sono diminuiti del 4,2% rispetto al 2011, ma il calo non è stato uniforme né per tipologia di cliente, né per tipo di mercato.

Infatti, il settore domestico ha acquistato complessivamente 61 TWh, cioè l'1,2% in meno rispetto all'anno precedente, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico (203 TWh) ha registrato una riduzione del 5,1% rispetto al 2011. Come in passato, la quota del mercato tutelato sul mercato totale si è ridotta sia in termini assoluti, sia in termini relativi, mentre in crescita è

risultata la quota del mercato libero, nonostante l'energia venduta su tale mercato si sia comunque ridotta rispetto all'anno precedente.

Nel mercato di maggior tutela, infatti, i volumi di vendita sono diminuiti del 5%, nel servizio di salvaguardia hanno subito un crollo del 10,7%, mentre sul mercato libero sono caduti del 3,8%. Il minor decremento subito dai volumi venduti sul mercato libero è integralmente dovuto alla notevole crescita che in questo mercato ha registrato il settore domestico: l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero risulta infatti aumentata del 16,2% (+20,1% il numero di punti serviti). I consumi non domestici, invece, hanno registrato una diminuzione in tutti i mercati: 3,7% nella maggior tutela e 10,7% nella salvaguardia, a fronte di un -5,1% nel libero. Complessivamente, quindi, nel 2012 il mercato tutelato ha acquisito il 26% di tutta l'energia venduta al mercato finale (27% nel 2011), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito il 2% (lo stesso che nel 2011) e il mercato libero ne ha acquistato il 72% (contro il 71% del 2011).

Tavola 3.10 Mercato finale della vendita nel 2012

Al netto degli autoconsumi e delle perdite

	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)		
	2011	2012	VAR. % 2012/2011	2011	2012	VAR. % 2012/2011
Mercato di maggior tutela	73.503	69.850	-5,0%	27.821	27.821	0,0%
Domestico	49.425	46.664	-5,6%	24.016	23.173	-3,5%
Non domestico	24.078	23.186	-3,7%	4.775	4.648	-2,7%
Mercato di salvaguardia	5.776	5.161	-10,7%	107	113	5,6%
Mercato libero	196.303	188.941	-3,8%	7.700	8.691	12,9%
Domestico	12.565	14.596	16,2%	4.826	5.798	20,1%
Non domestico	183.738	174.345	-5,1%	2.874	2.894	0,7%
MERCATO FINALE	275.582	263.952	-4,2%	35.627	36.625	2,8%

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese⁶⁶ 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.

Nel 2012 le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 69.8 TWh per quasi 28 milioni di punti di prelievo, in riduzione del 5% rispetto al 2011. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 47 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (intorno a 23 milioni). L'88% del mercato domestico di maggior tutela riguarda i clienti residenti; di questi, circa l'87% è rappresentato da clienti con potenza fino a 3 kW. Le percentuali corrispondenti ai punti di prelievo sono, invece, rispettivamente pari al 78% e al 93%. Quasi tutti i consumi domestici⁶⁷ (93,4%) pagano ormai la

⁶⁶ Ai sensi della delibera 27 giugno 2007, n. 156, sono "piccole imprese" i clienti finali diversi dai clienti domestici aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

⁶⁷ I clienti domestici includono: (i) domestici residenti con un consumo fino a 3 KW, (ii) domestici residenti con un consumo oltre 3 kW e (iii) domestici non residenti.

tariffa bioraria obbligatoria, vale a dire quella condizione economica che varia per fascia oraria nella giornata e che a partire dall'1 luglio 2010 viene applicata automaticamente ai clienti dotati di contatore elettronico riprogrammato; una quota esigua, pari all'1,7%, paga la tariffa bioraria volontaria, quella cioè richiesta esplicitamente dai clienti anche prima dell'1 luglio 2010; il restante 5% dei volumi domestici paga ancora la vecchia tariffa monoraria. Il consumo medio del cliente domestico servito nel mercato di maggior tutela è risultato di circa 2.000 kWh all'anno.

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. Gli esercenti il servizio di salvaguardia che sono stati selezionati con la procedura concorsuale per il periodo 2011-2013 sono: Enel Energia, Exergia ed Hera Comm.

Nel 2012 sono stati serviti in regime di salvaguardia poco meno di 113.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio del pro die (ovvero conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti). Complessivamente questi clienti hanno prelevato 5,2 TWh, il 10,7% dell'energia in meno di quanto hanno consumato nel 2011. Il numero di punti di prelievo serviti è però cresciuto rispetto al 2011: l'anno scorso, infatti, erano 107.000. In parte il fenomeno è dovuto a un corretto conteggio dei punti per l'anno 2012 da parte di un esercente della salvaguardia (punti che erroneamente non sono stati conteggiati nel 2011). Tuttavia, il ridursi dei prelievi e l'accrescersi del numero di punti serviti possono essere entrambi letti come segnali della crisi economica in atto. Infatti, è ragionevole pensare che le difficoltà economiche attraversate dai clienti industriali e commerciali abbiano fatto aumentare il numero degli utenti morosi e, per conseguenza, anche quello degli utenti serviti in salvaguardia rispetto al 2011⁶⁸.

La salvaguardia riguarda quasi esclusivamente gli usi industriali e commerciali, che prelevano il 91,6% di tutta l'energia venduta su questo mercato. Per lo più questi clienti sono allacciati in media tensione (61%), ma una quota non trascurabile di essi (28,7%) è connessa in bassa tensione. Il restante 8,4% delle vendite riguarda l'illuminazione pubblica. Data la tipologia di clienti che accede a questo mercato, il prelievo medio è piuttosto elevato, intorno ai 46 MWh.

Per quanto concerne il mercato libero, nel 2012 il numero di società di vendita attive su tale mercato è tornato a crescere, riattivando il trend di costante aumento che si era rilevato nel corso del decennio passato. Parallelamente il volume complessivo di vendita è diminuito rispetto al 2011 di 7,4 TWh. Perciò il volume medio unitario delle vendite è diminuito di quasi 17 punti percentuali: da 966 a 829 GWh, tornando sui livelli del 2010. Il continuo accrescersi del numero di operatori e la riduzione dei volumi di vendita degli ultimi anni, causata soprattutto dalla crisi economica, ha portato il livello medio unitario delle vendite a circa la metà di quello del 2000 (1.580 GWh).

Nella tavola 3.11, i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente; il 34% dei volumi è stato acquisito dai consumatori connessi in bassa tensione, il 48% dai consumatori in media tensione e il 18% dai consumatori in alta e altissima tensione. Inoltre, il 90% circa dei volumi ha interessato i c.d. "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), pari a circa 2,7 milioni di punti di prelievo (31% del totale del mercato libero). Come si è già osservato, la quota dei consumatori domestici è cresciuta nel mercato libero rispetto al 2011, sia in termini di volumi (+16%), sia in termini di punti di prelievo (+20%). Sono invece diminuiti i consumi dell'illuminazione pubblica (-8%) e quelli degli altri usi (-5%).

⁶⁸ Si ricorda che, ai sensi della delibera 5 gennaio 2008, ARG/elt 4/08, quando un cliente finale del mercato libero perdura in una condizione di morosità, il venditore può rescindere il contratto e in tal modo il cliente viene ammesso alla salvaguardia.

Tavola 3.11 Mercato libero per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)		PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)	
	2011	2012	2011	2012
BT	64.258	63.681	7.604	8.598
Domestico	12.565	14.596	4.826	5.798
Illuminazione pubblica	5.161	4.823	212	197
Altri usi	46.533	44.262	2.566	2.603
MT	92.291	91.502	95	93
Illuminazione pubblica	382	275	1	1
Altri usi	91.908	91.227	94	92
AT e AAT	39.754	33.758	1	1
Altri usi	39.754	33.758	1	1
TOTALE	196.303	188.941	7.700	8.691

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tra i **domestici**, la classe più rilevante è quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, che conta per il 24% in termini di numerosità di clienti e per il 28% in termini di prelievi. Il consumo medio che emerge dai dati relativi al mercato libero risulta lievemente superiore di quello dei clienti domestici serviti in maggior tutela (2.500 kWh). Dei quasi 6 milioni di clienti domestici ve ne sono circa 765.000, il 13%, che hanno sottoscritto un contratto dual fuel e che complessivamente acquistano il 12% dell'energia venduta ai domestici sul mercato libero. Questi clienti mostrano un consumo medio di circa 2.300 kWh/anno. La disaggregazione dei clienti per tariffa applicata, disponibile anche per il mercato libero, mostra una netta preferenza per la modalità contrattuale monoraria, che è stata scelta in quasi la metà dei casi (48%). Il 38% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo il 14% quella multioraria.

Per quanto riguarda i clienti **non domestici**, le vendite in termini di volumi risultano concentrate nelle classi di consumo più elevate; lo 0,4% circa della clientela consuma più di 2.000 MWh all'anno, per un totale di 92 TWh (il 52,8% delle vendite complessive nel relativo segmento di mercato), mentre poco più della metà dei clienti consuma meno di 5 MWh all'anno. Tra la clientela non domestica i contratti *dual fuel* non hanno grande diffusione: i contratti sottoscritti sono circa 36.500 sui quasi 3 milioni totali e l'energia acquisita è pari a 2,9 TWh sui 174,3 complessivi.

Analizzando le quote di mercato nel settore della vendita a clienti finali, emerge come il mercato della maggior tutela risulti fortemente concentrato, nonostante al suo interno operino circa 140 esercenti. La società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con una quota di mercato pari all'85,4%; seguono Acea Energia (4,5%), A2A Energia (3,7%) e Iren 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 2012 la quota cumulata dei tre principali operatori (Enel, Edison ed Eni) è stata pari al 34,3%. Il principale operatore è il gruppo Enel, la cui quota di mercato, pari al 20,3%, è tornata lievemente a salire rispetto al 2011 dopo anni in cui si era ridimensionata (19,3% nel 2011 contro il

19% nel 2010 e il 27% nel 2009). Ancora in contrazione, invece, è la quota di Edison, che scende al 9% dall'11,1% del 2011 e dal 13% del 2010.

Nel mercato *retail* complessivo i gruppi societari che nel 2012 hanno raggiunto una quota di mercato superiore al 5% sono 2: Enel (37,9%) ed Edison (6,4%). Seguono il gruppo Acea, con una quota di mercato del 4,3% ed Iren (3,7%) che ha superato Eni (3,6%). I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono il 70% delle vendite complessive. La tavola 3.12 evidenzia il dettaglio per livello di tensione.

Tavola 3.12 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)	1	85%
Bassa tensione (non domestici)	1	55%
Media tensione	5	25%
Alta e altissima tensione	6	13%
TOTALE	2	49%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'anno 2012 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 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 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.

3.2.2.1 Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

In tema di vigilanza sui prezzi di vendita nel mercato al dettaglio si segnala che l'Autorità dispone di due rilevazioni:

- quella effettuata ai sensi della delibera 20 novembre 2008, ARG/elt 167/08, nella quale con cadenza trimestrale vengono rilevati i dati mensili relativi ai prezzi fatturati dai venditori ai clienti domestici e non domestici, distinti in classi di consumo e per tipo di mercato (tutelato e libero);
- quella effettuata nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, nella quale vengono rilevati dati di competenza per l'anno precedente e distinti secondo varie categorie di dettaglio (tipo di mercato, settore e classi di consumo, tipologia di contratto applicata).

Con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11, l'Autorità ha approvato il *Testo integrato del monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale* (TIMR) il quale prevede l'obbligo, per gli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica (con un numero di punti di prelievo serviti superiore a 50.000) di comunicare ogni trimestre all'Autorità i dati relativi ai prezzi medi mensili dell'energia elettrica praticati sul mercato finale, insieme a

numerosi altri indicatori (vedi il paragrafo successivo). Di fatto, nell'ambito del sistema di monitoraggio retail a partire da gennaio 2012 è confluita, limitatamente ai venditori obbligati ai sensi del TIMR, la raccolta dei prezzi medi che veniva effettuata dall'Autorità ai sensi della delibera ARG/elt 167/08.

Per quanto concerne il monitoraggio sull'applicazione dei prezzi biorari, l'art. 6-ter del Testo Integrato vendita ("TIV") prevede che ciascun esercente la maggior tutela comunichi trimestralmente all'Acquirente unico (con riferimento a ciascun mese del trimestre considerato) il corrispettivo PED applicato a ogni cliente servito, distinguendo tra punti di prelievo per i quali è applicato un corrispettivo differenziato per fasce orarie e punti per i quali il corrispettivo applicato risulta monorario. Viene richiesta altresì la comunicazione dei clienti per i quali l'esercente la maggior tutela ha effettuato, prima dell'applicazione di corrispettivi PED differenziati per fasce, la comunicazione dei consumi differenziati per fascia e per mesi o per raggruppamenti di mesi. Tale informazione è stata utilizzata per finalità di controllo da parte dell'Autorità nella fase di prima implementazione dei prezzi biorari ai clienti domestici.

Sulla base dei dati ancora provvisori raccolti dall'Autorità nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2012 il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento di energia elettrica è risultato pari a 113,06 €/MWh. Questo prezzo è stato rilevato chiedendo agli operatori del mercato libero di includere esclusivamente le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento e costi di commercializzazione della vendita. Il dato si riferisce, come già nel 2011, al totale delle offerte del mercato libero e considera tutte le tipologie di clienti servite in bassa tensione.

Per quanto riguarda invece le vendite relative al servizio di maggior tutela, il prezzo medio si è attestato sui 107,93 €/MWh. Questo prezzo è stato rilevato chiedendo agli esercenti il servizio di maggior tutela di includere esclusivamente le componenti relative all'acquisto e al dispacciamento dell'energia elettrica, i costi di commercializzazione della vendita e le componenti di perequazione.

Si confermano quindi anche per il 2012 livelli di prezzo per il mercato libero e tutelato già oggetto, da parte dell'Autorità, di approfondimenti nell'ambito di un'apposita Indagine di cui si dà conto più avanti nel testo. Vale la pena tuttavia rilevare che le offerte sul mercato libero sono articolate e comprendono spesso servizi accessori (per esempio, polizze assicurative o strumenti per l'efficienza energetica) e/o sono caratterizzate da strutture di prezzo, come quelle a prezzo fisso, che comportano meccanismi di aggiornamento dei prezzi relativi all'approvvigionamento diversi da quello della maggior tutela, che avviene con cadenza trimestrale.

Nel 2012 il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento dell'energia elettrica si ripartisce rispettivamente per la clientela domestica e per la clientela non domestica come illustrato nelle tavole 3.13, 3.14, 3.15 e 3.16.

Tavola 3.13 Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero suddivisi per classe di consumo nel 2012^(A) – costo di approvvigionamento

€/MWh

CLASSE DI CONSUMO	TOTALE CLIENTI DOMESTICI		DI CUI CON FORNITURA DUAL FUEL	
	VOLUMI (GWh)	PREZZO ^(B)	VOLUMI (GWh)	PREZZO ^(B)
<1000 kWh	420	157,69	56	121,66
1000-1800 kWh	1.658	119,06	262	100,32
1800-2500 kWh	2.595	116,02	374	100,78
2500-3500 kWh	4.117	113,50	510	100,77
3500-5000 kWh	3.555	112,40	375	101,44
5000-15000 kWh	2.113	110,00	201	99,32
>15000 kWh	137	102,76	10	102,14
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	14.596	114,97	1.788	101,35

(A) Dati provvisori.

(B) Il prezzo è calcolato includendo le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento, costi di commercializzazione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.14 Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero suddivisi per tipo di tariffazione oraria nel 2012^(A) – costo di approvvigionamento

€/MWh

TARIFFAZIONE ORARIA	VOLUMI (GWh)	PREZZO ^(B)
Monoraria	5.588	114,65
Bioraria	7.010	114,30
Multioraria	1.999	118,26
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	14.596	114,97

(A) Dati provvisori.

(B) Il prezzo è calcolato includendo le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento, costi di commercializzazione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.15 Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero suddivisi per livello di tensione nel 2012^(A) – costo di approvvigionamento

€/MWh

LIVELLO DI TENSIONE	TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI		DI CUI CON FORNITURA DUAL FUEL	
	VOLUMI (GWh)	PREZZO ^(B)	VOLUMI (GWh)	PREZZO ^(B)
Bassa tensione	49.085	112,50	811	100,47
Media tensione	91.502	95,10	569	92,15
Alta e altissima tensione	33.758	81,47	35	98,07
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	174.345	97,36	1.415	97,06

(A) Dati provvisori.

(B) Il prezzo è calcolato includendo le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento, costi di commercializzazione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.16 Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero suddivisi per tipo di tariffazione oraria nel 2012^(A) – costo di approvvigionamento

€/MWh

TARIFFAZIONE ORARIA	VOLUMI (GWh)	PREZZO ^(B)
Monoraria	62.790	95,89
Bioraria	19.312	97,28
Multioraria	92.243	98,37
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	174.345	97,36

(C) Dati provvisori.

(D) Il prezzo è calcolato includendo le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento, costi di commercializzazione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Monitoraggio del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Il monitoraggio dei mercati al dettaglio risponde all'esigenza di monitorare l'andamento del mercato retail ed è previsto dal decreto legislativo n. 93/11 (largamente illustrato nell'*Annual Report* dello scorso anno a cui si rimanda). Il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio è finalizzato a consentire all'Autorità l'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, incluso il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, nonché il livello di partecipazione dei clienti finali e il loro grado di soddisfazione.

Come appena visto, con la delibera ARG/com 151/11, l'Autorità ha definito i soggetti obbligati, vale a dire gli esercenti la vendita o le imprese distributrici aventi le caratteristiche necessarie (in termini di numero di punti serviti) tenuti all'invio dei dati di base necessari per il calcolo degli indicatori⁶⁹ da parte dell'Autorità, nonché l'insieme minimo di indicatori di mercato e le relative modalità di calcolo. Inoltre, sono state definite le attività di rilevazione dei dati di base (quali dati raccogliere, con che cadenza e con quali modalità) e le modalità di pubblicazione e aggiornamento degli esiti del monitoraggio della vendita al dettaglio. Il primo Rapporto Annuale verrà pubblicato dall'Autorità entro il 30 luglio 2013 e riguarderà gli indici misurati sull'anno 2012, nonché la relativa analisi circa l'evoluzione delle condizioni di funzionamento dei mercati della vendita al dettaglio, con particolare riferimento al grado di apertura e ai livelli di concorrenzialità e trasparenza, nonché al grado di partecipazione e di soddisfazione dei clienti finali.

Nell'ambito del sistema di monitoraggio *retail* sono confluite, sempre a partire dal mese di gennaio 2012, anche le raccolte che venivano effettuate dall'Autorità relativamente sia all'evoluzione dei regimi di tutela per i clienti finali, definiti secondo quanto previsto dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, e come confermato dal decreto legislativo n. 93/11 (servizio di maggior tutela e servizio di salvaguardia), sia alle informazioni riguardanti il fenomeno della morosità.

⁶⁹ Gli indicatori sono formule sintetiche rappresentative dei fenomeni oggetto di monitoraggio *retail*.

In particolare, l'Autorità pubblica sul proprio sito internet l'evoluzione dei clienti serviti nella maggior tutela sulla base dei dati inviati mensilmente dagli esercenti la maggior tutela. I dati pubblicati, aggregati per trimestre e per zona geografica, riguardano il numero di punti di prelievo serviti nel regime di maggior tutela, i passaggi al mercato libero (per i quali viene indicato anche il dettaglio dei passaggi a società legate all'esercente la maggior tutela) e gli eventuali rientri dal mercato libero al servizio di maggior tutela. Non sono annoverati i cambi di fornitore dei clienti tra gli operatori del mercato libero.

Con riferimento alle informazioni sulla morosità, alcune sintesi circa l'andamento delle sospensioni sono state riportate dall'Autorità nel documento per la consultazione 29 novembre 2012, 511/2012/R/eel, con l'obiettivo di fornire le prime indicazioni circa l'evoluzione di tale fenomeno per i clienti di piccola dimensione. I dati hanno riportato il rapporto percentuale tra il numero di richieste di sospensione presentate dagli esercenti la vendita di energia elettrica che partecipano al monitoraggio dei mercati retail e il numero dei punti di prelievo serviti dai medesimi, distinto per tipologia di cliente finale (domestico, non domestico) e per area geografica, nonché riferiti agli anni 2010, 2011 e al primo semestre dell'anno 2012.

L'analisi dei dati raccolti è essenziale per indagare l'assetto del mercato e il suo funzionamento e per intervenire ove si riscontrino potenziali anomalie nel funzionamento del mercato stesso. In tale ambito, proprio l'analisi dei dati relativi ai prezzi medi praticati ai clienti finali di piccole dimensioni nel mercato libero ha evidenziato come detti prezzi siano stati, nel corso dell'anno 2011, in diversi casi superiori a quelli praticati per i regimi di tutela. Con la delibera 26 luglio 2012, 317/2012/E/com, l'Autorità ha conseguentemente avviato un'indagine conoscitiva sul mercato libero e sulle condizioni di vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni, perseguendo l'obiettivo di verificare l'effettiva esistenza di un più alto livello di prezzi nel mercato libero e di identificarne le cause sottostanti, valutando in particolare se tra le medesime sia inclusa anche quella relativa a un basso livello di consapevolezza dei consumatori.

Infine, per l'anno 2013, l'Autorità ha nuovamente identificato i soggetti obbligati all'invio dei dati oggetto del monitoraggio, pubblicando sul sito internet l'elenco di tali soggetti. Nello specifico, risultano obbligati complessivamente 115 soggetti. Con riferimento al solo settore dell'energia elettrica, risultano obbligati 13 distributori di energia elettrica e 46 venditori di energia elettrica. Di questi ultimi solo quattro sono monofornitura, mentre i rimanenti vendono sia energia elettrica sia gas naturale. Le raccolte dei dati, riferite alle informazioni rilevanti a partire dall'1 gennaio 2013, hanno avuto inizio dal mese di aprile 2013.

In tema di misure adottate per promuovere un'effettiva concorrenza occorre anche menzionare il Sistema informativo integrato (SII) per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, la cui prima fase di attuazione si è avviata e conclusa nel corso del 2012. Basato su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali, il percorso delineato per il suo funzionamento si articola in tre momenti successivi:

- quello iniziale, in cui avviene il popolamento del Registro centrale ufficiale (RCU) del SII e vengono fornite le prime prestazioni da parte del SII, individuate tenendo conto delle esigenze di sviluppo delle fasi successive;
- quello intermedio, in cui il SII rende disponibile progressivamente la maggior parte dei processi, anche se in una configurazione "minima";
- quello finale, in cui il SII fornisce in modo completo tutte le prestazioni previste e i processi vengono gestiti a regime.

Nella primavera del 2012 l'Autorità ha dato attuazione alle attività preparatorie previste nella fase iniziale⁷⁰. In particolare, l'Autorità ha approvato il regolamento di funzionamento del SII e ha:

- individuato i soggetti tenuti ad accreditarsi al SII in qualità di utenti;
- stabilito che le procedure di accreditamento, al fine di consentire l'avvio della fase 1, siano ultimate entro il 31 dicembre 2012;
- definito le modalità di popolamento e aggiornamento dell'RCU. In particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere che il set di dati costituenti l'RCU, al termine della prima fase di popolamento, costituisca il punto di partenza per la successiva gestione, da parte del SII, di tutte le variazioni che riguardano la relazione tra un punto di prelievo, utenti interessati al punto e cliente finale titolare del punto (per esempio, in seguito alla gestione dei processi relativi all'attivazione e disattivazione di punti, switching).

Con il documento per la consultazione 12 novembre 2012, 481/12/R/com, sono stati illustrati dettagliatamente gli orientamenti relativi ai processi che si intendono prioritariamente affidare alla gestione del SII nel corso dell'attuazione della seconda fase. Tra questi sono stati identificati:

- le prestazioni finalizzate alla determinazione e messa a disposizione dei dati rilevanti ai fini del *settlement* mensile (anagrafica ex Testo integrato *settlement* - TIS, coefficienti di ripartizione del prelievo attribuiti a ciascun utente del dispacciamento o CRPU, valori del prelievo residuo di area o PRA e delta PRA), resi attualmente disponibili agli utenti del dispacciamento nell'ambito del tradizionale rapporto bilaterale con le imprese distributrici e con Terna;
- il *pre-check*, ossia l'attività di verifica, da parte di un venditore interessato a chiedere lo *switching* presso un determinato punto di prelievo, dell'abbinamento tra i dati identificativi del punto di prelievo e quelli del cliente finale e dello stato di attivazione del punto.

Con lo stesso documento per la consultazione, l'Autorità ha inoltre proposto di rivedere le modalità di identificazione e di aggiornamento della relazione tra punto di prelievo, contratti funzionali all'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione (trasporto) e dispacciamento, contratti di vendita e cliente finale, anche al fine di consentire, per il tramite del SII, l'esecuzione di nuove prestazioni finalizzate alla gestione commerciale del cliente. Quale primo passo per avviare tale revisione è stato proposto che anche i venditori di energia elettrica ai clienti finali, che non svolgono le attività connesse con il dispacciamento e con il trasporto dell'energia elettrica e per i quali è previsto obbligatoriamente l'accREDITamento, possano registrarsi al SII per l'esecuzione di nuove prestazioni finalizzate alla gestione commerciale del cliente, tra cui il citato *pre-check*.

Con la delibera 1 marzo 2012, 65/2012/R/eel, l'Autorità ha anche approvato direttive in tema di standardizzazione dei flussi informativi inerenti alle misure periodiche dei punti di prelievo, trattati orari e non trattati orari e relative rettifiche, nonché di quelli scambiati in occasione dello *switching*. Nel provvedimento, che ha lo scopo di favorire un'adeguata pianificazione temporale di tutte le fasi necessarie all'adeguamento informatico richiesto e garantire così il buon esito degli scambi, funzionali peraltro alla fatturazione dei servizi, sono state previste tempistiche differenziate di entrata in vigore ovvero:

⁷⁰ Con le delibere 8 marzo 2012, 79/2012/R/com e 5 aprile 2012, 132/2012/R/com.

- l'1 febbraio 2013 per i flussi inerenti alle misure periodiche dei punti di prelievo trattati orari (di cui al comma 18.3 del TIV) e alle connesse rettifiche (di cui al comma 19.1 del TIV), nonché per le relative disposizioni di cui ai punti 1 e 2 della delibera 65/2012/R/eel;
- l'1 marzo 2013 per i flussi inerenti alle misure periodiche dei punti di prelievo non trattati orari (di cui ai commi 18.4 e 18.5 del TIV) e alle connesse rettifiche (di cui al comma 19.1 del TIV), nonché per le relative disposizioni di cui ai punti 1 e 2 della delibera 65/2012/R/eel;
- l'1 aprile 2013 per i flussi rimanenti e per le relative disposizioni di cui al punto 3 della delibera 65/2012/R/eel.

Switching

L'Indagine annuale effettuata presso gli operatori della distribuzione di energia elettrica ha rivolto loro alcune domande anche sullo *switching*, vale a dire sul numero di clienti⁷¹ che ha cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2012⁷².

Sulla base dei dati forniti dai distributori, lo *switching* nel mercato elettrico è stato anche nel 2012 piuttosto vivace e in linea con i valori registrati nell'anno precedente: il tasso complessivo è risultato pari al 26,4%, in termini di volumi distribuiti, e ha coinvolto il 7,6% della clientela (Tavola 3.17). Il 6,4% dei clienti domestici e il 12,1% dei clienti non domestici risultano aver cambiato fornitore. Con riferimento ai volumi prelevati, le corrispondenti percentuali salgono, rispettivamente, all'8,3% e al 31,4%. Tra la clientela non domestica il segmento più dinamico in termini di punti di prelievo è stato quello dei clienti connessi in media tensione.

Tavola 3.17 Tassi di *switching* dei clienti finali nel 2012

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	8,3%	6,4%
Non domestico	31,4%	12,1%
<i>di cui:</i>		
- bassa tensione	23,2%	11,9%
- media tensione	36,4%	27,7%
- alta e altissima tensione	34,3%	17,7%
TOTALE	26,4%	7,6%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati

⁷¹ Per comodità di scrittura nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

⁷² Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato quindi replicato il questionario già proposto negli scorsi anni per la rilevazione dell'attività di *switching*, intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- il *re-switch*: quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo *switch-back* quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza lo *switch* viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non è equivalente a uno *switch*, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale o il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

Reclami e segnalazioni

Dall'1 dicembre 2009 lo Sportello per il consumatore di energia, gestito in collaborazione con la società Acquirente Unico, ha svolto attività materiali, informative e conoscitive, anche preparatorie e strumentali, nell'ambito della valutazione di reclami, istanze e segnalazioni, presentati dai clienti finali e dalle loro associazioni rappresentative⁷³. Questo assetto è stato confermato da quanto disposto dall'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11, in attuazione del quale l'Autorità ha individuato nello Sportello lo strumento attraverso cui assicurare il trattamento efficace dei reclami, compresi quelli dei consumatori-produttori (c.d. prosumers). Tale opzione, che ha comportato l'innovazione delle funzioni e dei compiti dello Sportello alla stregua della nuova normativa europea, è stata considerata preferibile e ampiamente meno onerosa rispetto ad altri strumenti o alla creazione di strutture ex novo.

Nel corso del 2012, l'Autorità ha anche definito due procedure speciali di reclamo che prevedono un ruolo specifico dello Sportello, assegnandogli determinate tempistiche di risposta: si tratta in particolare della procedura di reclamo relativa ai contratti non richiesti⁷⁴ e della procedura di richiesta di informazioni relativa al sistema indennitario⁷⁵. L'Autorità ha quindi dato attuazione al citato art. 44, comma 4, in relazione al trattamento dei reclami e, con successivo provvedimento attuativo, ha approvato il progetto operativo dello Sportello per il triennio 2013-2015⁷⁶. Tale progetto si è reso necessario in relazione al rilevante aumento quantitativo delle attività da svolgere, nonché al fine di perseguire maggiori livelli di qualità nello svolgimento delle attività demandate allo Sportello e di rafforzare le capacità di risoluzione efficace del singolo reclamo e di monitoraggio e segnalazione delle criticità e dei malfunzionamenti del mercato, anche per consentire all'Autorità di innovare la regolazione e approntare interventi di enforcement, così da superare le problematiche emergenti nella valutazione dei reclami.

In conseguenza di ciò è stato approvato un nuovo regolamento di funzionamento dello Sportello⁷⁷, necessario sia per l'innovazione delle funzioni e dei compiti sopra delineati, sia per assicurare la puntualità e l'eshaustività delle risposte degli esercenti alle richieste dello Sportello, indispensabili per il trattamento efficace dei reclami; ciò superando situazioni di ritardo nella risposta, occorse nei precedenti anni, che avevano comportato un'intensa attività di sollecito da parte dell'Autorità e, in alcuni casi, l'adozione di provvedimenti di diffida da parte dell'Autorità stessa.

Anche con la nuova procedura, il reclamo del cliente, prima di essere presentato allo Sportello, deve essere preventivamente inviato all'esercente. Al fine di superare le criticità connesse con il trattamento di reclami irregolari o incompleti, sono state previste più puntuali definizioni di "reclamo", "reclamo irregolare" e "reclamo incompleto", tenendo altresì conto della regolazione nel frattempo intervenuta in tema di tempistiche di risposta ai reclami da parte di venditori e distributori⁷⁸.

Il numero di "pratiche" (reclami, richieste di informazioni e segnalazioni), ricevute dallo Sportello nel corso del 2012, ammonta a 35.984 (81% inviate da clienti domestici e 19% da clienti non domestici), con un decremento di circa il 6% rispetto all'anno 2011. Tale decremento ha

⁷³ Secondo quanto previsto dalla delibera 14 maggio 2008, GOP 28/08.

⁷⁴ Di cui alla parte III dell'Allegato A alla delibera 19 aprile 2012, 153/2012/R/com.

⁷⁵ Di cui alla delibera 22 marzo 2012, 99/2012/R/eel.

⁷⁶ Con la delibera 26 luglio 2012, 323/2012/E/com.

⁷⁷ Il procedimento per l'adozione del nuovo regolamento è stato avviato con la delibera 4 ottobre 2012, 399/2012/E/com. Dopo la relativa consultazione (documento per la consultazione 8 novembre 2012, 463/2012/E/com), il regolamento è stato approvato con la delibera 20 dicembre 2012, 548/2012/E/com.

⁷⁸ Attraverso il TIQV, Testo integrato della qualità dei servizi elettrici - TIQE, Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 - RQDG.

interessato in maniera considerevole le pratiche relative al bonus (-51,8%), che si sono sostanzialmente dimezzate in tutti gli specifici settori, anche per effetto di interventi di affinamento della regolazione in materia.

Di seguito viene analizzata l'attività di gestione, da parte dello Sportello per il consumatore di energia, dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni in relazione ai quali non sussistono i presupposti per la trasmissione all'Autorità. Infatti, secondo quanto previsto dal regolamento, lo Sportello per il consumatore di energia svolge le attività di trattamento dei reclami richiedendo agli esercenti le necessarie informazioni e fornendo ai clienti, alle loro associazioni rappresentative e agli esercenti, le indicazioni necessarie per la soluzione delle problematiche segnalate. Lo Sportello trasmette quindi all'Autorità solo reclami compiutamente istruiti, che devono essere oggetto di valutazione da parte dell'Autorità stessa.

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2012 e il 31 dicembre 2012, il totale delle comunicazioni relative al settore elettrico sono state 19.993, pari al 55% del totale. Si rileva un aumento rispetto al 2011, quando le medesime comunicazioni erano pari al 47,2% del totale. Mutamenti molto lievi hanno riguardato le proporzioni tra i reclami (94,16%), le richieste di informazioni (5,78%) e le segnalazioni (0,06%). Per quanto riguarda le segnalazioni, il loro numero, anche in termini numerici e non solo percentuali, è comunque estremamente esiguo.

Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2012 sono i seguenti: fatturazione 5.894 (29%), mercato 3.584 (18%), bonus 2.484 (12%), contratti 3.476 (17%), qualità tecnica 2.204 (11%), allacciamenti e lavori 954 (5%).

Tavola 3.18 Argomenti delle comunicazione ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

Anno 2012

ARGOMENTI	NUMERO	%
Fatturazione	5.894	29%
Mercato	3.584	18%
Bonus	2.484	12%
Contratti	3.476	17%
Allacciamenti/Lavori	954	5%
Prezzi e tariffe	554	3%
Qualità tecnica	2.204	11%
Misura	439	2%
Qualità commerciale	194	1%
Non competenza	206	1%
TOTALE CLASSIFICATI	19.989	100%
Non classificati	12	-
TOTALE	20.001	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dello Sportello per il consumatore di energia.

Rispetto all'anno 2011, si nota in particolare l'aumento delle comunicazioni relative alla fatturazione e la forte diminuzione di quelle relative al bonus, nonché un apprezzabile aumento degli argomenti contratti e qualità tecnica, mentre resta sostanzialmente immutato l'argomento mercato. Le comunicazioni in merito alle fatturazioni riguardano principalmente i problemi relativi alla corretta quantificazione dei consumi, alla periodicità di fatturazione e ai conguagli; quelle relative all'argomento mercato afferiscono invece soprattutto alle problematiche relative

all'effettivo rispetto del Codice di condotta commerciale approvato dall'Autorità, alla doppia fatturazione e alla regolarità dei cambi di fornitore. Nella tematica mercato sono compresi anche, a partire dall'1 giugno 2012, i reclami gestiti secondo la procedura speciale per i contratti non richiesti. Per quel che riguarda le comunicazioni in materia di bonus elettrico, esse si sono concentrate sulla mancata erogazione del bonus, su problematiche relative alla validazione della domanda da parte del distributore, sulle modalità di presentazione delle domande presso i Comuni, i centri di assistenza fiscale o altri istituti eventualmente designati dai Comuni e sul respingimento della domanda per non coincidenza dei dati. Per quanto attiene alle comunicazioni relative ai contratti, le principali problematiche manifestatesi hanno riguardato il recesso e la cessazione della fornitura, le volture e la morosità, comprese le richieste di informazioni relative al corrispettivo di morosità nell'ambito del sistema indennitario. Infine, con riferimento alla tematica della qualità tecnica, le comunicazioni ricevute hanno riguardato principalmente le interruzioni (soprattutto correlate agli eventi atmosferici di febbraio 2012) e la qualità della tensione (comprese le microinterruzioni, c.d. "buchi di tensione").

3.2.2.2 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza

Prezzi finali di vendita

Con segnalazione 410/2012/I/COM dell'11 ottobre 2012 l'Autorità ha evidenziato le attuali criticità dei mercati dell'energia elettrica e del gas e avanzato proposte per lo sviluppo concorrenziale dei mercati e per la tutela dei consumatori. Tra le misure a tutela del consumatore, si ricorda, tra le altre cose, la disposizione di cui all'art. 35 del decreto legislativo n. 93/11, di attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE, che ha confermato la possibilità di definire, per un periodo transitorio, appositi strumenti di tutela di prezzo nei confronti dei clienti di piccole dimensioni al fine di garantire ai clienti civili e alle piccole imprese il diritto ad una fornitura di energia elettrica e gas continua e a prezzi ragionevoli.

Le modalità di definizione delle componenti relative alle fasi liberalizzate della filiera elettrica dei prezzi per i clienti oggetto di tutela (vale a dire delle componenti a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione), sono tali da non distorcere le dinamiche di mercato. I prezzi inerenti all'approvvigionamento sono infatti attualmente determinati sulla base dei prezzi registrati nel mercato all'ingrosso attraverso operazioni di mero calcolo senza particolari discrezionalità e, conseguentemente, senza alcuna distorsione rispetto alle dinamiche di mercato. Per quanto riguarda, invece, la parte relativa ai costi di commercializzazione, non esistendo un valore di mercato cui agganciarne la determinazione, viene seguito un criterio di aderenza ai costi di un ipotetico nuovo operatore entrante nel segmento della vendita di energia elettrica ai clienti di piccola dimensione.

Con riferimento al regime di tutela di prezzo sopra citato, l'Autorità ha rilevato, in seno alla segnalazione 410/2012/I/COM, che la determinazione delle condizioni economiche di fornitura si rende ancora necessaria al fine di mantenere i prezzi delle forniture di elettricità e gas al consumatore finale a un livello ragionevole, tenendo conto delle condizioni dei mercati ancora caratterizzati da insufficienti dinamiche concorrenziali. Tali misure sono tuttavia di natura transitoria, avendo le stesse un carattere dinamico ed evolutivo, ispirato a criteri di gradualità e progressività, in attesa del definitivo superamento delle condizioni di contesto che ne giustificano

l'adozione. L'intervento del regolatore a tutela dei clienti di piccola dimensione dovrà quindi evolversi verso una situazione in cui le forme di tutela di prezzo non risultino più necessarie, sia perché risulta aumentata la conoscenza del mercato da parte del cliente che dovrebbe assumere un ruolo sempre più attivo e consapevole, sia per un adeguato sviluppo della concorrenza e per la presenza di mercati pienamente funzionanti.

In quest'ottica, il monitoraggio continuo delle dinamiche di mercato effettuato periodicamente dall'Autorità come previsto dal TIMR (cfr. paragrafo 3.2.2.1) consentiranno di acquisire gli elementi utili per una progressiva revisione degli attuali assetti in base alla continua apertura del mercato al dettaglio per definire ulteriori interventi volti a stimolare la concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio (vedi anche infra, 5.1)..

Svolgimento di indagini, ispezioni e imposizione di misure per la promozione effettiva della concorrenza

Le competenze e poteri del regolatore in quest'ambito sono stati illustrati nella tavola 3.3.

In riferimento all'attività svolta 2012 e al settore elettrico l'Autorità ha effettuato tre indagini conoscitive e svolto, come di consueto, un intenso programma di vigilanza e controlli tramite ispezioni presso le imprese e richieste di informazioni.

Nel mese di luglio 2012 l'Autorità, nell'ambito della sua funzione di monitoraggio, ha riscontrato, con riferimento alla zona Sardegna nei primi mesi del 2012, una pressoché regolare e consistente differenza positiva tra l'energia programmata in prelievo, in esito al mercato del giorno prima, dall'insieme degli utenti del dispacciamento in prelievo (UDD in prelievo) e l'energia misurata in prelievo afferente ai medesimi utenti. Tale differenza ha rappresentato un sistematico sbilanciamento che appare difficilmente ascrivibile a inevitabili errori nella programmazione dei consumi. Nel corso dello stesso mese è emerso inoltre che il prezzo dello sbilanciamento applicato alle unità di consumo era determinato da Terna, considerando anche i prezzi e le quantità relative all'utilizzo della riserva secondaria, la cui entità dipende, al limite, solo parzialmente dalla dimensione e dal segno dello sbilanciamento aggregato del sistema elettrico in una data zona.

Sulla base di questi riscontri, con la delibera 2 agosto 2012, 342/2012/R/eel, l'Autorità ha deciso di avviare un'**istruttoria conoscitiva finalizzata all'accertamento di eventuali condotte speculative** messe in atto da parte di uno o più utenti del dispacciamento in prelievo, atte a trarre vantaggio dalle modalità di determinazione dei prezzi di sbilanciamento. Con la medesima delibera l'Autorità è intervenuta con misure urgenti volte a prevenire simili condotte e a mitigarne gli effetti sugli oneri di sistema e ha disposto, in particolare, l'esclusione, delle quantità e dei relativi prezzi afferenti l'utilizzo della riserva secondaria, dal meccanismo di determinazione dei prezzi di sbilanciamento. Per quanto concerne la disciplina degli sbilanciamenti effettivi, l'Autorità sta predisponendo una serie di provvedimenti finalizzati ad affinare la regolazione vigente. La natura e l'entità dei vincoli tecnici che caratterizzano il sistema elettrico sardo e le verosimili ripercussioni che tali vincoli potrebbero avere tanto sull'esercizio in condizioni di sicurezza del medesimo, quanto sul corretto svolgimento del mercato elettrico a pronti (MGP, MI e MSD), saranno, invece, oggetto di uno specifico approfondimento nell'ambito della più ampia istruttoria conoscitiva avviata dall'Autorità con la delibera 4 ottobre 2012, 401/2012/R/eel. Tale istruttoria, attualmente in fase di svolgimento, sarà completata nel corso della seconda metà del 2013.

Nell'ambito di un'analisi sull'assetto del mercato libero e sul suo funzionamento, è emerso che i prezzi praticati in tale mercato ai clienti di piccole dimensioni, nel corso dell'anno 2011, sono stati

in diversi casi superiori a quelli praticati per i regimi di tutela. Con la delibera 26 luglio 2012, 317/2012/E/com, l'Autorità ha conseguentemente avviato un'**indagine conoscitiva sul mercato libero e sulle condizioni di vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di minori dimensioni**, perseguendo l'obiettivo di verificare l'effettiva esistenza di un più alto livello di prezzi nel mercato libero e di identificarne le cause sottostanti, valutando, in particolare, se tra le medesime sia inclusa anche quella relativa a un basso livello di consapevolezza dei consumatori.

Con la delibera 7 giugno 2012, 240/2012/E/efr, l'Autorità ha avviato un'**istruttoria conoscitiva in materia di determinazione dei consumi per i servizi ausiliari di centrale nella produzione di energia elettrica**. L'istruttoria si colloca nell'ambito delle attività dell'Autorità che, attraverso l'approfondimento e la verifica dell'esperienza applicativa della regolazione, sono finalizzate al continuo miglioramento delle regole, in termini di completamento, di semplificazione e di efficacia.

L'istruttoria si è resa necessaria al fine di approfondire la definizione dei c.d. "servizi ausiliari di generazione", cioè l'energia elettrica consumata dalle apparecchiature ausiliarie al funzionamento di una centrale di produzione. Tali consumi assumono rilevanza per svariate finalità tecnico-amministrative, tra cui quelle relative ai meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, che prevedono l'erogazione dell'incentivo sulla produzione netta. L'istruttoria aveva quindi l'obiettivo principale di individuare le caratteristiche tecniche e impiantistiche dei servizi ausiliari delle prevalenti tipologie di impianto di produzione di energia elettrica, anche al fine di predisporre successivi interventi di competenza dell'Autorità.

L'istruttoria si è svolta attraverso:

- incontri e colloqui con le imprese e le associazioni del settore, nonché mediante l'acquisizione di documenti e memorie scritte;
- lo svolgimento di un'audizione comune cui hanno partecipato 33 imprese e 12 associazioni;
- richieste di informazioni al Gestore dei servizi energetici (GSE).

L'istruttoria, avviata nel mese di giugno 2012, si è conclusa nel mese di ottobre 2012 con l'approvazione del resoconto dell'attività svolta (delibera 25 ottobre 2012, 442/2012/E/efr). Le informazioni acquisite con l'istruttoria conoscitiva sono servite come base del procedimento che ha portato l'Autorità a individuare i criteri di determinazione dei servizi ausiliari nell'ambito dei nuovi sistemi di incentivazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, previsti dai decreti ministeriali 5 e 6 luglio 2012 (delibera 7 febbraio 2013, 47/2013/R/efr).

Nel corso del 2012 l'Autorità ha svolto anche un'intensa attività di vigilanza e controllo orientata alla verifica delle condizioni di erogazione dei servizi di pubblica utilità (qualità del servizio, sicurezza, libero accesso alle reti, mercati, tariffe, integrazioni tariffarie, incentivi alla produzione ecc.) e alla determinazione dei vantaggi, nonché dei miglioramenti, dei servizi erogati ai clienti e ai consumatori finali. In esito alle attività ispettive, l'Autorità può sia adottare provvedimenti di tipo prescrittivo (ordini di cessazione dei comportamenti lesivi dell'utenza, intimazioni ad adempiere) e sanzionatorio, oppure impegni ripristinatori nei casi in cui siano state accertate inadempienze o violazioni della normativa, sia stabilire il recupero amministrativo degli importi indebitamente percepiti.

Delle 130 ispezioni e richieste di informazioni condotte dall'Autorità nel 2012 (in collaborazione con altre istituzioni e la Guardia di Finanza) nell'ambito delle proprie attività di vigilanza e monitoraggio sull'applicazione della regolazione energetica, 52 hanno riguardato il settore

elettrico. La regolazione della qualità del servizio e gli incentivi per la produzione da energie rinnovabili hanno rappresentato i principali ambiti di intervento.

Le verifiche ispettive effettuate in materia di impianti di produzione elettrica incentivati ammontano, a partire dal 2005 e fino al 31 marzo 2013, a 218 impianti, per una potenza installata complessiva di circa 15.600 MW. In esito a tali verifiche, a partire dal 2005, sono state avviate azioni di recupero amministrativo di incentivazioni indebitamente percepite per circa 282 milioni di euro. Di questi, 142,3 milioni di euro sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti e portati a riduzione delle bollette (conto A₃), inclusi 32 milioni di euro per i quali è ancora pendente, il giudizio presso il Consiglio di Stato. I recuperi amministrativi operati, essendo relativi a maggiori oneri posti a carico del sistema elettrico e indebitamente percepiti, vanno a riduzione delle bollette elettriche e contribuiscono a ridurre il fabbisogno, attuale e prospettico (nel senso che producono effetti anche su periodi successivi a quelli oggetto di accertamento), dell'onere generale di sistema più rilevante oggi gravante sulla bolletta elettrica (componente tariffaria A₃).

Nel corso del 2012 sono stati altresì avviati controlli in un nuovo segmento d'indagine, in materia di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione fotovoltaici, al fine di verificare la corretta applicazione delle regole per la connessione con la rete (Testo integrato delle connessioni attive - TICA), con particolare riguardo alle disposizioni relative all'entrata in esercizio.

3.3 Sicurezza delle forniture

3.3.1 Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica

Il monitoraggio del bilancio fra domanda e offerta di energia elettrica non rientra fra le competenze dell'Autorità: ai sensi dell'art. 1 del decreto legislativo n. 93/11 tale competenza è attribuita al Ministero per lo sviluppo economico (MSE).

3.3.2 Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione in riferimento alla sicurezza delle forniture

Ai sensi del decreto legislativo n. 93/11 le seguenti funzioni in materia di monitoraggio degli investimenti di capacità sono state attribuite al MSE:

- sicurezza operative delle reti (art. 7 direttiva 89/2005/CE);
- investimenti nelle capacità di interconnessione nei prossimi 5 anni o più (art. 7 direttiva 89/2005/CE);
- domanda e fornitura prevista per i prossimi 5 anni e 1-15 anni (art. 7 direttiva 89/2005/CE).

Meccanismo di *capacity payment*

In materia di investimenti in capacità di generazione, come si è scritto nel Rapporto dello scorso anno, con la delibera ARG/elt 98/11⁷⁹, l'Autorità ha fissato i criteri e le condizioni per la disciplina del mercato della capacità di generazione (c.d. *capacity payment*) mirati a incrementare il livello di coordinamento delle scelte di investimento dei diversi operatori (Terna e le imprese di generazione), riducendo il rischio di coordinamento e allo stesso tempo aumentando la concorrenza.

Tali disposizioni prevedono che Terna acquisti dalle imprese di generazione opzioni fisicamente garantite (*physically backed call options*) per le quantità richieste dal sistema ogni anno in modo tale da proteggere i consumatori dai rischi dei picchi di prezzo derivanti da capacità insufficienti. Tali opzioni verranno scambiate tramite aste su un mercato delle capacità e saranno caratterizzate da:

- prezzi unitari dell'energia commisurati ai costi variabili di un nuovo impianto di picco;
- pagamento di un premio di prezzo determinato dal mercato delle capacità e dagli obblighi di restituire le differenze positive fra i prezzi di riferimento (i.e. i prezzi spot di borsa) e i prezzi operativi.

Per poter dare accesso alle aste di capacità anche agli impianti progettati o in costruzione le opzioni di capacità scambiabili devono avere un orizzonte di consegna di 3 anni e un orizzonte di pianificazione almeno di 4. La delibera ARG/elt 98/11 prevedeva che Terna definisse una proposta di sistema di *capacity payment* da sottoporre al Ministero dello sviluppo economico entro la

⁷⁹ Delibera del 21 luglio 2011.

seconda metà del 2012 a valle di una revisione, da parte dell'Autorità, e di una consultazione pubblica con i soggetti interessati.

Nel mese di settembre 2012, Terna ha trasmesso lo schema di disciplina all'Autorità che, con delibera 482/2012/R/eel⁸⁰, ne ha verificato positivamente la conformità ai criteri e alle condizioni fissati dalla delibera ARG/elt 98/11. A partire dal 23 novembre 2012 lo schema è stato sottoposto alla consultazione pubblica, che si è chiusa il 15 febbraio 2013. L'Autorità è in procinto di ricevere da Terna lo schema di disciplina, come eventualmente modificato e integrato in esito alla predetta consultazione, per verificarne la conformità ai criteri e alle condizioni fissati dalla delibera ARG/elt 98/11. È plausibile che l'iter procedurale appena descritto si possa concludere nella seconda metà del 2013, con l'emanazione, da parte del Ministero dello sviluppo economico del decreto, indispensabile per l'introduzione del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica.

Disciplina delle offerte e determinazione dei maggiori oneri per gli impianti di produzione elettrica essenziali in caso di emergenza gas

Nel febbraio 2012, in seguito all'avvio della procedura di emergenza gas e alla luce dell'atto di indirizzo emanato dal Ministro dello sviluppo economico finalizzato a ridurre il consumo di gas nel settore termoelettrico per garantire la sicurezza delle forniture alle famiglie e alle imprese, l'Autorità ha adottato d'urgenza la delibera 31/2012/R/eel⁸¹, con la quale sono state definite le modalità per la presentazione delle offerte sul mercato elettrico degli utenti del dispacciamento, con riferimento agli impianti termoelettrici oggetto delle misure emergenziali. Con la stessa delibera è stato anche avviato un procedimento volto a stabilire i criteri per la determinazione dei corrispettivi per reintegrare gli eventuali maggiori oneri sostenuti per il funzionamento di questi impianti.

Con la delibera 439/2012/R/eel⁸² (adottata a valle della consueta fase di consultazione) l'Autorità ha poi delineato la metodologia per il calcolo dei corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori oneri sostenuti per gli impianti interessati, soffermandosi soprattutto sui profili connessi con la definizione di costo variabile riconosciuto, rilevante per la valorizzazione delle offerte accettate sul mercato dei servizi di dispacciamento da parte di Terna, nonché sulle modalità per il riconoscimento del corrispettivo di remunerazione.

Successivamente è stato approvato il decreto legge n. 83/12, convertito con modificazioni dalla legge 7 agosto 2012, n. 134. Con lo scopo di ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico nelle situazioni di emergenza gas, nonché di garantire la sicurezza delle forniture di energia elettrica a famiglie e imprese, tale decreto prevede che entro il 31 luglio di ogni anno (entro il 30 settembre 2012 in sede di prima applicazione), il Ministro dello sviluppo economico, sulla base degli elementi evidenziati dal Comitato per l'emergenza gas e da Terna, individui con proprio decreto:

- le esigenze di potenza produttiva, alimentabile con olio combustibile e con altri combustibili diversi dal gas naturale, delle quali garantire la disponibilità;

⁸⁰ Delibera del 15 novembre 2012.

⁸¹ Delibera del 7 febbraio 2012.

⁸² Delibera del 25 ottobre 2012.

- le procedure atte a identificare gli specifici impianti di produzione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW, destinati a far fronte a emergenze nel successivo anno termico.

Il decreto legge n. 83/12 prevede inoltre che i gestori dei suddetti impianti ne garantiscano la disponibilità per il periodo intercorrente dall'1 gennaio al 31 marzo di ciascun anno termico, e che tali impianti possano essere chiamati in esercizio in via di urgenza, nell'arco del predetto periodo, solo per il tempo necessario al superamento della situazione di emergenza gas.

Il decreto legge n. 83/12 stabilisce infine che l'Autorità definisca le modalità per il dispacciamento dei suddetti impianti, nonché le modalità per il riconoscimento dei costi sostenuti per i medesimi in ciascun anno termico, quali oneri generali per la sicurezza del sistema del gas naturale, in analogia con quanto previsto per la reintegrazione dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 23 novembre 2012 ha fissato, per l'anno termico 2012-2013, in 18 milioni di m³/giorno, il contributo di contenimento dei consumi di gas naturale da parte del settore termoelettrico nelle situazioni di emergenza gas, precisando che ciò si traduce in un fabbisogno di potenza elettrica netta, alimentabile con olio combustibile e con altri combustibili diversi dal gas naturale, pari a 4.470 MW.

Il suddetto decreto disciplina altresì le procedure atte a identificare gli specifici impianti di produzione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW, destinati a far fronte alle eventuali emergenze gas. Sulla base delle predette procedure, Terna definisce la lista delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas da sottoporre all'approvazione del Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità.

Con il provvedimento 28 dicembre 2012, 584/2012/l/eel, l'Autorità ha espresso al Ministro dello sviluppo economico parere positivo sulla lista di unità essenziali per la sicurezza del sistema gas trasmessa da Terna e rettificata dallo stesso ministero. La lista è composta esclusivamente da unità di produzione nella titolarità della società Enel Produzione, che possono essere esercite con deroghe ai limiti stabiliti in sede di Autorizzazione integrata ambientale (AIA) e che garantiscono, nell'insieme, la disponibilità di una potenza elettrica netta di 4.430 MW. Contestualmente, l'Autorità ha approvato una disciplina di prima attuazione sia delle modalità per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta dalle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas, sia delle modalità per il riconoscimento dei costi sostenuti per le medesime per il periodo 1 gennaio – 31 luglio 2013 (Allegato A al parere 584/2012/l/eel)⁸³.

La disciplina approvata dall'Autorità prevede che, qualora il Ministero dello sviluppo economico dichiari l'emergenza gas, le unità essenziali per la sicurezza del sistema gas siano offerte dai rispettivi utenti del dispacciamento:

- in vendita sul Mercato del giorno prima a un prezzo pari al corrispettivo variabile;
- in vendita sul Mercato infragiornaliero a un prezzo pari al corrispettivo variabile;
- in vendita e in acquisto sul Mercato per il servizio di dispacciamento a un prezzo pari al corrispettivo variabile.

⁸³ Con il provvedimento 5/2013/l/eel, l'Autorità ha espresso al Ministero dello sviluppo economico parere positivo sull'integrazione della lista delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas effettuata dal Ministero dello sviluppo economico, e ha modificato la disciplina delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas (Allegato A al parere 584/2012/l/eel), conformemente ai chiarimenti ricevuti dal Ministero dello sviluppo economico.

Il costo fisso riconosciuto a ciascuna unità essenziale per la sicurezza del sistema gas è determinato in proporzione ai mesi in cui l'unità è resa disponibile nell'arco dell'anno, in misura pari al minor valore fra il corrispettivo fisso offerto nelle procedure di selezione e il costo fisso accertato dall'Autorità, secondo i medesimi criteri di cui all'art. 65 della delibera 9 giugno 2006, n. 111. Il costo variabile riconosciuto a ciascuna unità essenziale per la sicurezza del sistema gas è determinato in misura pari al minor valore fra il corrispettivo variabile offerto nelle procedure di selezione e il costo variabile accertato dall'Autorità secondo i medesimi criteri di cui all'art. 65 della delibera n. 111/06.

Fatta salva la vigente disciplina in materia di corrispettivi di sbilanciamento effettivo nel mercato elettrico, in ogni periodo rilevante del mercato elettrico incluso nel periodo di emergenza gas, l'utente del dispacciamento di un'unità essenziale per la sicurezza del sistema gas è tenuto a versare a Terna una penale non superiore al costo fisso riconosciuto e pari al prodotto fra:

- il prezzo di sbilanciamento gas espresso in €/MWh e diviso per il rendimento di un'unità termoelettrica turbogas a ciclo combinato assunto pari al 53%;
- la potenza indisponibile misurata come l'eventuale differenza positiva fra la potenza contrattualizzata e la potenza massima erogabile, risultante dal Registro delle unità di produzione dinamico.

3.3.3 Misure per coprire picchi di domanda o carenze dell'offerta

Le misure per far fronte ai picchi della domanda e alle carenze delle forniture di uno o più fornitori non rientrano fra le competenze dell'Autorità: ai sensi dell'art. 1 del decreto legislativo n. 93/11 tale competenza è attribuita al Ministero per lo sviluppo economico.

4 IL MERCATO DEL GAS NATURALE

4.1 Regolamentazione delle infrastrutture

4.1.1 Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

La disciplina dell'*unbundling* funzionale e contabile nel settore del gas naturale è sostanzialmente identica a quella sviluppata per il settore elettrico, trattata al punto 3.1.1.

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

A seguito del parere formulato dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, con le delibere 18 maggio 2012, 191/2012/E/gas, relativa alla certificazione preliminare e 4 ottobre 2012, 403/2012/R/gas, sulla certificazione finale, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha concluso la procedura di certificazione nei confronti della società Snam Rete Gas quale gestore del sistema di trasporto indipendente del gas naturale. La procedura è stata finalizzata alla verifica del rispetto degli adempimenti da parte dell'impresa maggiore di trasporto del gas naturale previsti dal modello di gestore di trasporto indipendente (*independent transmission operator*), nell'ambito di un'impresa verticalmente integrata, ai sensi del Capo IV della direttiva 2009/73/CE e del relativo decreto legislativo di recepimento 1 giugno 2011, n. 93.

Tali disposizioni prevedono, tra l'altro, che il gestore adotti misure tali da assicurare:

- lo svolgimento di tutti i compiti previsti nella gestione della rete dalla citata direttiva;
- la disponibilità di tutte le risorse funzionali alla gestione e allo sviluppo della rete. In tal senso, assume particolare rilievo il divieto di stipulare contratti di servizio con l'impresa verticalmente integrata e con le altre società da questa controllate; pertanto, i contratti di approvvigionamento di beni e servizi devono essere assegnati tramite procedure di gara trasparenti che prevedano l'esclusione dell'impresa verticalmente integrata e delle altre imprese del gruppo societario di appartenenza di quest'ultima;
- l'indipendenza delle regole di *governance* e di organizzazione aziendale dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate;
- l'indipendenza della politica di comunicazione e del marchio del gestore dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate;
- il rispetto di precisi requisiti di indipendenza da parte degli amministratori, dei responsabili della gestione e del personale del gestore;
- la capacità di predisporre un programma di adempimenti che contenga le misure adottate dal gestore per garantire una gestione non discriminatoria della rete, nonché il piano pluriennale di sviluppo della rete.

4.1.2 Regolamentazione tecnica

Servizio di bilanciamento

Il bilanciamento di merito economico definito dalla delibera ARG/gas 45/11⁸⁴, prevede un sistema semplificato che, in linea con l'attuale gestione del bilanciamento fisico, si basa sull'utilizzo delle risorse di stoccaggio. Pertanto, le risorse approvvigionate dal responsabile del bilanciamento nell'ambito della sessione di mercato appositamente gestita dal Gestore dei mercati energetici (GME) sono costituite da variazioni (aumenti o diminuzioni) dei prelievi/immissioni dagli stoccaggi.

Un tale sistema ha, peraltro, un limite nelle capacità di stoccaggio, soprattutto nelle capacità di iniezione e di erogazione, complessivamente disponibili, che in talune situazioni potrebbero risultare insufficienti o comunque inadeguate al mantenimento delle condizioni di equilibrio della rete. In tali circostanze, la delibera ARG/gas 45/11 ha previsto l'applicazione di un corrispettivo di sbilanciamento determinato amministrativamente e teso a riflettere il valore del gas nella situazione di estrema criticità del sistema.

In tale ambito, le delibere 32/2012/R/gas⁸⁵ e 289/2012/R/gas⁸⁶ hanno introdotto ulteriori misure volte a perseguire una maggiore efficienza nella gestione dei casi in cui la capacità di erogazione o iniezione dello stoccaggio possa risultare insufficiente alle esigenze di bilanciamento del sistema, circostanze che, tipicamente, potrebbero verificarsi rispettivamente nel periodo invernale e nel periodo estivo. I provvedimenti dunque prevedono:

- ulteriori obblighi informativi da parte del responsabile del bilanciamento, finalizzati a informare gli utenti circa l'approssimarsi di situazioni critiche o di emergenza;
- la massimizzazione degli incentivi per gli utenti a mantenere bilanciato il proprio portafoglio, fissando amministrativamente il prezzo di sbilanciamento a 23 €/GJ (nella fase di erogazione) e a 0 €/GJ (nella fase di iniezione) nei giorni in cui le capacità complessive di erogazione o iniezione risultino insufficienti o inadeguate per l'equilibrio giornaliero del sistema;
- la valorizzazione della capacità di erogazione o iniezione non utilizzata dagli utenti ma utilizzata dal responsabile del bilanciamento per bilanciare il sistema, riconoscendo su tale capacità il differenziale fra il costo di approvvigionamento presso la piattaforma e i corrispettivi di sbilanciamento agli utenti.

Nel corso del 2012 l'Autorità ha inoltre promosso misure per la progressiva introduzione di strumenti di mercato per l'attivazione di ulteriori risorse funzionali al bilanciamento del sistema.

Lo scambio di gas a condizioni di mercato tra operatori e, per quanto strettamente necessario, anche tra operatori e responsabile del bilanciamento consente infatti di gestire in modo efficiente possibili casi in cui le capacità di stoccaggio disponibili per il bilanciamento risultino limitate o insufficienti per consentire l'esecuzione dei programmi di trasporto (nomine) presentati dagli utenti. In un mercato efficiente, le tensioni sul sistema si riflettono in tensioni sui prezzi, cosicché è il mercato stesso a porre in atto le necessarie azioni correttive. In quest'ottica, la delibera 538/2012/R/gas⁸⁷ (in linea con gli orientamenti precedentemente prospettati nel documento per la consultazione 113/2012/R/gas⁸⁸), stabilisce che il GME proceda alla definizione di una proposta

⁸⁴ Delibera del 14 aprile 2011.

⁸⁵ Delibera del 7 febbraio 2012.

⁸⁶ Delibera del 12 luglio 2012.

⁸⁷ Delibera del 13 dicembre 2012.

⁸⁸ Atto del 30 marzo 2012.

di implementazione del regolamento della piattaforma per il bilanciamento, prevedendo una sessione di mercato in cui Snam Rete Gas possa intervenire nel caso in cui ritenga, sulla base dei programmi di trasporto presentati dagli utenti, che le capacità di stoccaggio risultino insufficienti a bilanciare il sistema. Ciò è finalizzato all'esigenza di reperire al prezzo più efficiente le risorse per bilanciare la rete, anche nelle situazioni in cui essa si trovi prossima al limite di sicurezza. Gli operatori, infatti, se ricevono le richieste con adeguato anticipo (in genere il giorno precedente a quello di flusso), sono in grado di offrire la propria disponibilità ad aumentare o a diminuire i flussi di gas nei punti di interconnessione con i gasdotti esteri o nei punti di immissione dai terminali di rigassificazione. Inoltre, come già rilevato, anche il responsabile del bilanciamento può inserire offerte in detto mercato nel caso che, sulla base dei prelievi attesi dalla rete, ritenga che ciò sia necessario per il bilanciamento della rete, ossia nei casi in cui preveda che lo stoccaggio sia una risorsa scarsa ovvero insufficiente a far fronte ai fabbisogni del giorno gas successivo.

Pertanto, le disposizioni del provvedimento consentono al responsabile del bilanciamento di attivare, sulla base del merito economico, risorse aggiuntive allo stoccaggio per bilanciare il sistema, pur restando lo stoccaggio la principale risorsa a sua disposizione. La modifica dei programmi di immissione avverrà tenendo conto della necessità di garantire risorse sufficienti per mantenere l'equilibrio del sistema in base alle previsioni di consumo riferite al giorno seguente. Questa sessione di mercato rappresenta anche il primo passo concreto nella direzione prospettata dal Codice di rete europeo sul bilanciamento, la cui bozza, anche se non ancora definitivamente approvata, è già ampiamente consolidata e condivisa tra i regolatori europei.

Tuttavia, per l'applicazione completa del Codice, sarà necessario aspettare, oltre alla sua approvazione definitiva, anche la realizzazione di adeguate condizioni tecniche da parte di Snam Rete Gas e degli operatori delle infrastrutture interconnesse, volte a consentire la modulazione infragiornaliera dei flussi del gas immesso in rete.

Al fine di assicurare una tempestiva e ordinata implementazione del Codice di rete europeo, la delibera 538/2012/R/gas ha avviato un procedimento che, anche sulla base di valutazioni richieste a Snam Rete Gas, consenta la definizione condivisa con tutti i soggetti coinvolti delle sue modalità applicative.

In materia di bilanciamento, con la delibera 181/2012/R/gas⁸⁹, l'Autorità ha approvato, con decorrenza 1 giugno 2012, le modifiche del Codice di rete di Snam Rete Gas che disciplinano il sistema di garanzie a copertura delle partite economiche assunte dagli utenti, previsto dall'art. 11 della delibera ARG/gas 45/11. L'intervento è stato adottato in esito al contenzioso amministrativo che ha comportato l'annullamento del sistema di garanzie approvato dall'Autorità con la delibera ARG/gas 155/11⁹⁰. Pertanto, dall'1 dicembre 2011 al 31 maggio 2012 il servizio di bilanciamento ha operato in assenza del sistema di garanzie.

In tale contesto, Snam Rete Gas ha segnalato all'Autorità il mancato pagamento, da parte di alcuni utenti debitori, di rilevanti importi fatturati relativamente alle partite economiche per il bilanciamento insorte nel predetto periodo. Sono stati inoltre segnalati ulteriori profili legati all'esistenza di usi impropri del sistema dei Punti di scambio virtuale (PSV), consistenti in registrazioni di transazioni per quantitativi rilevanti senza alcuna forma di copertura. Pertanto, con la delibera 282/2012/R/gas⁹¹, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva volta ad approfondire le modalità di erogazione del servizio di bilanciamento relativamente al periodo 1 dicembre 2011 - 31 maggio 2012.

⁸⁹ Delibera dell'8 maggio 2012.

⁹⁰ Delibera del 10 novembre 2011.

⁹¹ Delibera del 5 luglio 2012.

Il sistema di garanzie, approvato con la delibera 181/2012/R/gas, è stato successivamente rafforzato con ulteriori interventi. In particolare:

- con la delibera 470/2012/R/gas⁹², l’Autorità ha approvato modifiche al Codice di rete di Snam Rete Gas che definiscono il livello di garanzie richieste tenendo anche conto dell’affidabilità dell’utente, valutata in relazione alla puntuale esecuzione dei propri pagamenti. In particolare, essa prevede l’integrale copertura delle partite di bilanciamento attese per gli utenti non regolari nei pagamenti;
- con la delibera 15/2013/R/gas⁹³, l’Autorità ha introdotto modifiche alla disciplina della garanzia nella forma del gas in stoccaggio e alla disciplina dell’esposizione consentita nei confronti dell’utente in funzione del *rating* creditizio posseduto che, considerando rispettivamente i riferimenti di prezzo di mercato (in luogo del precedente riferimento al parametro CCI) e le grandezze economiche e finanziarie dell’utente, ne rafforzano l’efficacia nel limitare l’esposizione del sistema.

Nel corso del 2012 è stato fissato⁹⁴ pari a 0,001 €/S(m³) il valore del corrispettivo unitario variabile (CV^{BL}), che era stato introdotto nel 2011 ma inizialmente posto uguale a zero. Tale corrispettivo è finalizzato a coprire gli oneri connessi con i crediti non riscossi del bilanciamento del sistema del gas. Tali crediti sono riconosciuti al responsabile del bilanciamento, una volta accertate le responsabilità dei vari soggetti che li hanno determinati, e attribuiti ai responsabili i relativi addebiti.

Settlement e load profiling

Con la delibera 229/2012/R/gas⁹⁵, l’Autorità ha approvato il Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG), contenente nuove disposizioni in materia di *settlement*, a conclusione degli interventi finalizzati all’introduzione di un servizio di bilanciamento basato su meccanismi di mercato.

Il TISG supera la previgente disciplina relativa all’allocazione dei prelievi presso i punti di riconsegna della rete di trasporto e definisce nuovi criteri per la regolazione delle partite fisiche ed economiche, con lo scopo di colmare le lacune e le criticità evidenziate dalla disciplina precedente.

I principali aspetti regolati dal TISG sono i seguenti:

- i criteri di identificazione dei punti di riconsegna soggetti a profilazione convenzionale del prelievo;
- le modalità di profilazione convenzionale del prelievo (c.d. *load profiling*);
- le modalità di esecuzione della c.d. “sessione di bilanciamento”;
- le modalità di esecuzione della c.d. “sessione di aggiustamento”;
- le responsabilità e gli obblighi informativi in capo al responsabile del bilanciamento (RdB), alle imprese di trasporto, agli utenti del bilanciamento (UdB), alle imprese di distribuzione e agli utenti della distribuzione (UdD) funzionali al *settlement* del servizio di bilanciamento.

⁹² Delibera dell’8 novembre 2012.

⁹³ Delibera del 24 gennaio 2013.

⁹⁴ Delibera del 3 agosto 2012, 351/2012/R/gas.

⁹⁵ Delibera del 31 maggio 2012.

Per quanto concerne le modalità di esecuzione delle sessioni di bilanciamento e aggiustamento, sono state introdotte più sessioni di regolazione delle partite fisiche ed economiche presso i punti di riconsegna della rete di trasporto, ossia:

- una sessione di bilanciamento mensile, in cui il RdB determina le partite fisiche giornaliere del gas prelevato dal sistema di trasporto da ciascun UdB, con riferimento a ciascun giorno gas del mese precedente, funzionali all'applicazione dei corrispettivi di trasporto e di bilanciamento;
- una sessione di aggiustamento annuale, riferita all'anno civile precedente per la valorizzazione economica della differenza tra le partite fisiche di gas attribuite nelle sessioni di bilanciamento e quelle determinate in base ai dati di misura disponibili al momento in cui è effettuata tale sessione;
- più sessioni di conguaglio annuali, riferite al secondo, terzo, quarto e quinto anno civile precedente, per la valorizzazione economica della differenza tra le partite fisiche di gas attribuite nelle precedenti sessioni di aggiustamento, relative ai medesimi anni, e quelle determinate in base ai dati di misura disponibili al momento in cui sono effettuate tali sessioni.

Con specifico riguardo, poi, alla revisione della metodologia di *load profiling*, il provvedimento ha previsto:

- che la determinazione del prelievo annuo sia effettuata per ciascun punto di riconsegna una volta all'anno dalle imprese di distribuzione;
- una semplificazione dei profili di prelievo standard, che vengono determinati in modo tale da poterne isolare la componente termica;
- l'introduzione di un fattore di modulazione climatica da applicare ai profili di prelievo standard, da definire con successivo provvedimento.

Sono stati inoltre razionalizzati gli obblighi informativi a carico dei soggetti interessati ed è stato rivisto il sistema di mappatura dei rapporti commerciali stabilendo, anche in relazione a sviluppi futuri volti a definire un legame diretto tra utente del bilanciamento e singolo punto di riconsegna, che:

- la matrice di corrispondenza fra gli utenti del sistema sia definita e aggiornata mensilmente, con anticipo rispetto all'inizio di ciascun mese;
- ciascun utente del bilanciamento possa prioritariamente identificare gli utenti della distribuzione i cui prelievi possono venire a esso ricondotti;
- a ciascun utente della distribuzione sia attribuita la responsabilità diretta di indicare, nell'ambito di quanto descritto al precedente alinea, gli utenti del bilanciamento cui ricondurre i prelievi di propria competenza;
- il responsabile del bilanciamento verifichi che, nell'ambito della matrice di corrispondenza fra gli utenti del sistema, sia stato definito almeno un rapporto commerciale per ciascun utente della distribuzione e, in caso contrario, effettui le opportune comunicazioni alle imprese di distribuzione, finalizzate all'eventuale attivazione dei servizi di ultima istanza.

Le disposizioni sono entrate in vigore l'1 gennaio 2013, con lo scopo di consentire l'esecuzione della prima sessione di bilanciamento nel mese di febbraio 2013, con riferimento al gas prelevato e consegnato nel mese di gennaio 2013.

Sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale

La sicurezza del servizio di distribuzione del gas riguarda la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito. Essa dipende: da un'adeguata odorizzazione del gas attraverso sostanze odorizzanti, finalizzata a consentire di avvertirne la presenza nell'aria ai fini della rapida individuazione di eventuali dispersioni di gas; da un servizio di pronto intervento che assicuri una sollecita risposta in caso di chiamata, tale da garantire un tempestivo ripristino della sicurezza degli impianti; dalla eliminazione delle fughe di gas anche attraverso l'ispezione della rete di distribuzione; dalla protezione catodica delle reti in acciaio.

In materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas è attualmente in vigore il *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) di cui la Parte I è dedicata alla *Regolazione della qualità della distribuzione e misura* (RQDG)⁹⁶. Nella RQDG l'Autorità dispone che nel corso del periodo di regolazione avvenga la transizione dalla precedente adesione volontaria a un sistema di incentivi per i recuperi di sicurezza per le sole imprese di maggiori dimensioni all'applicazione obbligatoria di un sistema di premi/penalità per tutti i distributori di gas naturale. Il sistema premia i comportamenti virtuosi dei distributori che erogano un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori rispetto ai livelli minimi definiti da appositi provvedimenti. Il sistema di incentivi premia indipendentemente la riduzione delle dispersioni di gas segnalate da terzi e un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla RQDG. Tale sistema premi/penalità è obbligatorio per tutte le imprese distributrici di gas naturale e in particolare:

- dal 2010 per le imprese con più di 50.000 clienti finali;
- dal 2011 per le imprese con numero di clienti finali compreso tra 10.000 e 50.000;
- dal 2012 per le imprese con numero di clienti finali inferiore a 10.000.

Nel corso del 2012 sono state emanate due delibere attuative della RQDG per la determinazione degli obiettivi di miglioramento annuo dell'indicatore relativo al numero di dispersioni convenzionali localizzate a seguito di segnalazione di terzi; gli obiettivi sono stati fissati in misura differenziata a seconda del numero di clienti finali serviti dalle imprese distributrici. Con tali ultime delibere l'Autorità ha concluso la determinazione degli obiettivi di miglioramento annuo per tutte le imprese di distribuzione di gas naturale per il periodo 2009-2012.

Nel 2012⁹⁷ sono stati determinati i premi e le penalità per l'anno 2010 per numerose imprese: sono stati così erogati premi pari a 8,31 M€, in ordine alla componente odorizzazione, e pari a 16,05 M€ per la componente dispersioni; relativamente a quest'ultima componente sono state inflitte penalità per 3,77 M€.

Come negli anni precedenti, nel 2012 l'Autorità ha effettuato controlli e verifiche ispettive su singole imprese finalizzate ad accertare il controllo dell'attuazione della RQDG, soprattutto per quanto riguarda la sicurezza del servizio di distribuzione del gas e quindi la tutela dell'incolumità pubblica di persone e cose dai danni derivanti da esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito. In particolare, nel 2012 è stato approvato un programma di:

⁹⁶ Delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08.

⁹⁷ Con la delibera 20 settembre 2012, 368/2012/R/gas e con la delibera 13 dicembre 2012, 533/2012/R/gas.

- 50 controlli telefonici ed eventuali verifiche ispettive, per la verifica del corretto funzionamento del servizio di pronto intervento a salvaguardia delle persone e delle cose.
- 3 verifiche ispettive, in materia di recuperi di sicurezza 2011
- 60 controlli tecnici relativi alla qualità del gas nei confronti di altrettante imprese distributrici, al fine di accertare il rispetto delle disposizioni in materia di potere calorifico superiore, di pressione di fornitura e del grado di odorizzazione del gas distribuito (questi ultimi per il periodo 1 ottobre 2012 - 30 settembre 2013).

Eventuali violazioni della disciplina relativa al pronto intervento gas possono determinare, per l'impresa distributtrice coinvolta, la perdita del diritto a percepire gli incentivi di sicurezza per l'anno di riferimento, così come l'eventuale accertamento del mancato rispetto della normativa vigente in materia di odorizzazione del gas distribuito, oltre a comportare per l'impresa distributtrice interessata l'annullamento di eventuali premi derivanti dal meccanismo dei recuperi di sicurezza per l'anno di riferimento, produce altresì conseguenze di natura penale.

Qualità del servizio di trasporto del gas naturale

Il 31 dicembre 2013 terminerà il periodo di vigenza del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013*, di cui la *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo 2010-2013*, approvata dall'Autorità con la delibera ARG/gas 141/09⁹⁸, costituisce la Parte I. Con la delibera 45/2013/R/gas⁹⁹, l'Autorità ha dunque avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017 e, in particolare, ha deliberato di:

- introdurre principi di maggiore selettività, rispetto al terzo periodo di regolazione, nell'incentivazione dei nuovi investimenti;
- prevedere meccanismi di regolazione che inducano gli operatori a incrementare, rispetto al terzo periodo di regolazione, la propria efficienza e a garantire l'utilizzo di soluzioni tecnologiche innovative nella realizzazione di nuovi investimenti;
- avviare lo sviluppo di strumenti di incentivazione al miglioramento del servizio erogato, basati sulla rilevazione e sulla misura degli output;
- semplificare la regolazione della qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale.

Esaminando i dati sulla sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale si può constatare che la percentuale di rete ispezionata con "pig" (il dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno) rispetto al totale della rete soggetta a sorveglianza/vigilanza ha subito dall'anno 2010 al 2012, un costante seppur modesto incremento: la percentuale di rete ispezionata è infatti passata dal 4,2% del 2010 al 7,6% nel 2012.

Dal 2010 al 2012 inoltre:

- la percentuale di rete in acciaio con protezione catodica efficace ha raggiunto valori elevati, in particolare nel 2011 si è registrato un incremento di circa il 2% rispetto al 2010;

⁹⁸ Delibera dell'1 ottobre 2009.

⁹⁹ Delibera del 7 febbraio 2013.

- il numero delle emergenze di servizio è stato molto contenuto e le cause che le hanno determinate sono riconducibili a eventi naturali e a terzi.

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale i dati relativi alle interruzioni di servizio e ai casi di mancato rispetto del valore di pressione minima contrattuale al punto di riconsegna mostrano che dal 2010 al 2012:

- il numero annuo delle interruzioni con adeguato preavviso è in costante aumento (201 nel 2010, 352 nel 2011, 677 nel 2012), così come il numero degli utenti del servizio di trasporto coinvolti (all'incirca da 4.400 a 5.000) e la durata media di ciascuna interruzione (da 11,7 a 17,9 ore);
- il numero annuo delle interruzioni senza adeguato preavviso è rimasto pressoché invariato intorno a 20, con l'eccezione del 2011 quando si è registrata una significativa diminuzione (7 in quell'anno);
- complessivamente il numero annuo dei punti di riconsegna (PdR) che hanno subito una o più interruzioni non dovute a emergenze di servizio ha evidenziato un costante decremento (884 nel 2010, 717 nel 2012);
- i casi di mancato rispetto dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale sono numericamente contenuti (tre nel 2010, uno solo nei due anni successivi) e dovuti principalmente a cause non imputabili all'impresa di trasporto.

Qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas

L'Autorità procede ogni quattro anni alla revisione complessiva della regolazione della qualità dei servizi. Dato che il vigente periodo regolatorio termina nel 2012, con delibera ARG/gas 64/11¹⁰⁰, l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2013-2016.

In attuazione a questo procedimento, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 2 agosto 2012, 341/2012/R/gas, recante Criteri di regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione; in esso sono stati affrontati i temi relativi sia all'ipotesi di prolungamento, per l'anno 2013, del periodo di vigenza delle disposizioni della RQDG e della regolazione tariffaria 2009-2012, sia alle linee d'intervento per la revisione della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione.

Con la delibera 436/2012/R/gas¹⁰¹, è stato quindi prorogato sino al 31 dicembre 2013 il periodo di applicazione della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, prevedendo quanto delineato con il documento per la consultazione 341/2012/R/gas. In particolare, per quanto concerne la sicurezza del servizio di distribuzione sono state disciplinate le disposizioni di contenimento del rischio per le imprese per il biennio 2012-2013, attraverso:

¹⁰⁰ Delibera del 19 maggio 2011.

¹⁰¹ Delibera del 25 ottobre 2012.

- la riduzione di due terzi, anziché l'annullamento, degli eventuali premi in caso di accadimento di un incidente provocato dal gas con responsabilità dell'impresa distributrice;
- il differimento al 2013 di metà delle eventuali penalità accumulate nel 2012, con possibilità di annullamento delle stesse in caso di raggiungimento dell'obiettivo nel 2013.

Il 29 novembre 2012 è stato pubblicato il documento per la consultazione 501/2012/R/gas, recante *Regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas per il quarto periodo di regolazione*, in cui sono stati sviluppati gli orientamenti iniziali in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale dei servizi di distribuzione del gas, mantenendo anche alcune linee di intervento illustrate nel precedente documento per la consultazione 341/2012/R/gas.

Gli obiettivi che l'Autorità intende perseguire in materia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas nel quarto periodo di regolazione sono finalizzati a:

- promuovere il miglioramento della sicurezza;
- garantire stabilità e sostenibilità all'azione regolatoria;
- evitare il deterioramento dei livelli di sicurezza già raggiunti da alcune zone del Paese;
- contenere gli elementi di rischio per le imprese distributrici;
- aumentare il livello di tutela dei clienti finali, anche con un rafforzamento dei controlli;
- semplificare la regolazione.

Particolare attenzione è stata rivolta:

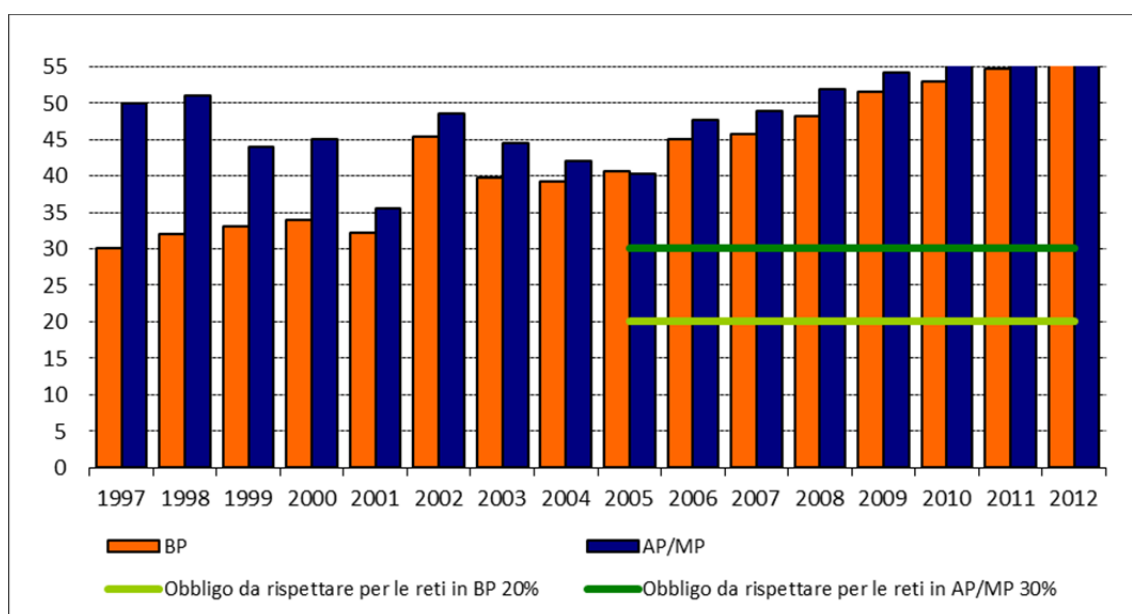
- alla sostanziale conferma dell'impianto regolatorio inerente al meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza;
- all'attuazione del meccanismo incentivante la riduzione delle dispersioni segnalate da terzi in relazione ai processi di affidamento delle concessioni del servizio di distribuzione, previsti dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226;
- all'introduzione di meccanismi di riconoscimento dell'extra remunerazione di specifici investimenti secondo logiche legate ai risultati dei recuperi di sicurezza (logica di tipo output) e non più attraverso la maggiorazione ex ante del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) (logica di tipo input).

In materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione e misura del gas, gli obiettivi specifici che l'Autorità intende perseguire nel quarto periodo di regolazione sono finalizzati a:

- allineare la regolazione a quella del settore elettrico, in particolare attraverso una verifica di applicabilità del preventivo rapido (tipicamente telefonico) anche al settore gas;
- aumentare il livello di tutela dei clienti finali, attraverso la progressiva trasformazione degli standard generali in standard specifici (prevedendo, quindi, l'erogazione di un indennizzo automatico in caso di mancato rispetto dello standard), la revisione di alcuni standard sulla base dei livelli effettivi rilevati negli ultimi anni e l'aggiornamento dell'importo degli indennizzi automatici;
- semplificare la regolazione, con particolare riferimento allo standard relativo alla verifica del gruppo di misura.

La figura 4.1 mostra i dati relativi all'ispezione della rete. Anche nel 2012 si registra il trend crescente delle quantità ispezionate. Infatti, tenendo conto dei livelli minimi previsti dall'attuale regolazione (30% per la media e alta pressione e 20% per la bassa pressione) i valori sia dell'ispezione della rete in bassa pressione sia della rete in alta e media pressione dell'intero settore del gas si attestano su valori compresi fra il 55 e il 60%. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas.

Figura 4.1 Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2012



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Per quanto riguarda l'attività di pronto intervento, il grafico 4.2 evidenzia che a fronte di un aumento delle chiamate sull'impianto di distribuzione, nel 2012 si registra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata pari a un valore medio nazionale inferiore a 35 minuti, valore che è quasi la metà del tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti e che, rispetto agli anni precedenti, è in costante flessione. In relazione alle chiamate di pronto intervento, rispetto all'anno 2011, si registra un aumento. L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate introdotto dalla RQDG a partire dal 1° luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo sempre più preciso. Inoltre va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare ai recuperi di sicurezza sta progressivamente aumentando e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei recuperi di sicurezza dell'intero ambito provinciale cui appartiene l'impianto di distribuzione.

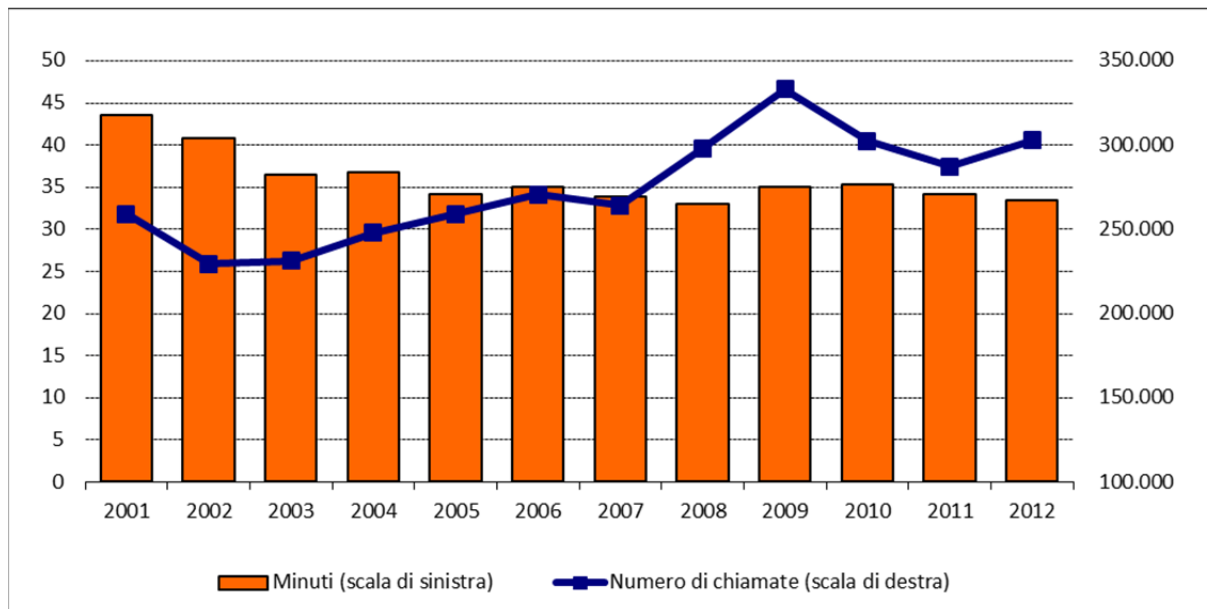
Nonostante i segnali di miglioramento l'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas. Solo attraverso di esso, se svolto tempestivamente e nel rispetto delle disposizioni stabilite in materia dall'Autorità nella RQDG, si possono evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

L'attuale regolazione spinge il sistema verso livelli di sicurezza del servizio di distribuzione del gas sempre maggiori. Più nello specifico il fenomeno è da ricondurre all'effetto combinato prodotto dall'attività di vigilanza effettuata dall'Autorità, ma anche, da un sistema di premi e penalità che, tra l'altro, ha l'obiettivo di ridurre le dispersioni di gas segnalate da terzi sulle reti. Le dispersioni

localizzate a seguito di segnalazioni di terzi A1, generalmente le più pericolose, sono diminuite di un ulteriore 7% rispetto al calo già registrato dal 2010 al 2011 (pari al 4%).

Figura 4.2 Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2012

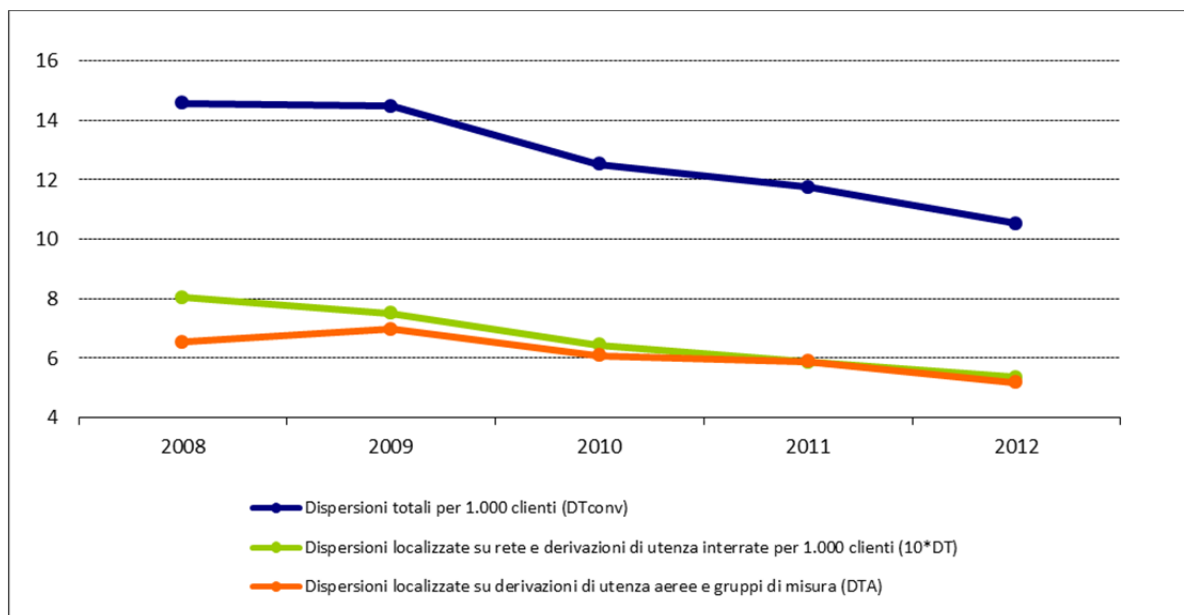
Tempo di arrivo sul luogo di chiamata (in minuti) e numero di chiamate



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Figura 4.3 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti

Ambiti provinciali soggetti a regolazione incentivante – periodo 2008-2012



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

La figura 4.3 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti per gli ambiti provinciali soggetti alla regolazione incentivante: si evidenzia un significativo trend decrescente, pressoché costante per le dispersioni localizzate su rete interrata (10*DT), con un lieve rimbalzo nel 2009 per quelle su rete aerea (DTA); nel 2012 entrambi i

parametri 10*DT e DTA si sono attestati a circa 5 dispersioni per migliaio di clienti finali registrando, per altro, un ulteriore diminuzione rispetto al 2011.

Regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione

La regolazione della qualità commerciale include per un insieme di prestazioni commerciali un tempo massimo entro cui la prestazione deve essere erogata e l'eventuale indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo stabilito dall'Autorità. L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili all'impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo. Generalmente i livelli specifici di qualità commerciale vengono fissati secondo il criterio della tipologia di utenza, attraverso il calibro del gruppo di misura, così come gli indennizzi automatici da corrispondere in caso di mancato rispetto. La disciplina degli indennizzi automatici prevede l'aumento dell'importo base in ragione del ritardo nella esecuzione della prestazione, tranne che per la fascia di puntualità, per la quale non è indicata alcuna *escalation*.

In confronto al 2011, il 2012 ha visto diminuire sia i casi mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso (-26%), sia i rimborsi effettivamente pagati (-19%). A fronte di 18.800 casi di mancato rispetto di standard specifici sono stati corrisposti ai clienti finali 19.409 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a 983.443 euro.

Tra le varie prestazioni soggette a indennizzo automatico si osserva che la percentuale di mancato rispetto della prestazione di invio al venditore del resoconto della verifica del gruppo di misura (1,87%) è in netta diminuzione rispetto a quella rilevata nel 2011 (5,78%). La prestazione relativa alla fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (la più numerosa) registra un mancato rispetto pari allo 0,28%. La meno numerosa, la verifica di pressione di fornitura, registra un mancato rispetto pari allo 0,72%. La prestazione per la quale si registra un aumento, lieve, della percentuale di mancato rispetto è la preventivazione per lavori complessi. I dati, nel loro complesso, evidenziano una tendenziale diminuzione rispetto al 2011 dei fuori standard a fronte di un aumento del numero di prestazioni complessivo (pari a 3.518.234).

Con riferimento ai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, la tipologia di utenza più diffusa, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato è nettamente inferiore allo standard stabilito dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico. Se si eccettuano le prestazioni di preventivazione per lavori complessi, di esecuzione di lavori semplici e riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità, per le rimanenti prestazioni si può osservare che i tempi medi si attestano su valori circa la metà dello standard fissato. La preventivazione di lavori complessi viene erogata in meno di un quarto del tempo fissato (9,5 giorni lavorativi contro i 40 previsti), mentre la preventivazione per lavori semplici viene effettuata in un terzo del tempo previsto dalla RQDG (5,3 rispetto ai 15 giorni fissati). La riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità, infine, viene erogata in meno di un giorno feriale in luogo dei due giorni previsti dalla regolazione.

Mettendo a confronto i due anni, 2011 e 2012, può essere osservata una generale diminuzione dei tempi medi. Infatti la maggior parte delle prestazioni viene erogata in un tempo nettamente inferiore alla standard fissato dall'Autorità. Il dato è coerente con la generale diminuzione della percentuale di mancato rispetto. Un lieve incremento si registra per la disattivazione della fornitura e la riattivazione in caso di distacco per morosità. A fronte di un numero di richieste aumentato, il tempo registrato per la disattivazione della fornitura passa da 2,7 giorni lavorativi del 2011 a 2,74 del 2012. Per la riattivazione in caso di distacco per morosità si rileva un aumento

del valore del tempo medio effettivo (passa da 1 giorno feriale del 2011 a 1,18 giorni del 2012). Il numero di indennizzi corrisposti nel 2012 è in diminuzione rispetto al 2011 (è diminuito di 5.000 unità circa).

Tempi di connessione alle reti di trasporto e distribuzione

I dati relativi alle connessioni sono distinti a seconda che si tratti di connessioni di metanodotti alle reti di trasporto o connessioni di condotte presso la rete di distribuzione. All'interno della singola tipologia di impianto sono evidenziati i dati relativi alla numerosità e il tempo medio per ottenere la connessione, inteso come periodo per la realizzazione del punto come previsto da contratto di allacciamento stipulato. I giorni di attesa medi sono cioè ottenuti come media dei tempi preventivati da Snam Rete Gas in risposta alla richiesta di connessione per singola tipologia di impianto. Come è possibile osservare dalla tavola 4.1 nel 2012 84 connessioni con la rete di trasporto nazionale, di cui 71 risultano in alta pressione e 13 in media pressione¹⁰². Il tempo medio della realizzazione è di 77 giorni lavorativi; ovviamente il valore è maggiore per i metanodotti in alta pressione, in questo caso, infatti, l'attesa media è di circa 95 giorni, mentre per le condotte in media pressione il tempo medio si riduce a circa 59 giorni.

Tavola 4.1 Connessioni alle reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2012

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	71	95,5
Media pressione	13	59,3
TOTALE	84	77

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 4.2 Connessioni alle reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2012

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa pressione	10	19,8
Media pressione	6.165	16,3
Bassa pressione	231.736	7,6
TOTALE	237.990	14

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Decisamente maggiore è il numero di connessioni con la rete di distribuzione (Tavola 4.2) che nel 2012 sono state pari a 237.911.

La quasi totalità (circa il 97%) è in bassa pressione e i tempi di attesa sono ovviamente ridotti rispetto alle condotte connesse con la rete di trasporto, rispettivamente circa sette giorni

¹⁰² Tipicamente le condotte realizzate per il trasporto sono di 1^a 2^a o 3^a specie con una pressione massima di esercizio superiore a 5 bar.

lavorativi per i metanodotti che esercitano in bassa pressione, circa sedici giorni per quelli in media pressione e circa venti giorni per i metanodotti in alta pressione.

Approvazione e aggiornamento dei Codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese che erogano i predetti servizi definiscano i propri Codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la coerenza con i criteri stessi.

Tra l'1 gennaio 2012 e il 31 marzo 2013 sono stati aggiornati alcuni Codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione precedentemente approvati, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio¹⁰³.

Accesso al servizio di trasporto

Nel marzo 2012 l'Autorità ha avviato¹⁰⁴ un procedimento finalizzato a integrare, in linea con le disposizioni comunitarie e con la prospettata loro evoluzione, le modalità con cui le imprese di trasporto rendono quotidianamente disponibili, presso i punti di entrata interconnessi con l'estero, le capacità conferite e non utilizzate. L'obiettivo perseguito, in cooperazione con le altre Autorità di regolazione interessate, è quello di promuovere il conferimento congiunto delle medesime capacità per favorire una sempre maggiore liquidità e flessibilità dei mercati, nonché di arrivare a una convergenza dei prezzi del gas a livello europeo. Nel medesimo provvedimento è prevista anche l'adozione di misure temporanee e transitorie limitate a singoli punti di entrata, al fine di consentire la sperimentazione di soluzioni implementative. Contemporaneamente all'avvio del procedimento, l'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione¹⁰⁵, nel quale ha illustrato gli orientamenti in merito all'introduzione di disposizioni transitorie, volte a consentire l'immissione nella rete nazionale di trasporto, presso il punto di entrata di Tarvisio, di quantitativi di gas in utilizzo delle capacità rese disponibili grazie all'istituzione di un servizio di trasporto giornaliero su base interrompibile da parte dell'operatore austriaco Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG). Con la delibera 108/2012/R/gas¹⁰⁶, l'Autorità ha poi introdotto le suddette disposizioni transitorie per la gestione della capacità (in linea con gli orientamenti espressi nel documento per la consultazione) e le ha inoltre successivamente integrate¹⁰⁷.

A fine anno, con la delibera 536/2012/R/gas¹⁰⁸, l'Autorità ha infine definito le misure per rendere disponibile, a partire dall'1 aprile 2013, un servizio di allocazione della capacità giornaliera tra il punto di scambio austriaco e il sistema gas italiano, via Tarvisio, da attuarsi mediante l'utilizzo della piattaforma comune europea di prenotazione e di allocazione della capacità transfrontaliera, istituita dalle principali imprese di trasporto europee e gestita dalla società Prisma European

¹⁰³ Cfr. le delibere: 8 marzo 2012, 78/2012/R/gas; 30 marzo 2012, 111/2012/R/gas; 8 maggio 2012, 181/2012/R/gas; 31 maggio 2012, 230/2012/R/gas; 4 ottobre 2012, 402/2012/R/gas; 8 novembre 2012, 470/2012/R/gas; 15 novembre 2012, 479/2012/R/gas; 13 dicembre 2012, 539/2012/R/gas; 20 dicembre 2012, 554/2012/R/gas; 28 marzo 2013, 137/2013/R/gas.

¹⁰⁴ Con la delibera 8 marzo 2012, 80/2012/R/gas.

¹⁰⁵ Delibera 8 marzo 2012, 82/2012/R/gas.

¹⁰⁶ Delibera del 27 marzo 2012.

¹⁰⁷ Con le delibere 31 maggio 2012, 232/2012/R/gas, e 27 settembre 2012, 390/2012/R/gas.

¹⁰⁸ Delibera del 13 dicembre 2012.

Capacity Platform GmbH (vedi il paragrafo 4.1.4). Le modalità di allocazione della capacità seguono i criteri contenuti in specifiche Linee guida predisposte dall'Autorità¹⁰⁹ in accordo con il regolatore austriaco E-Control, nell'ambito di un procedimento che ha previsto anche una fase di consultazione pubblica.

Con il coordinamento del Ministero dello sviluppo economico e in cooperazione con le amministrazioni competenti svizzere, l'Autorità ha inoltre avviato gli atti finalizzati all'introduzione delle stesse modalità di allocazione della capacità di trasporto giornaliera anche presso il punto di entrata di Passo Gries¹¹⁰. Anche presso il punto di interconnessione di Gorizia sono intercorsi i primi contatti tra i gestori di rete nazionali per l'introduzione di modalità congiunte di allocazione di capacità.

In materia di accesso al servizio di trasporto si segnalano infine i provvedimenti con i quali¹¹¹ l'Autorità, a seguito della risoluzione da parte del responsabile del bilanciamento del contratto di trasporto con tre utenti, è intervenuta in via d'urgenza disponendo misure tese a garantire il bilanciamento del gas naturale in relazione ai prelievi presso i punti di riconsegna delle imprese regionali di trasporto (vedi il paragrafo "Servizio di bilanciamento").

Oltre ai punti di interconnessione con le reti estere, anche il conferimento della capacità di trasporto presso i punti interconnessi con gli stoccaggi è stato oggetto di modifica¹¹². La capacità di trasporto è conferita infatti alle imprese di stoccaggio (e non più agli utenti), per quanto funzionale all'erogazione del servizio ai propri utenti. Questo assetto, già in vigore per i terminali di rigassificazione, garantisce un accesso più efficiente alla rete di trasporto da parte degli utenti dello stoccaggio e della rigassificazione. Infatti, in questo modo, l'utente che ha accesso ai predetti servizi acquisisce automaticamente il diritto di immettere (o di prelevare dalla rete) i quantitativi di gas oggetto dei medesimi servizi. Il provvedimento definisce pertanto le modalità di determinazione della capacità di trasporto oggetto di conferimento, le modalità di allocazione dei relativi costi agli utenti, nonché le modalità di programmazione e allocazione dei quantitativi immessi o prelevati presso i predetti punti della rete nell'ambito del bilancio dell'utente.

Accesso al servizio di stoccaggio

Nel mese di aprile 2012 l'Autorità ha introdotto¹¹³ una revisione della disciplina in materia di corrispettivo variabile di stoccaggio e di consumi di stoccaggio, funzionale a rendere più efficiente e rispondente ai costi l'utilizzo del servizio. La nuova disciplina prevede modalità di attribuzione dei corrispettivi variabili di stoccaggio e dei consumi tecnici che tengano conto del fatto che l'utente del servizio di stoccaggio contribuisce a generare i relativi costi, ove la sua posizione sia allineata a quella del flusso del sistema (in flusso), mentre contribuisce a ridurli ove questa sia opposta al flusso del sistema (in controflusso). Pertanto, in base alla nuova disciplina, l'utente che in un giorno ha movimentato gas nello stesso verso del flusso prevalente del sistema versa i relativi corrispettivi variabili e le quote di gas a copertura dei consumi, mentre i medesimi corrispettivi e quote sono riconosciuti all'utente che ha movimentato gas nel verso opposto.

¹⁰⁹ Le Linee guida sono state approvate con la delibera 28 febbraio 2013, 83/2013/R/gas.

¹¹⁰ Delibera 13 dicembre 2013, 537/2012/R/gas.

¹¹¹ Delibere 22 ottobre 2012, 428/2012/R/gas, 31 gennaio 2013, 39/2013/R/gas, e 28 febbraio 2013, 89/2013/R/gas.

¹¹² Con la delibera 19 luglio 2012, 297/2012/R/gas.

¹¹³ Con la delibera 19 aprile 2012, 152/2012/R/gas, come prefigurato nei documenti per la consultazione 21 luglio 2011, DCO 27/11, e 2 febbraio 2012, 21/2012/R/gas.

L'intervento ha anche consentito di superare le criticità sull'efficienza degli scambi presso la piattaforma del bilanciamento connessa con il precedente assetto. Infatti, la disciplina in vigore sino all'emanazione del provvedimento in esame, che comportava l'attribuzione dei predetti oneri di stoccaggio (corrispettivo variabile e consumo) agli scambi effettuati presso questa piattaforma, determinava, da una parte, un onere cui non corrispondevano effettivi costi operativi e consumi dell'impresa di stoccaggio e, dall'altra, incidiva negativamente sull'entità dei quantitativi di gas scambiati dagli operatori e sull'efficienza degli esiti dei medesimi scambi.

Con il nuovo assetto, il prezzo di remunerazione delle offerte accettate presso la piattaforma per il bilanciamento tiene quindi conto delle condizioni di flusso prevalenti nel sistema di stoccaggio, risultando pertanto maggiormente rappresentativo del valore del gas per il bilanciamento.

In materia di accesso al servizio di stoccaggio si segnalano anche: il parere favorevole reso dall'Autorità¹¹⁴ al Ministero dello sviluppo economico relativamente all'aggiornamento del Piano di realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, presentato da Eni, in applicazione delle disposizioni del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130; l'aggiornamento dei parametri funzionali a determinare la giacenza minima di gas in stoccaggio di cui gli utenti del servizio di modulazione sono tenuti a disporre al termine della fase di erogazione di ciascun mese¹¹⁵.

Infine, sulla base delle innovazioni in materia di accesso allo stoccaggio, introdotte dai decreti ministeriali del 15 febbraio 2013 in tema di stoccaggio di modulazione e di stoccaggio per il GNL, l'Autorità ha definito¹¹⁶ il perimetro dei servizi di stoccaggio per l'anno 2013-2014 (essenzialmente il servizio uniforme e il servizio di punta) e ha raccolto¹¹⁷ alcune proposte circa modalità innovative di allocazione, secondo procedure di mercato, di una parte della capacità di stoccaggio che fino all'anno 2011-2012 era conferita secondo il criterio del pro quota. Successivamente l'Autorità ha definito¹¹⁸, per la prima volta in Italia, le modalità di organizzazione delle procedure d'asta per il conferimento di capacità di stoccaggio per l'anno termico 2013-2014, in base alle quali il servizio di punta è conferito con un criterio di valorizzazione al prezzo marginale.

Monitoraggio della corretta applicazione dei criteri di accesso allo stoccaggio

In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a quindici concessioni vigenti. I siti di stoccaggio attivi sono dieci, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti. Lo spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) è pari a circa 15,6 G(m³); il 96% di tale spazio è gestito da Stogit, società del gruppo Eni.

Il servizio di stoccaggio è regolato. L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato fortemente rinnovato nel mese di febbraio 2013, con l'emanazione, da parte del Ministro dello sviluppo economico, di due decreti (decreti 15 febbraio 2013), che fissano una nuova ripartizione delle capacità tra i servizi che dovranno essere offerti a partire dall'anno termico 2013-2014, nonché definiscono i criteri per il loro conferimento. In sintesi, i decreti ministeriali configurano il nuovo assetto dello stoccaggio in base a due tipi di prestazione e tre modalità di conferimento. In particolare, i prodotti disponibili agli utenti, secondo specifiche condizioni, possono essere:

¹¹⁴ Delibera 26 gennaio 2012, 12/2012/I/gas.

¹¹⁵ Delibera 25 ottobre 2012, 438/2012/R/gas.

¹¹⁶ Delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas.

¹¹⁷ Nel documento per la consultazione 21 febbraio 2013, 76/2013/R/gas.

¹¹⁸ Delibera 5 marzo 2013, 92/2013/R/gas.

- una disponibilità di prestazione di erogazione variabile anche in funzione del mese della fase di erogazione (prodotto di punta);
- una disponibilità di prestazione di erogazione costante per tutta la durata della fase di erogazione (prodotto uniforme).

Le modalità di conferimento, invece, possono essere di tre tipi:

- la prima, in proporzione alle richieste;
- la seconda, specifica per le capacità definite dal ministero e per quelle finanziate nell'ambito delle misure previste dal decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130;
- la terza, attraverso procedure di asta competitiva.

Negoziazione e scambio di gas naturale

L'art. 32, comma 2, del decreto legislativo n. 93/11, ha previsto che il Gestore dei mercati energetici (GME) assuma la gestione dei mercati a termine fisici del gas naturale e che a tal fine l'Autorità fissi le condizioni regolatorie atte a garantire al GME lo svolgimento di queste attività, ivi compresa quella di controparte centrale delle negoziazioni concluse dagli operatori sui predetti mercati, nonché la possibilità di operare come utente presso il PSV, con relativa titolarità di un conto sul PSV e come utente del mercato del bilanciamento del gas naturale. A tale riguardo l'Autorità è intervenuta con la delibera 525/2012/R/gas¹¹⁹, che definisce sia le modalità con le quali il GME accede alla piattaforma PSV, ai fini della registrazione delle transazioni che verranno concluse nell'ambito dei mercati del gas sulla stessa piattaforma, sia le modalità di gestione, nell'ambito del servizio di bilanciamento, di eventuali saldi netti diversi da zero delle transazioni registrate, che si possono verificare a seguito di inadempienze dei soggetti che partecipano ai predetti mercati.

A seguito dell'emanazione delle disposizioni illustrate, il GME ha predisposto la disciplina del mercato del gas, ai sensi dell'art. 30, comma 1, della legge 23 luglio 2009, n. 99, avviando l'iter per la sua approvazione da parte del Ministero dello sviluppo economico, sentite le competenti commissioni parlamentari e l'Autorità. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole¹²⁰, e ha definito criteri per la gestione del rischio di controparte delle transazioni concluse presso la piattaforma del GME; ciò con riferimento sia alla determinazione delle capacità richieste, sia agli strumenti attivabili ai fini della copertura dei debiti non coperti dalle medesime garanzie.

Si segnala infine che l'Autorità ha confermato¹²¹, per i servizi forniti dal GME, il mantenimento per l'anno 2013 degli stessi corrispettivi in vigore nel 2012, ferma restando l'opportunità di aggiornare la valorizzazione dei predetti corrispettivi e la loro articolazione, in coerenza con un assetto basato sui corrispettivi di bilanciamento aderenti ai costi e sulla responsabilità, posta prioritariamente in capo all'utente, di mantenere in equilibrio le proprie immissioni e i propri prelievi.

¹¹⁹ Delibera del 6 dicembre 2012.

¹²⁰ Delibera 10 gennaio 2013, 4/2013/I/gas.

¹²¹ Delibera 20 dicembre 2012, 556/2012/R/gas.

Vigilanza sulle misure di salvaguardia del sistema gas

Gli articoli 4 e 8 del decreto legislativo n. 93/11 definiscono le misure e i piani di salvaguardia che il Ministero dello sviluppo economico deve attuare in caso di crisi improvvisa sul mercato dell'energia e quando sono minacciate l'integrità fisica o la sicurezza delle persone, come previsto dall'art. 46 della direttiva 2009/73/CE. L'art. 43.3, lett. c) del medesimo decreto attribuisce al regolatore italiano la vigilanza sull'applicazione da parte degli operatori di tali misure, coerentemente a quanto previsto dall'art. 41.1, lett. t) della direttiva 2009/73/CE.

Inoltre, l'Autorità fa parte del Comitato di emergenza e monitoraggio del sistema del gas, istituito dal Ministro delle attività produttive con decreto 26 settembre 2001 e confermato nel successivo Decreto del Ministero delle attività produttive 25 giugno 2004, recante l'*Approvazione della procedura di emergenza per fronteggiare la mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale, in caso di eventi climatici sfavorevoli, denominata «Procedura di emergenza climatica»*. Il Comitato ha funzione consultiva del ministero in materia di gestione delle emergenze e di funzionamento del sistema del gas naturale, ed è composto, oltre che da rappresentanti del Ministero e dell'Autorità, anche da rappresentanti degli operatori delle infrastrutture di trasporto di interesse nazionale, di stoccaggio e di rigassificazione del gas naturale, nonché dell'operatore della rete elettrica nazionale.

Con la delibera 30/2012/R/gas¹²², l'Autorità ha assunto misure transitorie e urgenti volte a consentire, fino al 31 marzo 2012, incrementi di importazione di gas presso i punti di entrata della rete nazionale, anche oltre le capacità conferite agli utenti, al fine di prevenire possibili criticità del sistema del gas connesse con avverse condizioni meteorologiche segnalate dal Ministero dello sviluppo economico.

In materia di salvaguardia del sistema gas, si segnalano inoltre gli interventi con i quali l'Autorità, in attuazione di quanto previsto dai decreti del Ministro dello sviluppo economico 29 dicembre 2011 e 23 novembre 2012, ha aggiornato il valore di corrispettivi, premi, penali e incentivi applicabili ai clienti finali che intendevano contribuire direttamente, o tramite la propria impresa di vendita e in via volontaria, al contenimento dei consumi per gli anni termici 2011- 2012 e 2012-2013¹²³.

4.1.3 Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti e ai terminali di rigassificazione

Trasporto

In Italia la tariffa di trasporto si articola in tre parti: I) remunerazione del servizio di trasporto sulla rete nazionale (di tipo *entry-exit*, con allocazione dei costi di tipo matriciale (*matrix cost allocation*) e con ripartizione 50/50 dei costi tra corrispettivi di *entry* e corrispettivi di *exit*, e 85/15 tra *capacity* e *commodity*); II) remunerazione del servizio di trasporto sulla rete regionale (per questo tipo di servizio si applica una tariffa unica c.d. "a francobollo"); III) infine, una componente tariffaria variabile legata ai volumi trasportati. Per la parte della tariffa a remunerazione del servizio svolto sulla rete regionale sono previsti sconti proporzionali alla distanza per gasdotti

¹²² Delibera del 3 febbraio 2012.

¹²³ Delibere 19 gennaio 2012, 6/2012/R/gas, e 27 novembre 2012, 498/2012/R/gas.

regionali che distano meno di 15 km dalla rete nazionale; data l'omogeneità della medesima tariffa sulla rete regionale, sono previsti specifici meccanismi di perequazione.

Per il servizio continuo su base inferiore all'anno la tariffa subisce una rimodulazione su base mensile dei corrispettivi unitari di capacità sulla rete nazionale, mentre per il servizio interrompibile il medesimo corrispettivo viene ridotto in modo da tener conto del rischio di interruzione del servizio. Le modalità di calcolo della riduzione del corrispettivo sono decise dall'impresa maggiore di trasporto e approvati dall'Autorità.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto¹²⁴, l'Autorità ha approvato¹²⁵ sia le proposte tariffarie e i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, sia il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2013.

Contestualmente, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'eventuale riconoscimento degli oneri sostenuti dalle imprese di trasporto per il recepimento delle misure introdotte dal decreto legislativo n. 93/11, in materia di gestore di trasporto indipendente e per l'implementazione della disciplina del bilanciamento di merito economico di cui alla delibera ARG/gas 45/11, secondo criteri di pertinenza, congruità e addizionalità di detti costi.

Inoltre, l'Autorità ha approvato¹²⁶ le proposte di interventi di sviluppo della rete nazionale di gasdotti, formulate dalle società Snam Rete Gas e S.G.I., da sottoporre al meccanismo di incentivazione¹²⁷ dell'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto e ha stabilito gli obiettivi intermedi (*milestones*) di detti interventi.

Rigassificazione

La tariffa di rigassificazione è articolata in tre corrispettivi: I) un corrispettivo associato agli approdi effettivi; II) un corrispettivo associato all'impegno contrattuale del GNL; III) infine un corrispettivo variabile legato all'energia associata ai volumi rigassificati.

La tariffa si applica al servizio di rigassificazione continua (se l'utente partecipa al programma di ricezione dei carichi) o su base spot (se l'utente accede con riferimento ad una sola scarica in una data stabilita a valle di un programma definito), in quest'ultimo caso è prevista una riduzione del 30% sul corrispettivo associato al volume contrattuale.

Lo scorso anno è giunto a conclusione il terzo periodo di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione (1 ottobre 2008 – 30 settembre 2012), disciplinato dalla delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08. Al fine di gestire un ordinato processo di transizione dall'anno termico all'anno solare e di assicurare la coerenza delle scelte regolatorie per il servizio di rigassificazione con l'evoluzione del regime regolatorio di riferimento per il sistema nazionale del gas, l'Autorità ha prorogato¹²⁸ per il periodo 1 ottobre 2012 - 31 dicembre 2013 la validità dei criteri tariffari vigenti. In tale ambito, l'Autorità ha comunque previsto l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto (8,2% reale pre-tasse), prevedendo l'adeguamento dei parametri

¹²⁴ Ai sensi della delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09.

¹²⁵ Delibera 6 dicembre 2012, 515/2012/R/gas.

¹²⁶ Delibera 5 luglio 2012, 279/2012/R/gas.

¹²⁷ Definito con la delibera 10 novembre 2011, ARG/gas 156/11.

¹²⁸ Delibera 7 giugno 2012, 237/2012/R/gas.

sottostanti – con la sola eccezione del parametro β – ai medesimi parametri applicati per il quarto periodo di regolazione del settore elettrico¹²⁹, al fine di garantire una congrua remunerazione del capitale investito riconosciuto.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione l’Autorità ha quindi approvato¹³⁰ le proposte tariffarie per l’attività di rigassificazione e per l’attività di misura svolte dalle imprese di rigassificazione, relative al periodo transitorio 1 ottobre 2012 - 31 dicembre 2013, per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico, nonché la proposta di aggiornamento della tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio presso il terminale della società Terminale GNL Adriatico, per il medesimo periodo transitorio.

Con il documento per la consultazione 19 aprile 2012, 150/2012/R/gas, l’Autorità ha quindi presentato i propri orientamenti in materia di criteri di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione per il quarto periodo di regolazione (2012-2016), sottoponendo il procedimento all’applicazione della metodologia di Analisi di impatto della regolazione (AIR). In particolare, nel documento per la consultazione l’Autorità ha proposto di:

- prevedere che il riferimento per la determinazione delle tariffe di rigassificazione possa essere rappresentato dall’anno solare, anziché dall’anno termico, e allineare il periodo di regolazione tariffaria dell’attività di rigassificazione di GNL a quello del trasporto di gas naturale;
- confermare il sostegno allo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione di GNL mediante il riconoscimento di un incremento del tasso di remunerazione per i nuovi investimenti, prevedendo contestualmente l’introduzione di incentivi volti a massimizzare il valore dei servizi erogati dall’impresa (incentivi di tipo *outputbased*), sulla base del criterio di selettività degli investimenti;
- prevedere un incremento del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto, al fine di neutralizzare l’effetto del *time lag* nel riconoscimento dei nuovi investimenti;
- allineare le disposizioni in materia di garanzia dei ricavi con le disposizioni previste per il servizio di stoccaggio e di trasporto del gas;
- prevedere una ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* che rifletta la struttura dei costi dell’attività di rigassificazione del GNL;
- valutare l’ipotesi dell’introduzione di corrispettivi costanti nel tempo, al fine di evitare sussidi incrociati tra utenti in relazione al periodo di utilizzo dell’infrastruttura.

Infine, l’Autorità ha sospeso¹³¹ in via cautelare il riconoscimento del diritto all’applicazione del fattore di garanzia¹³² fino alla definizione delle regole per il quarto periodo di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione e nei confronti di eventuali nuovi terminali di GNL che dovessero entrare in esercizio nel periodo transitorio 1 ottobre 2012 - 31 dicembre 2013. Tale disposizione si è resa necessaria per evitare potenziali pregiudizi sull’efficacia delle scelte dell’Autorità, qualora nel corso del periodo transitorio dovessero entrare in esercizio nuovi terminali di GNL non inclusi nell’elenco delle infrastrutture strategiche, di cui all’art. 3, del decreto legislativo n. 93/11. Tale

¹²⁹ Disciplinato dalla delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/2011.

¹³⁰ Delibera 26 luglio 2012, 312/2012/R/gas.

¹³¹ Delibera 31 ottobre 2012, 451/2012/R/gas.

¹³² Nel 2005 (delibera 4 agosto 2005, n. 178), l’Autorità aveva ritenuto necessario favorire lo sviluppo di nuovi terminali tramite un differenziale sul capitale investito e garantendo il ritorno dei costi di capitale, anche in caso di mancato utilizzo dell’impianto, precisando che tale garanzia avrebbe coperto l’80% dei ricavi di riferimento attribuiti alla capacità di rigassificazione per una durata pari a 20 anni. In particolare, l’Autorità aveva previsto che, a tal fine, con effetto dall’anno termico di entrata in esercizio di un nuovo terminale di GNL, sarebbe stato introdotto un fattore di garanzia per la cui copertura sarebbe stata definita una apposita componente tariffaria a carico degli utenti del servizio di trasporto.

articolo prevede infatti che con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri siano individuate le necessità minime di realizzazione o di ampliamento di impianti di produzione di energia elettrica, di rigassificazione di gas naturale liquefatto, di stoccaggio in sotterraneo di gas naturale e di stoccaggio di prodotti petroliferi, e le relative infrastrutture di trasmissione e di trasporto di energia, anche di interconnessione con l'estero, al fine di conseguire gli obiettivi di politica energetica nazionale. Tali impianti e infrastrutture sono dichiarati di pubblica utilità, nonché urgenti e indifferibili e godono appunto del fattore di garanzia.

Stoccaggio

Nella tariffa di stoccaggio la parte *capacity* prevede tre corrispettivi: I) un corrispettivo a remunerazione dello spazio assegnato all'utente; II) una parte a copertura della capacità di iniezione e di erogazione; III) un corrispettivo a copertura dello spazio strategico. A queste componenti va aggiunta la parte variabile legata ai volumi movimentati (parte *commodity*). Anche per la tariffa di stoccaggio sono previsti specifici meccanismi di perequazione resi necessari dall'omogeneità della tariffa su base nazionale.

La legge italiana ha stabilito con il decreto legislativo n. 164/00, e riconfermato con la legge n. 239/04 e con il decreto legislativo n. 93/11, che l'accesso al servizio di stoccaggio avviene in regime regolato e con modalità di erogazione del servizio definite dall'Autorità, la quale è chiamata a definire le tariffe regolate e le condizioni di accesso ed erogazione del servizio e ad approvare i Codici di stoccaggio degli operatori dopo averne verificato la coerenza con la regolazione e con i criteri definiti dalla legge. La regolazione dell'Autorità in materia di accesso ai servizi di stoccaggio è contenuta nella delibera 21 giugno 2005, n. 119 e sue successive modifiche ed integrazioni.

L'Autorità è implicata anche nell'applicazione del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 che ha introdotto apposite misure per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio e che include norme transitorie volte a consentire ai soggetti investitori di ottenere anticipatamente effetti equivalenti a quelli che si avrebbero qualora la nuova capacità di stoccaggio fosse immediatamente operativa, anziché in un arco temporale tipicamente di 5 anni. Con delibera ARG/gas 29/11¹³³, l'Autorità ha approvato i criteri per la definizione dei corrispettivi per l'accesso sia alla nuova capacità di stoccaggio realizzata ai sensi del suddetto decreto legislativo, sia alle misure transitorie per l'anticipazione degli effetti nel mercato dello stoccaggio.

Con delibera 313/2012/R/gas¹³⁴, l'Autorità ha pertanto approvato:

- i corrispettivi d'impresa e i corrispettivi unici nazionali per l'attività di stoccaggio del gas e per l'attività di misura, relativamente all'anno 2013 ivi incluse le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di erogazione per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile, nonché di maggiorazione del corrispettivo di punta di erogazione per la capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione;
- i corrispettivi unitari di accesso e di utilizzazione della capacità realizzata ai sensi del decreto legislativo n. 130/10, nonché i corrispettivi per l'accesso alle misure transitorie di cui alla delibera ARG/gas 29/11.

¹³³ Delibera del 23 marzo 2011.

¹³⁴ Delibera del 26 luglio 2012.

Inoltre l'Autorità ha introdotto¹³⁵ una clausola di salvaguardia al fine di riconoscere la possibilità di ottenere l'applicazione della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, previsto per il terzo periodo di regolazione, alle nuove imprese di stoccaggio che, pur avendo avviato la realizzazione di un giacimento di stoccaggio nel periodo di regolazione 2011-2014, entrino in esercizio successivamente alla scadenza del medesimo periodo. L'Autorità ha inoltre previsto che l'applicazione di tale clausola avvenga in modo selettivo, al fine di assicurare la realizzazione di infrastrutture caratterizzate da prestazioni in grado di fornire un contributo significativo alla sicurezza del sistema nazionale del gas, con particolare riferimento alla disponibilità di capacità di erogazione.

Infine, l'Autorità ha approvato¹³⁶ alcune disposizioni urgenti in materia di regolazione delle partite economiche relative al servizio di stoccaggio per l'anno termico 2013-2014, al fine di sterilizzare gli impatti di natura finanziaria sulle imprese di stoccaggio, derivanti dalla nuova disciplina del conferimento della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2013-2014¹³⁷, che prevede l'introduzione di aste competitive per l'assegnazione di una quota rilevante della capacità disponibile (cfr. paragrafo 4.1.2).

Distribuzione

Le imprese di distribuzione applicano a copertura dei costi relativi alla distribuzione, misura e commercializzazione una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità differenziata per 6 ambiti nazionali¹³⁸. La tariffa rappresenta il prezzo massimo che i distributori possono applicare alle attuali e potenziali controparti. In particolare la tariffa è divisa negli elementi τ_1 ¹³⁹ legati al numero dei punti di riconsegna, e nell'elemento τ_3 legato ai volumi erogati e differenziato per scaglione di consumo. A questi si aggiungono gli elementi:

- UG₁, a copertura di eventuali squilibri del sistema di perequazione e dei conguagli;
- GS, a copertura delle compensazioni tariffarie per i clienti economicamente disagiati;
- RE, a copertura degli oneri che gravano sul fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
- RS per gli oneri relativi al Conto per la qualità dei servizi gas.

L'esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 2521/2012 in materia di regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale e di altri gas ha richiesto la modifica della Parte II del TUDG, relativa alla *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RTDG)¹⁴⁰.

¹³⁵ Delibera 27 settembre 2012, 381/2012/R/gas.

¹³⁶ Delibera 28 marzo 2013, 121/2013/R/gas.

¹³⁷ Introdotta con la delibera 92/2013/R/gas.

¹³⁸ Gli ambiti fanno riferimento a 6 macrozone in cui è diviso il Paese: Ambito nord-occidentale, Ambito nord-orientale, Ambito centrale, Ambito centro-sud orientale e Ambito centro-sud occidentale.

¹³⁹ A sua volta composto da $\tau_1(\text{dis})$, a copertura dei costi di distribuzione, $\tau_1(\text{mis})$, a copertura degli oneri per il servizio di misura, e $\tau_1(\text{cot})$ a copertura dei costi di commercializzazione.

¹⁴⁰ Allegato A alla delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08.

In particolare, si sono rese necessarie talune modifiche regolatorie¹⁴¹ relative alla modalità di determinazione del tasso di riduzione annuale dei costi unitari (*X-factor*), al meccanismo di gradualità nell'applicazione dei nuovi criteri per la definizione del capitale investito netto e alla determinazione d'ufficio della tariffa, non limitata alle località per le quali la società di distribuzione non dispone della documentazione completa, ma estesa alle altre località servite dall'esercente. In ottemperanza alla summenzionata sentenza, l'Autorità ha inoltre provveduto:

- alla determinazione delle tariffe d'ufficio sulla base dei dati forniti dalle imprese;
- alla rideterminazione delle tariffe di riferimento e delle opzioni tariffarie per gli anni 2009 e 2010;
- alla fissazione dei valori delle tariffe di riferimento e alla rideterminazione il valore delle opzioni tariffarie per gli anni 2011 e 2012.

Mediante un documento per la consultazione¹⁴² è stata formulata l'ipotesi di prolungamento al 2013 del periodo di vigenza delle disposizioni in materia di tariffe di distribuzione e misura del gas in vigore per il terzo periodo regolatorio, e sono state illustrate le principali linee di intervento con riferimento al quarto periodo di regolazione. Con la delibera 436/2012/R/gas¹⁴³, l'Autorità ha quindi prorogato di un anno il periodo di vigenza delle disposizioni della RTDG, estendendo all'anno 2013 il periodo di validità delle regole di aggiornamento annuale infra periodo, previste per gli anni 2010-2012, delle componenti della tariffa di riferimento. Per quanto riguarda le regole di aggiornamento annuale delle componenti a copertura dei costi operativi nel 2013, anche in questo caso l'Autorità ha ritenuto di applicare la regola di aggiornamento prevista dalla RTDG, come modificata con la delibera 315/2012/R/gas. Per l'aggiornamento delle componenti a copertura dei costi di capitale, centralizzato e di località, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare il valore del WACC per l'anno 2013, sulla base dei parametri adottati¹⁴⁴ ai fini della determinazione del tasso di remunerazione per il settore elettrico per il quarto periodo di regolazione, a eccezione del parametro β . In relazione a tale parametro, si è ipotizzato il mantenimento di un livello pari a quello adottato per il medesimo servizio nel terzo periodo di regolazione. Sulla base di tali assunzioni, il tasso di remunerazione del capitale investito (reale pre-tasse) risulta pari al 7,7% per il servizio di distribuzione e all'8,0% per il servizio di misura.

Nella medesima delibera 436/2012/R/gas, l'Autorità, in un'ottica di semplificazione dei meccanismi regolatori, ha sospeso le disposizioni previste dalla RTDG che incentivano le aggregazioni tra imprese distributrici, limitando l'applicazione dell'incentivo alle operazioni che si sono concluse entro il 30 settembre 2012.

Con la delibera 553/2012/R/gas¹⁴⁵, sono state fissate le tariffe di riferimento e le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, nonché le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale con riferimento all'anno 2013, in coerenza con le disposizioni transitorie definite nella delibera 436/2012/R/gas.

Circa le principali linee di intervento delineate per il quarto periodo di regolazione, con un ulteriore documento per la consultazione¹⁴⁶, l'Autorità ha analizzato nel dettaglio le tematiche relative alla definizione del costo riconosciuto. Nel medesimo documento, nell'ottica di

¹⁴¹ Introdotte con la delibera 26 luglio 2012, 315/2012/R/gas.

¹⁴² Delibera 2 agosto 2012, 341/2012/R/gas.

¹⁴³ Delibera del 25 ottobre 2012.

¹⁴⁴ Con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11.

¹⁴⁵ Delibera del 20 dicembre 2012.

¹⁴⁶ Atto 14 febbraio 2013, 56/2013/R/gas.

contenimento del rischio regolatorio, l'Autorità ha indicato l'ipotesi di estendere da quattro a sei anni la durata degli attuali periodi di regolazione e di introdurre contestualmente meccanismi di revisione infra periodo con riferimento all'*X-factor* e ad alcuni parametri per il calcolo del WACC. L'Autorità ha poi evidenziato che nel corso del quarto periodo regolatorio coesisteranno gestioni per ambito e gestioni comunali o sovracomunali, e ha proposto per questo motivo di definire sia i costi operativi riconosciuti per impresa, sia i costi riconosciuti per ambito, differenziati in funzione della densità di clientela all'interno dell'ambito.

Con riferimento alla valutazione dei nuovi investimenti, è stata esaminata la possibilità di applicare criteri misti standard-consuntivo, distinguendo gli investimenti in funzione della loro finalità e di driver differenziati per tipologia di cespiti. Per quanto riguarda la fissazione del tasso di remunerazione del capitale investito, nel documento è stata comunicata l'intenzione di avviare uno specifico procedimento che unifichi, per tutti i servizi regolati dall'Autorità, modalità e tempistiche di determinazione dei parametri del WACC non specifici di settore, in attesa del quale è stata prospettata l'applicazione di criteri sostanzialmente analoghi a quelli impiegati nei precedenti periodi regolatori.

Misura

Nel corso dell'anno 2012, con riferimento al servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale, è stata svolta un'attività di aggiornamento e adeguamento delle direttive per la messa in servizio dei misuratori/gruppi di misura elettronici (GDM), per l'implementazione della telelettura/telegestione e della relativa regolamentazione tariffaria.

Nel 2008 l'Autorità aveva stabilito¹⁴⁷ l'obbligo di messa in servizio di misuratori elettronici per la telegestione/telelettura di tutti i punti di riconsegna della distribuzione gas, prevedendone il rinnovo per una percentuale pari all'80% al 2016 per i punti di riconsegna del *mass market* (che essenzialmente identifica la clientela domestica), e pari al 100% per i restanti punti di riconsegna presenti negli impianti di distribuzione, già a partire dal 2012. Successivamente, con la delibera 28/2012/R/gas¹⁴⁸, con la quale tra l'altro è stato concluso il percorso di definizione tariffaria per i misuratori elettronici per la telegestione, l'Autorità, tenendo conto dei nuovi elementi emersi dalle consultazioni, ha aggiornato gli obblighi di messa in servizio dei misuratori elettronici.

Nel dettaglio, ha disposto:

- la determinazione di costi standard da riconoscere a partire dal 2012 (inclusa la capitalizzazione dei costi di messa in loco e l'avvio del misuratore), differenziati per classe di misuratori con una previsione di decremento dei costi standard negli anni, dovuto al consolidamento dei processi industriali tecnologici;
- l'articolazione del riconoscimento dei costi operativi tenendo conto di quanto già ammesso tramite la disciplina vigente e istituendo una componente aggiuntiva per gli extra costi dovuti alle verifiche periodiche previste dal decreto legislativo n. 99/09.
- la rimodulazione della tempistica degli obblighi di messa in servizio dei misuratori, non più articolata in funzione di tappe obbligatorie ma facendo leva sul riconoscimento del costo standard che, decrescendo nel tempo, premia un investimento precoce;

¹⁴⁷ Delibera 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08.

¹⁴⁸ Delibera del 2 febbraio 2012.

- la fissazione, relativamente al *mass market*, di obblighi di sostituzione alla data del 31 dicembre 2018 così articolati:
 - il 60% dei punti di riconsegna esistenti a tale data;
 - il 100% dei misuratori per i quali a tale data risulti scaduta la validità del bollo metrico;
 - il 100% di installazioni successive al 29 febbraio 2012 equipaggiate con misuratori elettronici alla data del 31 dicembre 2018.

Dai dati raccolti nel luglio 2012, nell'ambito della rilevazione conoscitiva "Telegestione gas", è emerso che l'implementazione del piano di *roll-out* (ossia la messa in servizio dei misuratori elettronici in sostituzione di quelli tradizionali) ha subito alcuni ritardi, soprattutto per i gruppi di misura di taglia intermedia e per il *mass market*. Di conseguenza, nel corso del 2012 è stata effettuata dall'Autorità una ricognizione sullo stato della tecnologia, da cui è emersa la possibilità di reperire sul mercato misuratori e *add-on* per i gruppi di misura di taglia intermedia in quantità sufficienti per l'avvio, nel 2013, di una significativa fase di aggiornamento dei misuratori. A fronte di ciò, con la delibera 575/2012/R/gas¹⁴⁹, l'Autorità ha definito un programma di messa in servizio dei misuratori elettronici cadenzato in quantità e obblighi temporali per ciascuna classe di gruppo di misura:

- per i punti di riconsegna con classe del gruppo maggiore di G40, la sostituzione del 100% dei misuratori entro il 29 febbraio 2012;
- per i punti di riconsegna con classe del gruppo uguale a G40, la sostituzione del 95% dei misuratori entro il 31 dicembre 2013 e del 100% al 31 dicembre 2014;
- per i punti di riconsegna con classe del gruppo di misura compresa tra G16 e G25, la sostituzione del 25% dei misuratori entro il 31 dicembre 2013, del 60% entro il 31 dicembre 2014 e del 100% al 31 dicembre 2015;
- per i punti di riconsegna con classe del gruppo uguale a G10, la sostituzione del 5% dei misuratori entro il 31 dicembre 2013 e del 15% entro il 31 dicembre 2014, rinviando al nuovo periodo regolatorio la definizione di successive scadenze.

Per i clienti di più piccole dimensioni, ovvero quelli con misuratori di classe uguale o inferiore a G6, la delibera 575/2012/R/gas non ha modificato quanto stabilito dalla delibera 28/2012/R/gas, lasciando quindi sostanzialmente invariati sia l'obbligo di messa in servizio di misuratori elettronici al 60% di questa clientela entro il 31 dicembre 2018, sia l'obbligo di sostituzione della totalità dei misuratori per i quali risulta scaduta la validità del bollo metrico alla data del 31 dicembre 2018.

Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

In attuazione delle disposizioni di cui al decreto del Ministero dello sviluppo economico n. 226/11, che ha delineato il *Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale*, l'Autorità ha avviato¹⁵⁰ la propria regolazione in materia di criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale.

¹⁴⁹ Delibera del 28 dicembre 2012.

¹⁵⁰ Delibera dell'8 marzo 2012, 77/2012/R/gas.

In tale ambito, l'Autorità ha proceduto alla pubblicazione di tre documenti per la consultazione¹⁵¹ nei quali sono stati descritti i primi orientamenti circa le modalità per la trasmissione dei dati sullo stato di consistenza delle reti di distribuzione, i criteri per la definizione del corrispettivo *una tantum* a copertura degli oneri di gara e la predisposizione dello Schema del contratto di servizio tipo.

A valle della consultazione, l'Autorità ha approvato:

- i criteri per la determinazione del corrispettivo *una tantum* a copertura degli oneri sostenuti dalle stazioni appaltanti¹⁵² per la gestione delle gare nei nuovi ambiti territoriali minimi per il servizio di distribuzione del gas¹⁵³. L'ammontare del corrispettivo varia in funzione del numero di utenti serviti e del numero di comuni appartenenti al singolo ambito territoriale minimo, entro i limiti di un tetto massimo di spesa;
- lo Schema di contratto di servizio tipo relativo all'attività di distribuzione del gas¹⁵⁴, successivamente approvato con il decreto del Ministero dello Sviluppo economico 5 febbraio 2013;
- il formato del supporto informatico per la trasmissione dei dati relativi agli stati di consistenza delle reti di distribuzione del gas naturale, predisponendo le schede tecniche per il loro invio in formato cartaceo, fissando il formato del supporto informatico e stabilendo la data di decorrenza dell'obbligo di utilizzo del medesimo formato informatico¹⁵⁵.

Biometano

In coerenza con le disposizioni di cui all'articolo 20, comma 1, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 che recepisce nell'ordinamento nazionale la direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, l'Autorità ha pubblicato un documento per la consultazione, in tema di regolazione tecnica ed economica delle connessioni di impianti di produzione di biometano con le reti del gas naturale¹⁵⁶.

Nel documento l'Autorità ha esposto i primi orientamenti per la definizione delle direttive previste dal decreto legislativo n. 28/11, che incidono sia sull'erogazione del servizio di connessione, sia sull'erogazione del servizio di trasporto sulle reti di trasporto e distribuzione. In particolare, l'Autorità ritiene che:

- la responsabilità di garantire la sicurezza e l'efficienza tecnica nella gestione delle reti sia da attribuire ai gestori di rete. A questo scopo è necessario definire un quadro di regole (da

¹⁵¹ Documenti per la consultazione 24 maggio 2012, 212/2012/R/gas, 21 giugno 2012, 257/2012/R/gas e 27 settembre 2012, 382/2012/R/gas.

¹⁵² "Stazione appaltante" è il soggetto che, su delega degli Enti locali concedenti appartenenti all'ambito, ha la responsabilità di bandire, gestire e aggiudicare la gara di affidamento del servizio di distribuzione in tutti i Comuni dell'ambito.

Il decreto ministeriale del 226/11 ha stabilito infatti che, ai fini di un efficace e efficiente processo di affidamento del servizio di distribuzione per ambito territoriale, sia indispensabile che gli Enti locali appartenenti a un ambito individuino un'amministrazione o un'organizzazione già istituita cui delegare l'espletamento della procedura di gara (stazione appaltante). Il decreto suggerisce che l'amministrazione con funzione di stazione appaltante possa essere il Comune capoluogo di provincia, qualora presente nell'ambito; mentre negli altri casi possa essere un Comune capofila o la Provincia o altro soggetto, come una società patrimoniale delle reti, dove presente, e che la sua scelta debba essere effettuata dai Comuni dell'ambito.

¹⁵³ Delibera 11 ottobre 2012, 407/2012/R/gas.

¹⁵⁴ Delibera 6 dicembre 2012, 514/2012/R/gas.

¹⁵⁵ Delibera 13 dicembre 2012, 532/12/R/gas.

¹⁵⁶ Documento per la consultazione 26 aprile 2012, 160/12/R/gas.

includere nei codici di rete) che, da un lato, dia i necessari poteri ai gestori di rete per svolgere tale compito, dall'altro, garantisca trasparenza, tracciabilità e tutela agli utenti del servizio;

- al fine di garantire la sicurezza fisica e di funzionamento del sistema gas, nonché l'intercambiabilità e la trasportabilità del gas naturale nelle reti è necessario che il biometano immesso in rete abbia caratteristiche compatibili con le specifiche previste per il gas naturale;
- il dimensionamento dei corrispettivi per la connessione degli impianti di biometano assuma un ruolo rilevante nel fornire il giusto segnale di prezzo per favorire scelte efficienti sul piano dell'allocazione delle risorse e ritiene che eventuali incentivazioni, anche legate al costo per l'accesso e l'uso delle reti, debbano essere contenute nei provvedimenti adottati dai ministeri competenti. Allo stato attuale, non sembrano esservi elementi oggettivi che rendano opportuno valorizzare le immissioni di biometano in termini di minori costi delle reti di trasporto e distribuzione.

Esclusione di trasferimenti incrociati tra attività della filiera

La delibera 11/07 "Obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas" è finalizzata, tra le altre cose, a escludere che le imprese operanti nel settore elettrico e del gas effettuino trasferimenti incrociati di risorse tra diverse attività della filiera. Nel corso del 2012 l'Autorità non ha avviato né concluso, nel settore del gas naturale procedimenti volti all'accertamento di violazioni della disciplina in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile.

4.1.4 Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Accesso alle infrastrutture e gestione delle congestioni

Nel corso del 2012 sono entrate in vigore le norme relative alla gestione delle congestioni nei gasdotti internazionali attraverso apposita decisione della Commissione europea. In merito, l'Autorità ha promosso un'intensa attività di coordinamento con i regolatori degli Stati membri confinanti con l'Italia (per esempio con il regolatore austriaco), al fine di definire approcci condivisi nell'adozione dei diversi meccanismi volti alla risoluzione delle congestioni contrattuali tra paesi limitrofi previsti dalla citata decisione.

Nel 2012 le **Iniziative regionali gas** hanno avviato la prima attività sovra regionale che consiste nell'implementazione volontaria e anticipata (ovvero prima della sua entrata in vigore) del *Network Code on Capacity Allocation Mechanisms* (CAM NC) da parte di gestori di rete e di Autorità di regolazione. La suddetta attività è stata coordinata a livello europeo dall'Autorità italiana nell'ambito del *Gas Regional Coordination Group* dell'ACER, di cui è *leader*. Essa comporta lo sviluppo di progetti pilota a livello regionale/bilaterale, che hanno come obiettivo quello di sperimentare l'applicazione delle regole previste dal CAM NC in materia di organizzazione delle aste, definizione di prodotti *bundled* e sviluppo di piattaforme informatiche per l'allocazione della capacità transfrontaliera, prima che le stesse diventino vincolanti.

Al fine di favorire uno sviluppo omogeneo dei diversi progetti pilota, ACER ed ENTSO-G, su mandato del Madrid Forum del 22 e 23 Marzo 2012, hanno avviato un'intensa collaborazione che ha portato all'approvazione congiunta della *Roadmap for the early implementation of the Capacity*

Allocation Mechanisms Network Code. La *Roadmap* descrive i progetti in corso e definisce una serie di azioni da compiere entro il 2014 per garantire una tempestiva ed efficiente implementazione del summenzionato codice. I progetti pilota sono frutto dell'iniziativa volontaria delle Autorità di regolazione e dei gestori di rete nazionali e rappresentano un banco di prova molto efficace per individuare, da un lato, eventuali modifiche regolatorie e legislative necessarie a livello nazionale per dare attuazione alle disposizioni del suddetto Codice di rete e, dall'altro, per condividere *best practices* e soluzioni regolatorie agli eventuali problemi di attuazione dello stesso. Oltre a coordinare la suddetta attività, l'Autorità italiana ha continuato a guidare la Regione gas Sud-Sudest (SSE), in collaborazione con il regolatore polacco (che dall'inizio del 2013 ha sostituito il precedente co-leader austriaco). Oltre a Italia e Polonia, la Regione comprende anche Austria, Cipro, Bulgaria, Grecia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria.

Il Piano di lavoro triennale (2011-2014) della Regione comprende, tra le altre cose, una sezione dedicata all'implementazione del CAM NC e, in particolare, allo sviluppo di un progetto pilota finalizzato a rendere disponibile, dall'1 aprile 2013, un servizio di allocazione della capacità giornaliera tra il punto di scambio austriaco di Baumgarten e il sistema gas italiano, via Tarvisio, da attuarsi mediante l'utilizzo di una piattaforma comune di prenotazione di capacità gestita da Prisma European Capacity Platform GmbH.

La società vede la partecipazione di 19 azionisti, costituiti dai principali gestori di rete europei, appartenenti a 7 paesi. Con l'adesione anche di Snam Rete Gas e Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) alla costituzione della società, da settembre 2012, anche per l'Italia, a partire dal punto di interconnessione di Tarvisio sono state adottate regole di allocazione e modalità operative comuni a quelle del Centro e del Nord Europa. Inoltre, per l'Italia è già oggetto di considerazione l'estensione di tali regole al punto di interconnessione con la Svizzera e con la Slovenia, sempre al fine di garantire una tempistica di implementazione delle regole comune a quella degli altri mercati principali.

Un'altra tematica presente nel Piano di lavoro della Regione SSE è quella legata allo sviluppo delle infrastrutture. In merito, i piani regionali di investimento (GRIPs) preparati da ENTSO-G relativi al corridoio Sud e al corridoio Centro-Est sono stati presentati e discussi durante la riunione degli *stakeholders* della Regione svoltosi a Vienna il 31 maggio 2012, anche al fine di conoscerne più approfonditamente l'impatto in seno alla Regione stessa. Sempre nel corso del 2012, si è tenuta a Milano (4-5 dicembre 2012) un'altra riunione tra regolatori e *stakeholders* della Regione in occasione della quale sono state esplorate ulteriormente le aree di lavoro prioritarie per il 2012; in quest'ottica, è stata ribadita l'importanza della *early implementation* del CAM NC, attraverso l'estensione del numero dei progetti e dunque dei punti di interconnessione coinvolti ed è stata identificata, tra le aree di lavoro prioritario, la promozione dell'integrazione dei mercati del gas tra paesi limitrofi della Regione, attraverso la creazione di apposite *trading areas*.

Rapporti con paesi non appartenenti all'Unione europea

Come descritto nel paragrafo 3.1.4, anche nel 2012 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa (EnCT). Per quanto riguarda il settore gas, il *Gas Working Group*, copresieduto dall'Autorità e dal regolatore croato, ha finalizzato il documento *Gas Transmission Balancing in the Energy Community*, approvato nel corso della 23a riunione ECRB del 27 marzo 2013. Il documento esamina le differenze tra i sistemi di bilanciamento dei *Contracting Parties*, in relazione ai requisiti stabiliti sia dal Terzo pacchetto energia, sia dalle FG di ACER e dalle NC di ENTSO-G.

Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari

Il decreto legislativo n. 93/11 che recepisce le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE nell'ordinamento giuridico italiano, attribuisce congiuntamente al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità il compito di valutare, ciascuno secondo le proprie competenze, la coerenza del Piano decennale di sviluppo della rete - presentato annualmente dal gestore – con la strategia energetica nazionale, mentre riserva al Ministero dello sviluppo economico, previo parere dell'Autorità, l'obbligo di valutazione della coerenza del suddetto Piano con il Piano decennale di sviluppo della rete al livello comunitario, presentato ogni due anni da ENTSO-G.

4.1.5 Conformità alla normativa comunitaria

Nell'anno appena trascorso non sono state adottate decisioni giuridicamente vincolanti da parte dell'Agenzia o della Commissione a cui l'Autorità abbia dovuto dare attuazione ai sensi dell'articolo 41.1.d) della direttiva 73/2009/CE.

Conformità dei compiti attribuiti all'Autorità ai sensi della direttiva gas

Per un'illustrazione delle principali competenze e poteri attribuiti all'Autorità dal decreto legislativo 93/2011 si rimanda alla tavola 3.3.

4.2 Promozione della concorrenza

4.2.1 Mercati all'ingrosso

Anche il 2012 è stato un anno negativo per il consumo di gas naturale. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il consumo interno lordo si è fermato a 74,9 G(m³), registrando così una diminuzione del 3,9% rispetto all'anno precedente. I consumi finali sono scesi a 72,9 G(m³), 3 miliardi sotto al valore del 2011 che rappresentava, finora, il punto di minimo relativo dall'anno della liberalizzazione del settore. Il calo non ha colpito tutti i settori: i consumi del settore civile, quelli dell'autotrazione e gli usi non energetici, infatti, hanno tenuto o hanno registrato un buon incremento. A scendere, invece, sono stati tutti gli usi produttivi, vale a dire quelli dell'agricoltura, dell'industria e – specialmente – quelli per la generazione elettrica. I consumi del settore civile (residenziale e terziario) sono lievemente cresciuti rispetto al 2011 (+1,2%), passando da 30,8 a 31,2 G(m³), grazie alle temperature più rigide d'inverno e più calde d'estate. Gli impieghi di gas per autotrazione, saliti del 4,8%, hanno confermato il trend di crescita che li contraddistingue ormai da diversi anni. Anche gli usi non energetici hanno registrato una crescita dell'8,6%, compensando la forte caduta dello scorso anno. Alla tenuta del settore civile si è però contrapposto il calo (-3,1%) dei consumi industriali, che sono scesi a 15 G(m³) e soprattutto quelli del settore termoelettrico, crollati dell'11%. Nel 2012, infatti, il perdurare della crisi economica ha ridotto la domanda di gas per la produzione elettrica di altri 3 G(m³), portandola a 25,1 G(m³) dai 28,2 G(m³) del 2011.

Per la produzione nazionale nel 2012 si conferma il trend di assestamento intorno agli 8 G(m³)/anno che ha caratterizzato gli ultimi anni e che ha arrestato la dinamica di sensibile riduzione dei volumi prodotti, innescatasi a partire dal 1994, anno in cui fu raggiunto il massimo storico di 20 G(m³) e le risorse nazionali consentirono di soddisfare circa un terzo dei consumi dell'epoca. Secondo i dati provvisori del Bilancio energetico nazionale diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, anche nel 2012, infatti, l'estrazione di gas sul territorio nazionale ha toccato quota 8.605 M(m³), evidenziando un aumento del 2,1% rispetto al 2011, per una copertura del fabbisogno interno pari al 12% circa.

Continua anche per il 2012 la diminuzione delle importazioni nette di gas in Italia, ridotte di ulteriori 2,6 G(m³) e passate dai 70.245 del 2011 a 67.586 M(m³), livello prossimo a quello del 2004. Secondo i dati preconsuntivi del Ministero dello sviluppo economico, infatti, nel 2012 le importazioni lorde sono scese a 67.725 dai 70.369 M(m³) che avevano raggiunto nel 2011, mentre le esportazioni sono lievemente aumentate da 124 a 139 M(m³). Tenendo conto che la variazione di volume negli stoccaggi per l'anno è stata pari a 1.276 M(m³) – nel 2011 andarono a stoccaggio solo 777 M(m³) – e che i consumi e le perdite di sistema sono stimabili in circa 1.975 M(m³), il valore dei consumi nazionali nel 2012 è valutabile in 72.940 M(m³), quattro punti percentuali al di sotto di quello registrato nel 2011. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2011 e pari al 90%. Metà del gas importato in Italia proviene dal Nord; l'89% del gas arriva via tubo. La quota maggiore di gas importato, quest'anno pari al 35,2%, entra in Italia da Tarvisio, il punto al confine con il gasdotto austriaco TAG, per il quale passa il gas proveniente dalla Russia. Appena sotto, con una quota del 30,5%, si situa il punto di Mazara del Vallo connesso con il sistema dei gasdotti TTPC (attraverso la Tunisia) e Transmed, che porta in Italia il gas proveniente dall'Algeria. Principalmente dalla stessa Algeria è anche il gas che giunge, trasportato via nave come GNL, presso il punto di Panigaglia, dal quale lo scorso anno è passato l'1,7% delle nostre importazioni. Il 13,3% del gas estero arriva in Italia attraverso Passo Gries, il punto situato al confine con la Svizzera e connesso con i gasdotti internazionali Transitgas

(che passa dalla Svizzera) e TENP (che passa dalla Germania), utilizzato principalmente per il gas proveniente dai Paesi Bassi, dalla Norvegia e da altre produzioni del Nord Europa. Di pari importanza sono poi i punti di Gela (9,6%) e Cavarzere (9,2%) che accolgono, rispettivamente, il gas proveniente dalla Libia – attraverso il Green Stream – e quello proveniente dal Qatar, che approda in Italia nel terminale di rigassificazione al largo della costa di Rovigo.

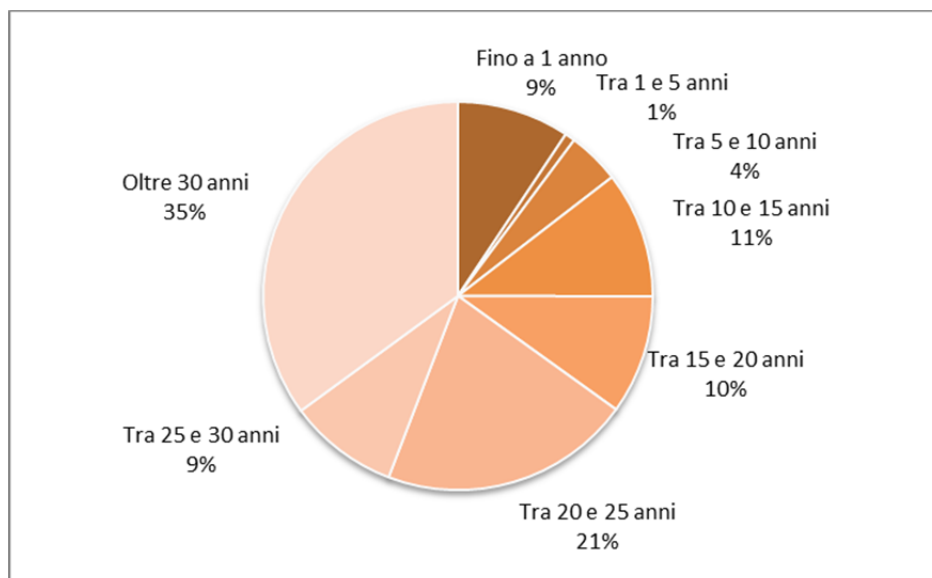
Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2012 le importazioni lorde hanno registrato una caduta del 4,4%, scendendo a 64,9 G(m³) dai 67,9 toccati nel 2011. Nei dati preconsuntivi, diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, la diminuzione appare un po' meno ampia e pari a -3,8%, dati i quantitativi di importazione corrispondenti pari a 67,7 e 70,4 G(m³), rispettivamente per il 2012 e il 2011. Il 4,6% del gas complessivamente importato è stato acquistato presso le Borse europee.

Come negli anni scorsi i gruppi¹⁵⁷ che hanno una quota superiore al 5% rispetto al gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono Eni, Edison ed Enel che insieme coprono il 78,2% del totale, in aumento rispetto al 2011 in cui risultava pari a 74,3%. Gli altri operatori possiedono quote di gas importato e/o prodotto che partono dal 2,3%. I medesimi tre gruppi possiedono anche più del 5% del gas disponibile, con una quota analoga a quella del gas approvvigionato.

Con 29 G(m³) di gas importato e una quota pari al 44,6% (42,8% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), Eni si conferma il soggetto principale nell'importazione, così come nella produzione nazionale. La sua quota resta, in effetti, preponderante e ancora di 25 punti percentuali superiore a quella del primo concorrente. Come nel 2011, inoltre, la quota della società risulta superiore a quella dell'anno precedente (era 41,5% nel 2011 e 39,2% nel 2010), al contrario di quanto avveniva negli anni precedenti, che registravano continue diminuzioni di tale quota nel rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164, non più operativi dal 2011. Anche nel 2012 la seconda posizione è occupata da Edison, la cui quota è cresciuta al 19,2% dal 17,3% dello scorso anno. Enel Trade è rimasta al terzo posto con una quota del 12,9%, più piccola rispetto al 13,7% ottenuto l'anno precedente. La quarta posizione, che nel 2011 era occupata da Sonatrach Gas Italia con il 2%, nel 2012 è stata raggiunta da Vitol che era quindicesima nel 2011. L'arretramento di Sonatrach Gas Italia è dovuto a una forte riduzione nei quantitativi importati dalla società, passati da 1,4 G(m³) a poco meno di mezzo miliardo. Non compare più, invece, tra i primi venti importatori la società Plurigas, che nel 2011 era al settimo posto; Plurigas è la joint venture tra A2A e Iren, che ha cessato la propria attività nel marzo 2012. I primi tre importatori coprono una quota delle importazioni pari al 76,7% (il 73,6% sul valore di import totale di fonte ministeriale). Come lo scorso anno, tale quota risulta in aumento (era 72,5% nel 2011).

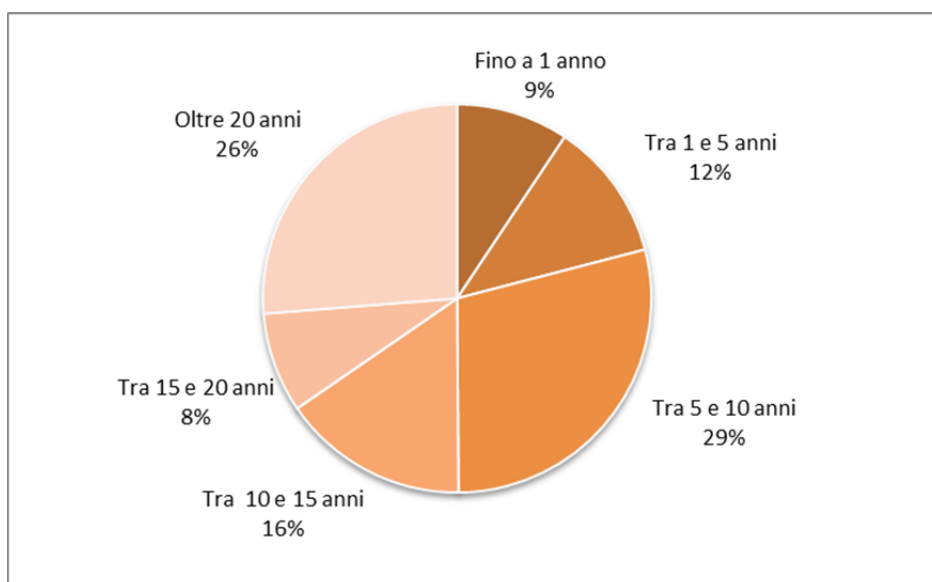
L'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2012 secondo la durata intera (Fig. 4.3) mostra, come negli anni passati, che i contratti di lungo periodo hanno tuttora una grande importanza: il 65% delle importazioni avviene, in effetti, in base a contratti la cui durata complessiva supera i venti anni, mentre un altro 25% avviene in virtù di contratti con una durata intera compresa tra cinque e venti anni. Si ricorda che l'incidenza di questi contratti viene valutata in modo da escludere (attraverso una stima) le *Annual Contract Quantity* di contratti spot che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore attivo in Italia che l'ha acquistato.

¹⁵⁷ 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.

Figura 4.4 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2012, secondo la durata intera

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Anche sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2012 (Fig. 4.4) si rivelano complessivamente ancora piuttosto lunghi: il 34% scadrà infatti tra quindici o più anni e la metà avrà termine tra dieci anni o più. Il 21% dei contratti esistenti si esaurirà invece entro i prossimi cinque anni. Anche l'incidenza dei contratti con durata residua annuale è stata rivista come descritto poco sopra.

Figura 4.5 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2012, secondo la durata residua

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 4.3 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	147,2	436	8,0	110,9	0,3	102,6	8,0	3	4	49,2%
2010	173,5	459	8,3	116,0	0,3	103,1	12,6	3	5	42,3%
2011	178,9	401	8,4	116,3	0,2	103,0	13,0	3	3	42,1%
2012	176,1	464	8,6	116,9	0,2	102,5	14,2	3	3	39,9%

(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, 17/12/2010, 25/01/2011; 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.

Nel 2012 la domanda totale del settore gas, intesa come somma dei volumi di gas venduti sul mercato all'ingrosso (incluse le rivendite) e al dettaglio più gli autoconsumi, risulta in diminuzione del 1,6% ed è stata pari a 176,1 G(m³). Il mercato all'ingrosso ha movimentato 101 G(m³) in aumento del 3% rispetto al 2011, 62,4 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio registrando un calo dell'8% rispetto al 2011, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 12,6 G(m³). Gli operatori che risultano avere una quota di tale mercato superiore al 5% sono 3.

Più precisamente i gruppi e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (21,4%), Edison (9,6%), GdF Suez (8,9%), Enel (7,6%) e A2A (6%). I primi tre gruppi coprono insieme il 39,9% della domanda totale, una quota inferiore di oltre 2 p.p. rispetto a quella dello scorso anno.

Nel paragrafo che segue sono descritte in dettaglio le vendite e i prezzi del mercato all'ingrosso.

4.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

I dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono, come di consueto, dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente. Per quanto riguarda il settore della vendita del gas, l'Indagine era rivolta alle 466 società accreditate all'Anagrafica operatori, che

hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2012. Di queste, hanno risposto 402 imprese, di cui 37 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Seguendo la metodologia introdotta lo scorso anno, delle 365 attive, 57 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 213 hanno venduto gas solo a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 95, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso, sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti.

Il mercato all'ingrosso ha movimentato 101 G(m³), il 32,4% è stato scambiato da grossisti puri mentre il restante 67,6% da venditori che operano su entrambi i mercati. Il numero dei grossisti è leggermente aumentato, salendo a 152 unità contro le 143 dell'anno precedente. Nel 2012 la quota delle prime 3 società Eni, Edison ed Enel Trade risulta del 27,9% contro un valore del 28,2% dell'anno precedente. Considerando le prime 5 società, includendo anche Sinergie Italiane e GdF Suez, la quota subisce un aumento al 34,2%, anche questa in riduzione rispetto all'anno precedente in cui risultava del 38,7%.

L'indice di Herfindahl calcolato sul solo mercato all'ingrosso nel 2012 (escludendo pertanto i significativi quantitativi di gas autoconsumati dalle imprese, pari a 12,6 G(m³)) è risultato pari a 0,049, dunque per il quarto anno consecutivo al di sotto della soglia dello 0,1 ritenuto sintomo di bassa concentrazione.

Il prezzo praticato dagli operatori misti è risultato di 34,62 c€/m³ ovvero di poco superiore a quello mediamente praticato dai grossisti puri, pari a 33,68 c€/m³. Complessivamente sul mercato all'ingrosso il gas è stato scambiato a un prezzo pari a 34,31 c€/m³.

Tavola 4.4 Vendite e prezzi nel mercato all'ingrosso nel 2012

M(m³); c€/m³

Operatori	Numero	Vendite	Prezzo
Grossisti puri	57	32.793	33,68
Operatori misti	95	68.319	34,62
Totale	152	101.112	34,31

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia resta ancora il Punto di scambio virtuale (PSV), gestita dal principale operatore della rete di trasporto – Snam Rete Gas – e che permette lo scambio di capacità e quantitativi di gas, in base a contratti *over the counter*.

Solo dal 2010, come meglio esposto nei paragrafi successivi, è stata creata una Borsa regolamentata e trasparente per lo scambio del gas. Anche a causa degli sviluppi ancora in corso, tale piattaforma registra ancora un basso livello di liquidità.

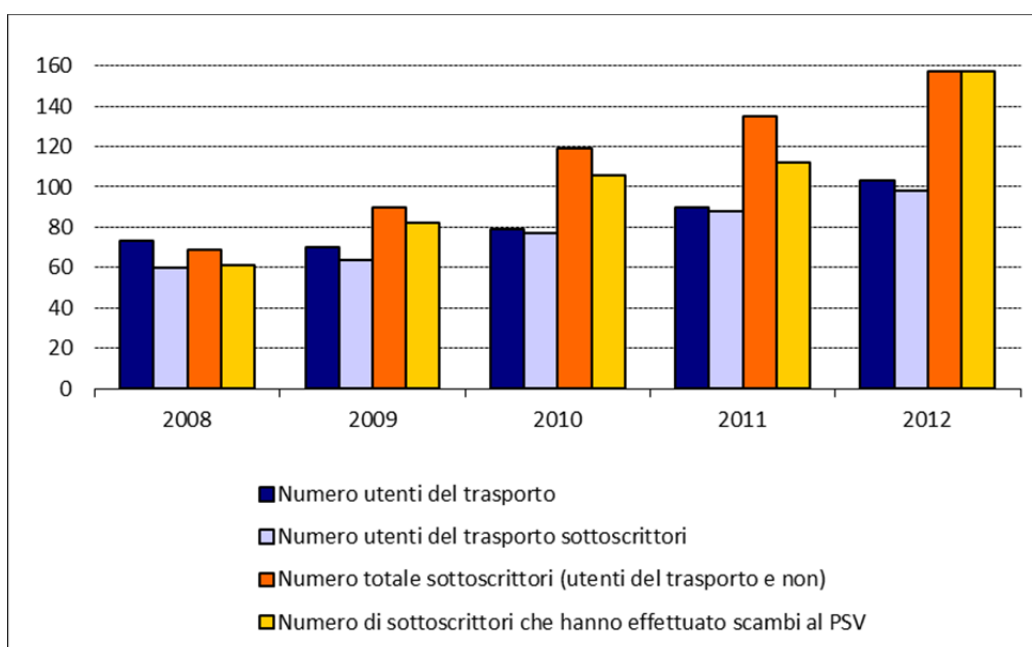
Punto di scambio virtuale

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 PSV. Esso 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 di riduzione di capacità da una fonte di

approvvigionamento. Le transazioni al PSV si effettuano sulla base di contratti bilaterali over-the-counter (OTC), esso dunque non può essere assimilato a una Borsa gas, che in Italia è stata avviata nel maggio 2010 presso il Gestore dei mercati energetici (GME).

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 alla standardizzazione dei contratti sottostanti le transazioni e ad alcuni provvedimenti implementati. Secondo le disposizioni dell'Autorità, dal novembre 2006 i trader possono effettuare transazioni presso l'hub nazionale, senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto. Nel 2012, 157 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi, 59 sono risultati trader puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto (Fig. 4.5). Anche nel 2012 i sottoscrittori che hanno effettuato scambi al PSV sono complessivamente aumentati da 112 del 2011 a 157. Il numero dei trader puri (cioè non utenti del sistema di trasporto) registrano un notevole aumento, passando da 27 a 59 unità. Vale la pena osservare che il 2011 è stato il primo anno in cui si è verificata una diminuzione di questa categoria di operatori (nel 2010 erano infatti 32).

Figura 4.6 Utenti del PSV dal 2008 al 2012



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 4.6 mostra lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e gli scambi registrati al PSV. Nel grafico vengono raggruppate distintamente le importazioni presso gli *entry point*, le riconsegne di gas liquefatto al PSV e gli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sul mercato spot e OTC. Le importazioni presso gli *entry point*, che comprendono esclusivamente gli scambi commerciali¹⁵⁸, sono raggruppate in un'unica voce, che accoglie le cessioni registrate presso Tarvisio, Passo Gries, Mazara, Gorizia, Gela e Panigaglia, queste ultime sino a novembre 2005, perché poi inserite nella voce

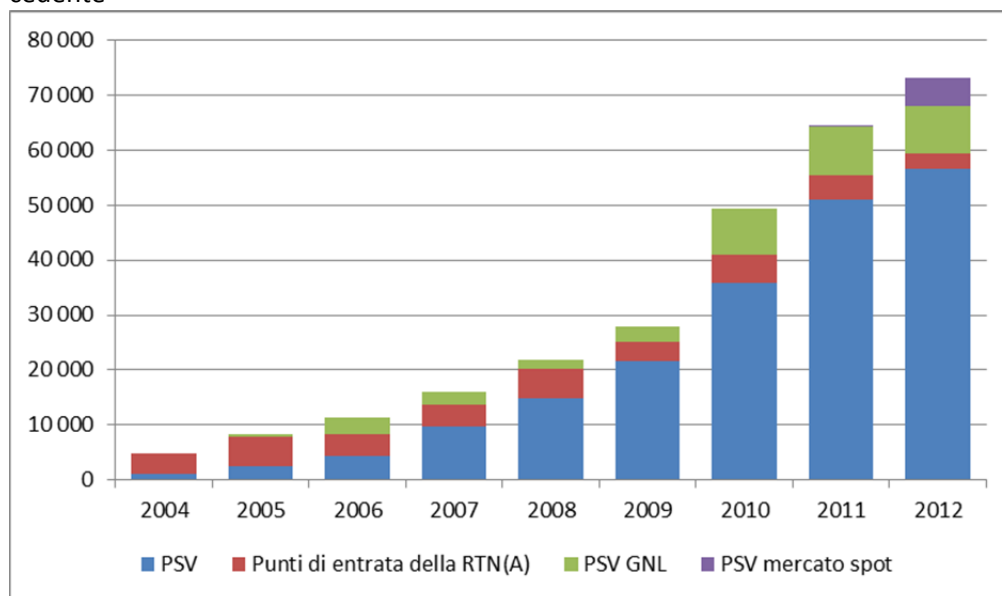
PSV GNL. Infatti, la categoria PSV GNL comprende le riconsegne di gas che avvengono presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia e da ottobre 2009 anche quelle che

¹⁵⁸ Considerando le sole transazioni commerciali, il punto di ingresso di Gorizia diviene inattivo da ottobre 2004, quello di Gela risulta attivo da ottobre 2004 a novembre 2005 e da aprile 2010 sino a febbraio 2011; Mazara, invece, registra un'assenza di transazioni tra dicembre 2005 e settembre 2008.

avvengono presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della società Terminale GNL Adriatico, collegata alla Rete di trasporto nazionale (RTN) tramite l'*entry point* di Cavarzere.

Figura 4.7 Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale

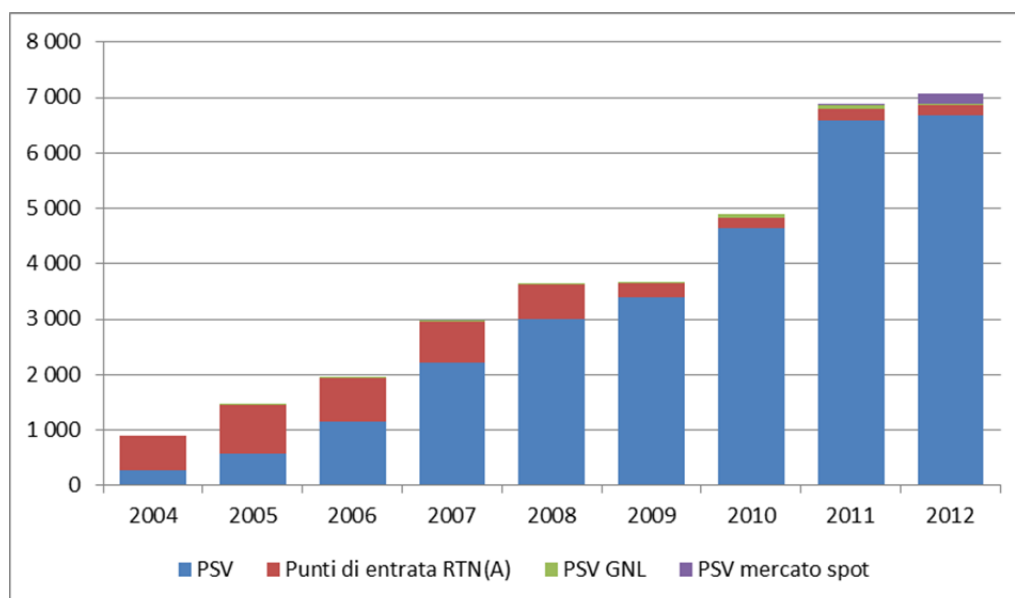
M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente



(A) Nella RTN sono comprese tutte le transazioni, commerciali e doganali.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

Figura 4.8 Numero di transazioni nei punti di entrata della rete nazionale



(A) Nella RTN sono comprese tutte le transazioni, commerciali e doganali.

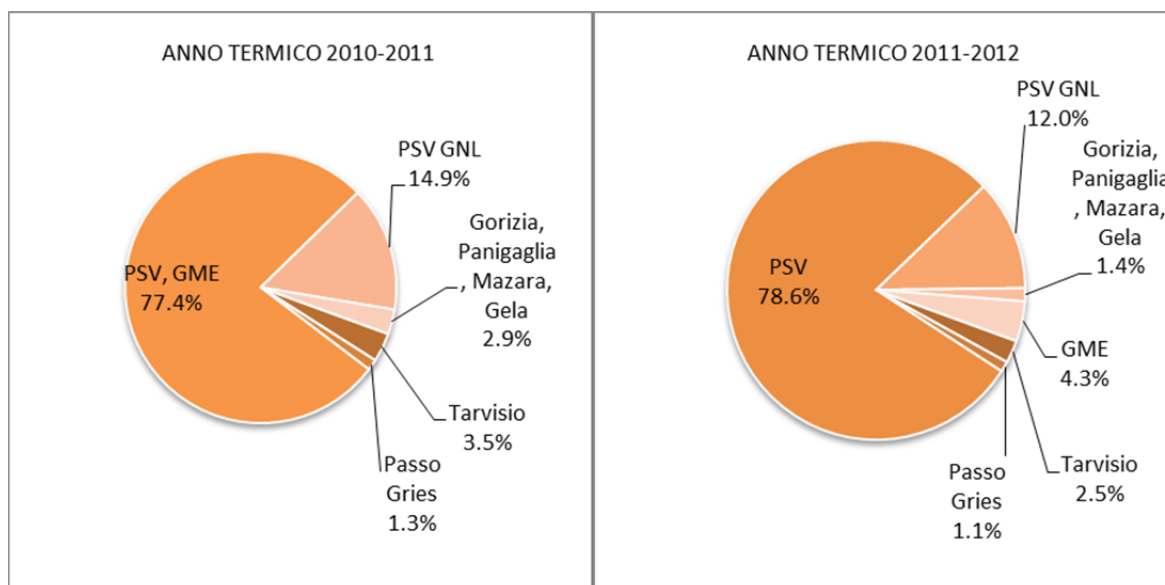
Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

Con l'indicazione "PSV mercati spot" sono evidenziati i volumi scambiati sulle nuove piattaforme gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME) per i mercati spot, che si aggiungono alle già esistenti P-GAS e M-GAS. Con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11 (e sue successive

implementazioni), è stata avviata la piattaforma per il bilanciamento a mercato del gas (PB-GAS) gestita dal GME, grazie alla quale si sta realizzando un graduale passaggio da un meccanismo di bilanciamento “a stoccaggio” a un meccanismo più coerente con l’integrazione europea del mercato del gas, quale il bilanciamento “a mercato”. Grazie alla PB-GAS, il responsabile del servizio di bilanciamento e gli utenti possono approvvigionarsi delle risorse necessarie a effettuare il bilanciamento del sistema. La piattaforma è attiva da dicembre 2011, ma solo dall’1 aprile 2012 gli shipper hanno potuto formulare offerte di acquisto. L’analisi del primo anno effettivo di esercizio della piattaforma conferma gli incoraggianti risultati mostrati nella Relazione Annuale 2012, in cui si ebbe l’opportunità di osservarne il primo trimestre di attività. Nel 2012 i volumi scambiati sulla PB-GAS sono più di 5 G(m³). Da quando è stato consentito agli *shipper* di operare anche sul lato della domanda, il volume degli scambi medi mensili ha subito un incremento del 35% rispetto ai quattro mesi precedenti, quando il lato della domanda era basato unicamente sulle esigenze di Snam Rete Gas quale responsabile del servizio di bilanciamento. La Borsa gas si è fermata nel 2012 a soli 30 M(m³).

Figura 4.9 Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l’estero e PSV

Confronto tra gli anni termici 2010-2011 e 2011-2012



Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

Un confronto tra gli anni termici 2010-2011 e 2011-2012 (Fig. 4.8) mostra come – analogamente agli anni passati – il PSV si sia sviluppato a scapito degli altri punti di ingresso della Rete nazionale, le cui quote si vanno costantemente riducendo nel tempo. Il PSV registra un altro anno in positivo con un incremento quasi del 24%, inferiore comunque alla variazione positiva dello scorso anno termico (+42%). Diversamente dall’anno termico precedente, il PSV GNL segna invece una riduzione del 2,1%, interrompendo così il trend positivo iniziato con l’entrata a regime del terminale di Rovigo. Per l’anno termico 2010-2011, la voce GME è stata accorpata agli scambi effettuati sul PSV per il loro esiguo peso (rappresentano meno dell’1% dei volumi totali). Tale percentuale sale al 4,3% per l’anno termico ottobre 2011 – settembre 2012 per effetto dei volumi della PB-GAS. L’enorme sviluppo degli scambi presso il PSV è una misura delle potenzialità e dell’importanza dello sviluppo di una Borsa gas efficiente e in grado di far emergere i dovuti segnali di prezzo. Nonostante Passo Gries abbia registrato un incremento del 6,1%, la sua

importanza, seppur di poco, risulta in diminuzione rispetto al periodo precedente. I volumi scambiati sul punto di ingresso di Tarvisio risultano in diminuzione del 13%, così come i volumi transitati presso Mazara del Vallo che subiscono un crollo di oltre il 40%.

Borsa gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso le mosse nel 2007 dal decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che ha stabilito l'obbligo:

- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato;
- per gli importatori, di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità.

Le modalità di cessione delle aliquote sono state poi definite con provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità, adottati tra il 2008 e il 2009. Con la legge 23 luglio 2009, n. 99, la gestione economica del mercato del gas è stata affidata in esclusiva al GME, il quale, ai sensi della stessa legge ed entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, ha assunto la gestione delle offerte di acquisto e vendita (e tutti i servizi connessi) secondo criteri di merito economico. La creazione del primo nucleo della Borsa è però avvenuta effettivamente con l'emanazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 marzo 2010, che ha istituito la Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata "P-GAS". Il decreto, in particolare, ha stabilito che a decorrere dal 10 maggio 2010 le quote obbligatorie di cessione del gas naturale importato vengano offerte dagli importatori esclusivamente nell'ambito della nuova Piattaforma di negoziazione (nel c.d. "comparto import"), ma che possono essere ammesse alla Piattaforma anche ulteriori offerte di volumi di gas effettuate da soggetti diversi da quelli tenuti agli obblighi imposti dal decreto legge n. 7/07. Sono ammessi a operare sulla P-GAS i soggetti abilitati a operare sul PSV. I prodotti negoziati sono contratti con periodo di consegna pari a un mese o a un anno termico. Il GME svolge semplicemente il ruolo di gestore della piattaforma e non di controparte centrale: la gestione delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti viene quindi svolta direttamente dagli operatori che vendono il gas. La modalità di negoziazione delle quote di import cedute obbligatoriamente sulla P-GAS è continua. Dal 10 agosto 2010, alle negoziazioni delle quote di gas importato si sono aggiunte quelle delle aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato, che vengono negoziate nel comparto aliquote della P-GAS. Anche in questo caso il GME non è controparte centrale e opera esclusivamente come organizzatore e gestore della piattaforma, ma la modalità di negoziazione è ad asta. L'avvio del vero e proprio mercato spot del gas naturale con il GME che svolge il ruolo di controparte centrale è avvenuto, infine, nell'ottobre 2010, con la nascita della M-GAS. Su tale mercato gli operatori, che siano stati abilitati a effettuare transazioni sul PSV, possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti. Esso si articola in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo. La modalità di negoziazione è continua con asta di chiusura;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

Nel maggio 2012 è stato avviato un ulteriore comparto della P-GAS denominato “comparto ex decreto legislativo n. 130/10”, in riferimento al decreto legislativo nato per implementare misure finalizzate a rendere il mercato del gas naturale maggiormente competitivo, anche grazie al potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio. Il decreto legislativo n. 130/10 nasce in luogo dei c.d. “tetti antitrust” ormai scaduti e mira a introdurre nuovi incentivi per sviluppare la concorrenza del mercato all’ingrosso tramite lo sviluppo delle capacità di stoccaggio. In particolare, il decreto prevede la possibilità per i soggetti investitori¹⁶ di poter richiedere al Gestore dei servizi energetici (GSE), fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio e per un periodo comunque non superiore a cinque anni, di consegnare gas nel periodo estivo e di averlo riconsegnato nel periodo invernale per un quantitativo massimo, corrispondente alle quote della nuova capacità di stoccaggio non ancora entrata in esercizio e loro assegnata tramite le procedure descritte all’art. 7 del decreto medesimo. Al fine di incrementare la liquidità del mercato all’ingrosso del gas naturale, il decreto prevede l’obbligo, da parte dei soggetti che si avvalgono delle misure incentivanti appena descritte, di offrire in vendita, nei sistemi di negoziazione organizzati dal GME, i quantitativi di gas naturale per i quali chiedono la riconsegna nel periodo invernale. Con la delibera 1 marzo 2012, 67/2012/R/gas, l’Autorità ha approvato le proposte trasmesse dal GME e dal GSE sulle modalità con cui i soggetti investitori aderenti possono adempiere all’obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatore virtuali abbinati, per le quote di cui sopra, prevedendo infine che siano alternativamente o cumulativamente offerte sulle seguenti piattaforme:

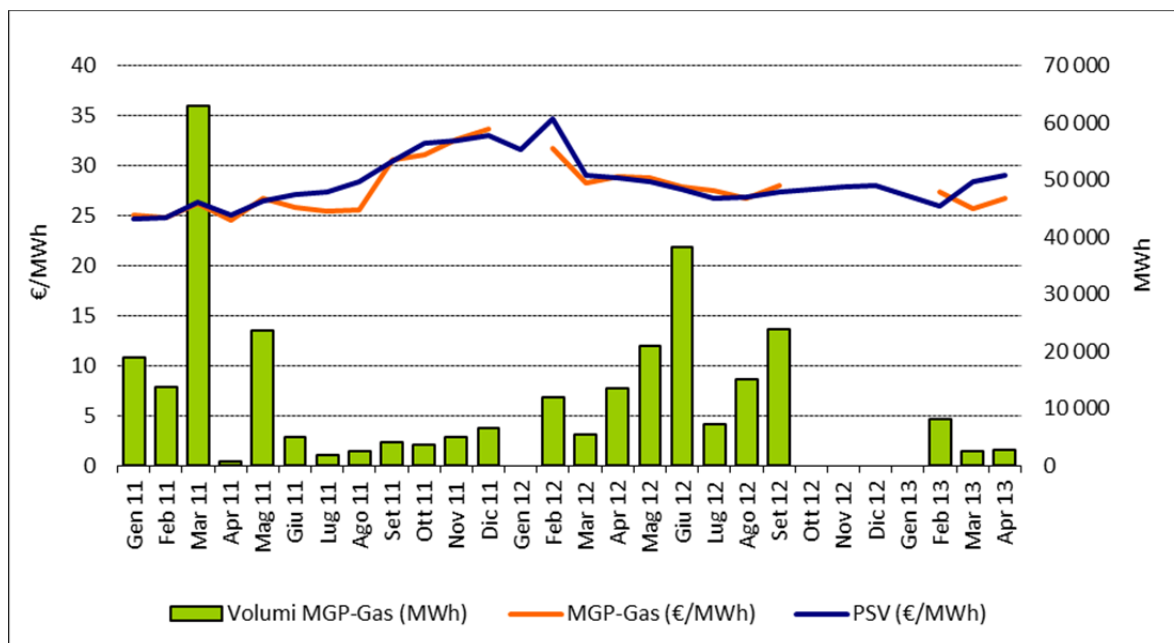
- piattaforma per l’offerta di gas naturale (P-GAS), attraverso la predisposizione di un apposito comparto denominato “ex decreto legislativo n. 130/10”;
- mercato a pronti del gas (MGP-GAS).

Nel corso dell’anno 2012 sono state 42 le sessioni sul MGP-GAS durante le quali si è avuto almeno uno scambio in modalità continua, per un totale di 135.900 MWh scambiati, in riduzione dell’8,2% rispetto al 2011. Il prezzo medio che si è registrato è stato di 28,48 €/MWh, più alto di quasi il 3% rispetto all’anno precedente. La figura 3.11 mostra il confronto tra i prezzi al PSV per il contratto giornaliero e quelli risultanti dalle contrattazioni nella Borsa nel periodo considerato. Come si può osservare dal grafico della figura 3.11, i prezzi che si sono affermati sulla Borsa sono sostanzialmente coerenti con quelli al PSV (dove, lo ricordiamo, le contrattazioni sono bilaterali e private, nel senso che Snam Rete Gas, che gestisce il PSV, non agisce come controparte centrale): il prezzo medio al PSV si è attestato sul valore medio di 28,74 €/MWh, in aumento del 2% rispetto al 2011. Diversamente da quanto emerso l’anno precedente, non si registra una continuità mensile negli scambi.

Sostanzialmente nei mesi di gennaio, ottobre, novembre e dicembre non si sono avute sessioni concluse con scambi. La ripresa registrata dalla seconda metà del 2011 non si è tradotta in una maggiore vivacità e continuità degli scambi in Borsa. Si conferma anche per il 2012 la discontinuità negli scambi presso il Mercato infragiornaliero (MI-GAS), in cui si sono concluse 15 sessioni utili contro le 18 del 2011. Il prezzo medio registrato è pari a 28,59 €/MWh, in aumento del 5,1% rispetto all’anno precedente. Il corrispondente volume transato è in aumento ed è pari a 36.120 MWh contro i 12.616 MWh del 2011.

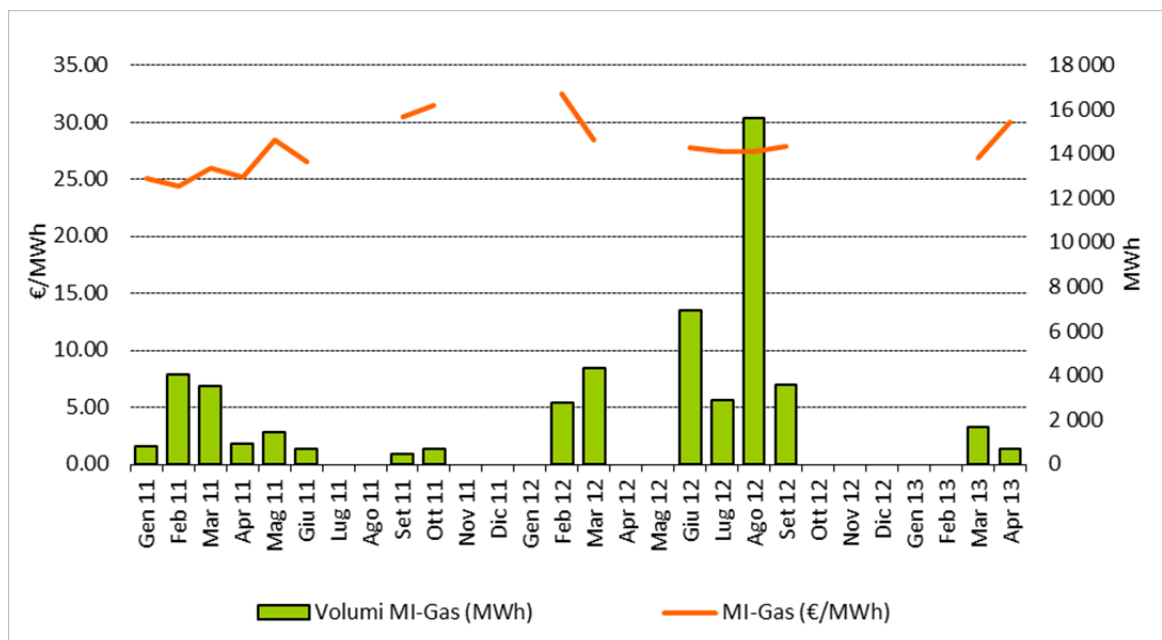
Figura 4.10 Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sul MGP-GAS e volumi scambiati sul MGP-GAS nel 2012

€/MWh, MWh



Fonte: Platts per il PSV, GME per il MGP-GAS.

Figura 4.11 Prezzi e volumi per il contratto giornaliero sul MI-GAS



€/MWh; MWh

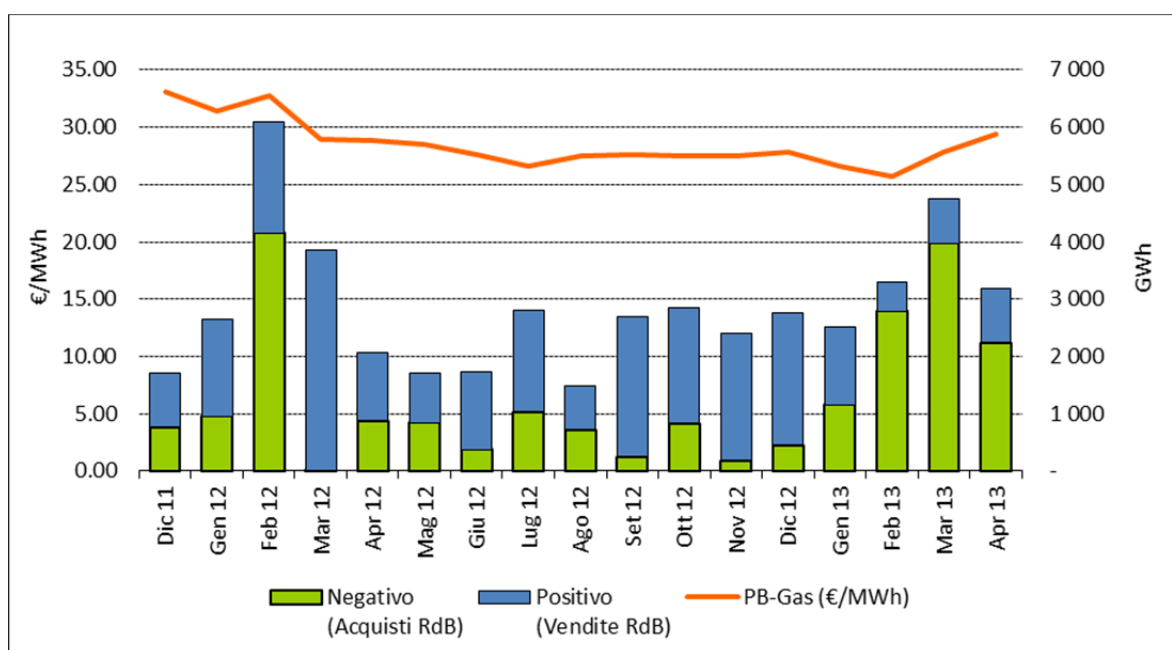
Fonte: Elaborazioni AEEG su dati GME.

Nella figura 4.11 sono rappresentati i prezzi e i volumi sulla Piattaforma per il bilanciamento gas, gestita dal GME. Entrata in esercizio con la delibera ARG/gas 45/11, ha avviato il passaggio da un sistema di bilanciamento "a stoccaggio", basato su un regime tariffario stabilito e aggiornato

dall’Autorità, al sistema di bilanciamento “a mercato”, in cui il prezzo della risorsa è stabilito dall’intersezione tra domanda e offerta relative al gas stoccato. Come brevemente descritto nel paragrafo precedente, il meccanismo implementato prevede l’obbligo di partecipazione di tutti i titolari di capacità di stoccaggio. Nella sua prima fase costitutiva, la Piattaforma ha consentito l’approvvigionamento esclusivo di Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del Bilanciamento (RdB); solo dall’1 aprile il mercato è stato aperto a tutti gli utenti del servizio di trasporto. Sulla PB-GAS, quindi, gli utenti del servizio di trasporto possono approvvigionarsi delle risorse per il perfezionamento della propria equazione di bilancio, consentendo di conseguenza la valorizzazione del relativo sbilancio fisico. La partecipazione obbligatoria dei titolari di capacità di stoccaggio, unita alla presenza di Snam Rete Gas in qualità di RdB, ha permesso una movimentazione di gas decisamente più elevata rispetto agli altri mercati gestiti dal GME. Il prezzo medio registrato sulla PB-GAS nel 2012 è stato di 28,54 €/MWh, lievemente più basso rispetto al prezzo medio del PSV nello stesso periodo, per corrispondenti volumi scambiati di 10.645 GWh in sbilanciamento negativo (acquisti da parte del RdB) e 22.471 GWh in sbilanciamento positivo (vendite da parte del RdB).

Figura 4.12 Prezzi e volumi sulla PB-GAS

€/MWh; MWh



Fonte: Elaborazioni AEEG su dati GME.

4.2.1.2 Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza, e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Misure per lo sviluppo della concorrenza nel mercato all'ingrosso

Nel 2012 sono proseguite le attività previste dal decreto legislativo n. 130/10, che ha introdotto, in luogo dei c.d. “tetti antitrust”¹⁵⁹, nuove misure volte a incrementare la concorrenzialità nel

¹⁵⁹ Vale a dire i limiti alle immissioni in rete e delle vendite ai clienti finali, di cui al decreto legislativo n. 164/00.

mercato del gas naturale mediante il potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio a favore di soggetti industriali e termoelettrici. In particolare, anche per il 2012 i soggetti industriali che finanziano la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio hanno beneficiato delle c.d. “misure transitorie/stoccaggio virtuale”, ossia delle disposizioni che anticipano, in forma virtuale, benefici equivalenti a quelli che si avrebbero qualora la capacità di stoccaggio finanziata fosse già operativa (art. 9 del decreto legislativo n. 130/10). Tale meccanismo è previsto fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio, e comunque non oltre il 2015.

Le misure transitorie sono erogate dal Gestore dei servizi energetici (GSE) e hanno natura fisica a partire dall'aprile 2012 (nel biennio 2010-2012 esse avevano esclusivamente natura finanziaria), consentendo ai soggetti industriali finanziatori di consegnare gas in estate e averlo riconsegnato in inverno, a fronte di un corrispettivo determinato dall'Autorità a partire dalle tariffe di stoccaggio.

Per il servizio fisico di stoccaggio virtuale per l'anno termico 2013-2014, con la delibera 33/2013/R/gas¹⁶⁰, l'Autorità ha inoltre definito i corrispettivi massimi relativi all'obbligo di offerta nelle procedure di selezione degli stoccatore virtuali, per un quantitativo minimo pari al 50% del servizio, da approvvigionare al soggetto che aderisce all'attuazione delle misure di cui all'art. 5, comma 1, del decreto legislativo n. 130/10 (Eni).

Sulla base dei contratti approvati dall'Autorità, il GSE ha approvvigionato, per l'anno 2013-2014, disponibilità per il servizio fisico di stoccaggio virtuale pari a circa 25 milioni di metri cubi, a un prezzo medio ponderato di circa 2,5 cent€/m³. Sebbene l'Autorità, con le delibere 33/2013/R/gas e 90/2013/R/gas¹⁶¹, abbia modificato al ribasso i corrispettivi per l'utilizzo delle misure transitorie, le attuali condizioni di mercato hanno reso poco appetibile il servizio (25 milioni di metri cubi a fronte di un totale richiedibile di poco più di 400 milioni di metri cubi). I 25 milioni di metri cubi di gas approvvigionati dal GSE saranno riconsegnati il prossimo inverno dallo stoccatore virtuale ai soggetti industriali finanziatori e posti da questi ultimi in vendita sulle piattaforme del GME, secondo le disposizioni della delibera 67/2012/R/gas¹⁶², relative alle modalità di offerta di tale gas invernale presso le piattaforme del GME, prevedendo comunque, una volta soddisfatti i termini per l'adempimento all'obbligo di offerta, la possibilità di cedere detto gas su base bilaterale.

Sulla base delle disposizioni della delibera 54/2012/R/gas¹⁶³, il GSE ha svolto anche la cessione annuale a mercato della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2013-2014. Tale procedura è a disposizione dei soggetti industriali finanziatori che hanno sottoscritto un contratto pluriennale, ai sensi dell'art. 7, comma 3, del decreto legislativo n. 130/10, per allocare la capacità che deve essere offerta dai medesimi soggetti che hanno usufruito delle misure transitorie nel 2012-2013 (il 10% della capacità oggetto delle misure transitorie per un numero di anni pari al doppio di quelli per i quali la stessa capacità è rimasta “virtuale”). Per il 2013 tali procedure hanno visto un'allocazione di circa 58 milioni di metri cubi su 380 offerti, posti in vendita a un prezzo pari a circa 0,8 cent€/m³.

4.2.2 Mercati al dettaglio

Delle 402 società accreditate presso l'Anagrafica operatori che hanno risposto all'Indagine annuale, 213 hanno venduto gas solo a clienti finali e per questo sono state classificate come

¹⁶⁰ Delibera del 31 gennaio 2013.

¹⁶¹ Delibera del 28 febbraio 2013.

¹⁶² Delibera del 1 marzo 2012.

¹⁶³ Delibera del 23 febbraio 2012.

venditori puri. Come detto nel paragrafo introduttivo del mercato all'ingrosso, gli operatori misti sono risultati 95.

Tavola 4.5 Vendite e prezzi al mercato finale nel 2012

M(m³); c€/m³

Operatori	Numero	Vendite	Prezzo
Venditori puri	213	15.846	52,39
Operatori misti	95	46.563	43,19
Totale	308	62.410	45,53

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel mercato finale sono stati venduti poco più di 62 G(m³) di gas, un quarto dei quantitativi è stato ceduto da venditori puri mentre i restanti tre quarti da venditori che operano anche nel mercato all'ingrosso. Il prezzo medio praticato dai venditori puri è risultato di 52,39 c€/m³, un valore nettamente più elevato di quello offerto dagli operatori misti, pari a 43,19 c€/m³ (Tavola 4.5). La differenza in parte risente della somma dei margini applicati negli scambi lungo la filiera, ma per lo più dipende da un diverso tipo di clientela servita dai due tipi di operatori. Gli operatori misti, infatti, servono normalmente clienti finali di più grandi dimensioni (industriali e non) che sono in grado di spuntare prezzi migliori e spesso direttamente allacciati alla rete di trasporto (e quindi il prezzo per loro non include il costo di distribuzione). Più frequentemente, invece, i venditori puri si rivolgono al c.d. *mass market*, nel quale i clienti serviti sono numerosi ma di piccole dimensioni, i quali pagano un prezzo che include gli oneri di copertura dei costi di distribuzione.

Nel 2012 il numero di operatori sul mercato della vendita finale è diminuito di 4 unità rispetto all'anno precedente (gli operatori nel 2011 erano 312). Le quantità complessivamente vendute sono diminuite da 68,5 a 62,4 G(m³), oltre 4 miliardi in meno dei livelli toccati nel 2009, il primo anno in cui si è manifestata la crisi economica tuttora in corso. Poiché le vendite totali si sono ridotte in misura maggiore del numero degli operatori, il volume medio unitario di vendita è sceso dell'8,9%, passando da 220 a 203 M(m³).

Le variazioni del numero di venditori sono anche dovute alle politiche di fusioni e acquisizioni che ogni anno si registrano tra le imprese. Tra le principali operazioni societarie che si sono realizzate nel 2012 sono da annoverare:

- l'espansione di Unogas Energia, che a maggio ha acquisito l'attività di vendita a clienti finali del gas naturale da Bluenergas-BEG e a giugno ha incorporato Unogas Freddi;
- l'incorporazione di Duferco Natural Gas nella Duferco Energia (che svolge l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di gas naturale, oltre che la vendita a clienti finali del gas naturale), avvenuta anch'essa in giugno;
- l'incorporazione, in luglio, di GdF Suez Gas Supply & Sales, società dedita all'acquisto e alla vendita all'ingrosso di gas naturale e alla vendita a clienti finali, in GdF Suez Energia Italia;
- la cessione dell'attività di vendita a clienti finali di Bluenergy Group a Gas Sales;
- la cessione, in ottobre, dell'attività di vendita a clienti finali del gas naturale e acquisto e vendita all'ingrosso di gas a BP Energy Europe Ltd Sede Secondaria da parte di BP Italia;
- l'incorporazione di E.On Italia Power & Fuel in E.On Produzione, in ottobre;
- l'incorporazione, a partire da novembre, di Toscana Energia Clienti in Eni.

Per calcolare correttamente le quote di mercato e il livello di concentrazione del mercato della vendita finale occorre analizzare non l'operato delle singole ragioni sociali, bensì quello dei gruppi societari (Tavola 4.6). Il mercato della vendita finale resta concentrato: i primi 3 gruppi controllano il 47,7%. Dopo l'aumento dello scorso anno, in cui tale valore era risalito al 49,2%, la loro quota è tornata tuttavia a ridursi. Anche a livello dei primi cinque la concentrazione rimane elevata, pari al 60,5%, e immutata rispetto al 2011.

Tavola 4.6 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2011

Volumi in M(m³)

GRUPPO	VOLUME	QUOTA
Eni	17.511	28,1%
Enel	6.807	10,9%
Edison	5.472	8,8%
GdF Suez	3.457	5,5%
Iren	2.664	4,3%
E.On	2.649	4,2%
Hera	2.310	3,7%
Royal Dutch Shell	2.146	3,4%
A2A	1.668	2,7%
Ascopiave	1.089	1,7%
Estra	829	1,3%
Erogasmet	606	1,0%
Linea Group Holding	453	0,7%
Sorgenia	445	0,7%
Gas Natural Sdg	442	0,7%
BG Group	439	0,7%
Unogas	426	0,7%
Energy Trading International	420	0,7%
Dolomiti Energia	417	0,7%
Utilità Progetti e Sviluppo	409	0,7%
Altri	11.751	18,8%
TOTALE	62.410	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come è accaduto lo scorso anno, anche nel 2012 l'incidenza dell'incumbent Eni si è accresciuta, essendo passata dal 26,6% del 2011 all'attuale 28,1%. Eni, peraltro, si conferma il gruppo dominante, ancora ben distanziato dal secondo operatore, il gruppo Enel, che possiede solo il 10,9%. Il divario tra i due si è ulteriormente ampliato, come lo scorso anno (17 punti percentuali, contro i 15 punti nel 2011 e gli 11,5 nel 2010) per effetto della minor riduzione delle vendite al mercato finale di Eni (-4%), rispetto a quella registrata da Enel (-15,3%). Più forti ancora nel 2012 sono i cali delle vendite finali dei due gruppi inseguitori: -26,1% nel caso del gruppo Edison e -28,7% nel caso di GdF Suez. Il gruppo Iren è tornato in quinta posizione (dalla settima del 2011), mentre il gruppo A2A, che nel 2011 era quinto nella classifica, è sceso alla nona posizione. Degno di nota, infine, è il rientro in quattordicesima posizione del gruppo Sorgenia, che nel 2011 non risultava tra i primi venti.

Dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale risulta che nel 2012 il mercato finale della vendita di gas naturale comprende 20,9 milioni di clienti, il 92,8% dei quali sono domestici, lo 0,9% sono condomini con uso domestico, il 5,2% sono appartenenti al settore del commercio e servizi, l'1,1% al comparto industriale, lo 0,004% alla generazione termoelettrica e circa 90.000 utenze sono relative ad attività di servizio pubblico (Tav. 4.7). Queste ultime sono state introdotte come specifica tipologia di punto di riconsegna, in conformità al dettato del decreto legislativo n. 93/11, e corrispondono ai punti di riconsegna nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole.

In termini di volumi, naturalmente, le proporzioni tendono a invertirsi: includendo anche gli autoconsumi, il settore domestico ha assorbito il 22,4% del gas complessivamente consumato, ovvero 16,8 G(m³), i condomini con uso domestico hanno acquisito il 5% del gas, ovvero 3,7 G(m³), il commercio ne ha utilizzato l'8,2%, corrispondente a 6,2 G(m³), l'industria ne ha consumato il 25,6%, cioè 19,2 G(m³), la generazione elettrica ne ha assorbito il 37,3%, equivalente a 28 G(m³) e, per finire, le attività di servizio pubblico ne hanno consumato l'1,5%, equivalente a 1,1 G(m³). La quota di volumi acquistati sul mercato libero, in media pari al 60%, tende a crescere nel tempo ma, come è normale, essa diviene più rilevante man mano che ci si sposta da settori come il domestico ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso. Infatti, la quota di volumi acquistati sul mercato libero è pari al 16% nel domestico, al 36% per i condomini, al 74% nel commercio e servizi, al 96% nell'industria, al 60% nel termoelettrico (valore che risente degli autoconsumi) e al 67% negli usi di servizio pubblico

Tavola 4.7 Mercato finale per settore di consumo nel 2012

Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

CLIENTI E VOLUMI	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Autoconsumi	1	0	1	0,09	0,06	0,00	2
Mercato libero	3.094	59	549	121	0,61	0,03	3.824
Mercato tutelato	16.310	134	533	111	0,08	0,06	17.087
TOTALE CLIENTI	19.404	194	1.083	232	0,74	0,09	20.913
Autoconsumi	400	791	29	360	11.069	0	12.650
Mercato libero	2.732	1.352	4.557	18.345	16.902	748	44.635
Mercato tutelato	13.694	1.612	1.600	492	4	372	17.775
TOTALE VOLUMI	16.826	3.755	6.186	19.197	27.975	1.120	75.059

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Le quantità vendute nel 2012 al mercato finale sono complessivamente diminuite del 7,4%. Se si eccettua il settore dei condomini con uso domestico, i cui consumi risultano cresciuti del 16,4%, e il domestico, che ha registrato un lieve calo, pari all'1,4%, tutti i comparti produttivi hanno registrato una netta diminuzione rispetto all'anno precedente, più forte nella generazione elettrica (-15,6%), ma importante anche nell'industria (-8,0%) e nel commercio e servizi (-7,9%). L'attività di servizio pubblico non è comparabile in quanto introdotta dalla rilevazione di quest'anno.

Le variazioni rispetto al 2011 mutano se si considerano i valori del mercato libero separatamente da quelli del mercato tutelato (Fig. 3.14). Infatti, la variazione leggermente negativa del mercato domestico nel suo complesso è dovuta a una riduzione del 9% registrata nel mercato tutelato e al contemporaneo aumento del 38% evidenziato dal mercato libero (che incide di meno sulla media,

perché il suo peso in termini di consumi è largamente inferiore a quello del tutelato). Un analogo andamento si manifesta anche nelle vendite ai condomini con uso domestico, che nel mercato libero sono saliti del 10%, mentre nel mercato tutelato sono scesi del 19%. I consumi risultano invece diminuiti su tutti e due i mercati nel caso dei servizi, dell'industria e della generazione elettrica.

Tavola 4.8 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2012

M(m³)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE
	< 5.000	5.000- 50.000	50.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	> 20.000.000	
MERCATO TUTELATO	14.220	3.004	480	65	6	0	17.775
Domestico	13.307	383	3	2	0	0	13.694
Condominio uso domestico	123	1.256	227	6	0	0	1.612
Commercio e servizi	611	850	116	23	0	0	1.600
Industria	124	300	57	12	0	0	492
Generazione elettrica	0	1	1	3	0	0	4
Attività di servizio pubblico	55	215	77	19	6	0	372
MERCATO LIBERO	3.340	3.321	2.062	4.418	8.659	22.834	44.635
Domestico	2.607	109	9	6	2	0	2.732
Condominio uso domestico	27	837	358	118	11	0	1.352
Commercio e servizi	571	1.518	778	944	744	2	4.557
Industria	105	652	758	2.997	6.772	7.061	18.345
Generazione elettrica	0	1	10	147	972	15.772	16.902
Attività di servizio pubblico	31	205	149	205	158	0	748
TOTALE	17.560	6.325	2.542	4.483	8.665	22.834	62.410

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale al netto degli autoconsumi per settore di consumo e dimensione dei clienti è illustrato nella tavola 4.8. Eliminando gli autoconsumi si nota che il mercato libero soddisfa il 72% dei consumi, contro il 28% rifornito dal mercato tutelato. Al crescere della dimensione dei clienti, il mercato libero acquisisce maggior peso. Anche nel 2012 la presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo tutelate superiori a 50.000 m³ nel caso degli usi diversi e a 200.000 m³ nel caso dei condomini¹⁶⁴, è dovuta al fatto che esse comprendono gli acquisti 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. Tali quantitativi sono comunque di modesta entità, essendo pari a 217 M(m³), cioè allo 0,3% del mercato complessivo.

¹⁶⁴ Con la delibera 9 giugno 2011, ARG/gas 71/11, l'Autorità ha riformulato la disciplina in materia di clienti aventi diritto al servizio di tutela e di modalità di comunicazione della cessazione dell'applicazione transitoria del servizio di tutela. Con tale provvedimento l'Autorità ha incluso tra i clienti aventi diritto al servizio di tutela le utenze relative ai clienti non domestici con consumi inferiori a 50.000 m³/anno e le utenze relative ad attività di servizio pubblico (così come indicate nel testo), in aggiunta alle categorie preesistenti, vale a dire ai punti di riconsegna nella titolarità dei clienti domestici e a quelli dei condomini con uso domestico che non superino i 200.000 m³ di consumo annuo.

4.2.2.1 Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

In tema di vigilanza sui prezzi di vendita nel mercato al dettaglio si segnala che l'Autorità dispone di due rilevazioni:

- quella delle condizioni medie di fornitura del gas naturale, effettuata ai sensi della delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, nella quale con cadenza trimestrale vengono rilevati i dati mensili relativi ai prezzi fatturati dai venditori ai clienti domestici e non domestici, distinti in classi e settori di consumo;
- quella effettuata nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, nella quale vengono rilevati dati di competenza per l'anno precedente e distinti secondo varie categorie di dettaglio (tipo di mercato, settore e classi di consumo, tipologia di allacciamento).

Come già detto nel Capitolo 3, la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11 ha definito il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale (TIMR), che prevede l'obbligo, per gli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica e di gas naturale (con un numero di punti di prelievo serviti superiore a 50.000) di comunicare ogni trimestre all'Autorità i dati relativi ai prezzi medi mensili dell'energia elettrica praticati sul mercato finale, insieme a numerosi altri indicatori (vedi il paragrafo successivo). Di fatto, nell'ambito del sistema di monitoraggio retail a partire da gennaio 2012 è confluita, limitatamente ai venditori obbligati dal TIMR, la raccolta dei prezzi medi che veniva effettuata dall'Autorità ai sensi della delibera ARG/gas 64/09.

L'analisi delle medesime informazioni per entrambi i settori risulta infatti particolarmente rilevante nell'ambito della filiera in cui le attività svolte nei confronti dei clienti finali sono le medesime. Anche per il settore del gas naturale, quindi, i dati relativi all'anno 2012, che riguardano per il settore gas 53 distributori e 52 venditori di gas naturale di cui solo 11 monofornitura, verranno utilizzati per l'analisi riportata nel primo Rapporto Annuale, recante gli indici misurati sull'anno 2012 e pubblicato dall'Autorità entro il 30 luglio 2013. Relativamente all'identificazione dei soggetti obbligati per l'anno 2013, per il settore gas risultano 51 distributori e 51 venditori; di questi ultimi solo 9 sono monofornitura, mentre i rimanenti vendono sia energia elettrica sia gas naturale.

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2012 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 45,53 c€/m³ (Tav. 4.9). Tale prezzo nel 2011 era risultato pari a 39,24 c€/m³. Complessivamente, dunque, il costo medio del gas in Italia presenta un aumento del 15,8%.

I clienti del servizio di tutela hanno pagato il gas in media 57,68 c€/m³, mentre 40,69 c€/m³ è risultato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero; il differenziale di prezzo sui due mercati è dunque pari a circa 17 c€/m³, in aumento di circa 1,5 c€/m³ rispetto a quello registrato nell'anno precedente, per effetto della maggiore crescita dei prezzi medi del mercato libero rispetto al servizio di tutela (16,7% contro 14,6%). Il differenziale di prezzo suddetto, che risulta poco distante dallo scarto massimo registrato nel 2009 (18 c€/m³), risente ovviamente della ripartizione dei volumi di vendita all'interno di ciascuno dei due mercati tra le diverse classi di consumo. La dimensione media dei clienti, come si è visto nel paragrafo precedente (Tavola 4.88), sul mercato libero è più elevata; a ciò si accompagnano, in tale mercato, la maggiore presenza di

clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto¹⁶⁵, che non pagano le componenti di distribuzione e stoccaggio, nonché la presenza di un sistema di prezzi più flessibili, nel quali le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni strutturali dei mercati internazionali, anche se le modifiche inserite a partire dal 2012 negli aggiornamenti dei prezzi stabiliti dall'Autorità tendono ad andare nella stessa direzione.

Tavola 4.9 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2008	2009	2010	2011	2012
SERVIZIO DI TUTELA	47,36	48,84	44,62	50,35	57,68
Inferiori a 5.000	48,57	49,49	46,44	52,47	60,09
Tra 5.000 e 50.000 ^(A)	-	-	-	43,14	48,21
Tra 50.000 e 200.000 ^(A)	-	-	-	42,63	48,09
Tra 5.000 e 200.000 ^(A)	43,55	46,57	38,27	43,07	48,20
Tra 200.000 e 2.000.000	38,90	46,30	34,71	37,87	40,60
Tra 2.000.000 e 20.000.000	38,89	36,04	29,00	30,35	45,86
Superiori a 20.000.000	-	-	-	-	-
MERCATO LIBERO	36,01	30,89	30,56	34,87	40,69
Inferiori a 5.000	44,62	43,77	46,97	53,56	61,80
Tra 5.000 e 50.000 ^(A)	-	-	-	44,87	51,57
Tra 50.000 e 200.000 ^(A)	-	-	-	40,63	48,46
Tra 5.000 e 200.000 ^(A)	42,19	42,17	38,70	43,05	50,38
Tra 200.000 e 2.000.000	37,39	32,99	31,23	34,48	41,08
Tra 2.000.000 e 20.000.000	35,11	29,70	27,61	30,75	36,83
Superiori a 20.000.000	34,90	27,89	28,95	33,06	36,71
TOTALE	39,25	36,59	34,85	39,30	45,53

(A) Fino al 2010 il prezzo veniva rilevato in un'unica classe di clienti con consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m³.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Entrando nel dettaglio delle singole classi di consumo, si può vedere che beneficiano delle migliori condizioni del mercato libero principalmente i clienti più grandi. Si rileva inoltre che, a partire dal 2010, per le classi di consumo più basse (per consumi fino a 50.000 m³ annui) il mercato libero offre condizioni meno favorevoli del servizio di tutela. In linea generale si può affermare che la capacità di ottenere condizioni di fornitura e contrattuali più convenienti sia direttamente proporzionata alle dimensioni del cliente, in relazione alle maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni di fornitura. Inoltre, come accennato in precedenza, in presenza di forti cambiamenti strutturali nei mercati internazionali, alcune tipologie di offerta sul mercato libero possono aver penalizzato i clienti che le hanno sottoscritte. I clienti più piccoli del mercato tutelato, con consumi inferiori a 5.000 m³/anno, risultano pagare mediamente 60,09 c€/m³. Questo prezzo è simile al valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura

¹⁶⁵ Il 96,5% dei consumi del settore "domestico + condominio uso domestico + commercio e servizi" viene prelevato dalle reti di distribuzione, mentre nel caso di "industria + generazione elettrica" l'81,5% dei consumi è prelevato direttamente dalla rete di trasporto nazionale o regionale.

calcolate per un cliente domestico che consuma 1.400 m³/anno, che nel 2012 era pari a 58,55 c€/m³ (e, comprensivo di imposte, pari a 88,94 c€/m³).

Sempre analizzando i clienti del servizio di tutela si può osservare come al crescere dei consumi il prezzo tenda a ridursi. Giova ricordare che la presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo più elevate è dovuta all'esistenza di quei clienti che sono rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali definite dall'Autorità, anche per effetto delle disposizioni del decreto legislativo n. 93/11, che consentono ad alcune categorie tale facoltà.

Nel mercato libero, la dimensione del cliente incide in modo ancora più incisivo sul prezzo di offerta: i clienti più piccoli risultano infatti pagare circa 25 c€/m³ in più dei grandi consumatori. I livelli più elevati di consumo consentono, generalmente, una riduzione dei costi fissi unitari. In particolare l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più elevata per i piccoli consumi (nella media del 2012 il costo a copertura della distribuzione è stato di circa 11 c€/m³ per il consumatore medio da 1.400 m³ che paga le condizioni economiche di fornitura), mentre per i clienti più grandi non allacciati alla rete di distribuzione questa componente non è nemmeno presente. Inoltre, i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore correlazione con l'andamento climatico, 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 4.10.

Tavola 4.10 Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2010

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						TOTALE
	< 5.000	5.000- 50.000	50.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	> 20.000.000	
SERVIZIO DI TUTELA	60,09	48,21	48,09	40,60	45,86	-	57,68
Domestico	60,45	52,25	48,94	43,46	-	-	60,22
Condominio uso domestico	50,72	45,21	50,21	45,96	-	-	46,34
Attività di servizio pubblico	53,37	49,74	50,18	47,52	45,86	-	50,22
Commercio e servizi	55,55	50,59	44,88	34,59	-	-	51,84
Industria	55,12	47,80	43,37	40,13	-	-	48,94
Generazione elettrica	51,94	46,67	35,65	39,50	-	-	40,35
MERCATO LIBERO	61,80	51,57	48,46	41,08	36,83	36,71	40,69
Domestico	62,57	50,98	47,40	44,77	39,20	-	62,01
Condominio uso domestico	55,93	52,01	51,16	46,46	39,79	-	51,27
Attività di servizio pubblico	56,39	51,17	48,55	47,52	38,98	-	46,42
Commercio e servizi	59,47	52,06	49,20	42,01	38,52	36,73	48,20
Industria	58,33	50,09	46,45	40,36	36,38	35,96	37,90
Generazione elettrica	51,43	58,39	44,66	40,71	38,28	37,04	37,15
TOTALE	60,41	49,98	48,39	41,07	36,84	36,71	45,53

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'ambito del servizio di tutela, la categoria più rappresentativa risulta quella dei piccoli clienti (0-5.000 m³), tipicamente domestici, i quali hanno mediamente corrisposto, nel 2012, un prezzo di

circa 60 c€/m³ che più si avvicina alla media del servizio (57,68 c€/m³), mentre nel mercato libero il prezzo medio complessivo è prossimo a quello pagato dai clienti medio-grandi, aventi consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m³/anno.

Nel confronto tra i due mercati i risultati dipendono dalla tipologia e dalla dimensione dei consumatori.

Per i clienti domestici più piccoli il servizio di tutela appare lievemente vantaggioso, ma per i consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m³ annui appare più conveniente il mercato libero. Un andamento simile può essere riscontrato per le attività di servizio pubblico, per le quali il servizio di tutela appare più economico per i consumi fino a 50.000 m³ annui, mentre per i consumi più elevati risulta conveniente il mercato libero. Relativamente alle altre attività produttive (commercio e servizi, industria, generazione elettrica), nel complesso si riscontra una convenienza del mercato libero, ma tale risultato viene meno se si restringe il confronto ai clienti medio-piccoli che possono rivolgersi al servizio di tutela. Si possono infine riscontrare risultati univoci per i condomini domestici, per i quali il mercato libero appare più oneroso in tutte le classi di consumo annuo, con un aggravio medio di circa 5 c€/m³.

Monitoraggio del livello di trasparenza incluso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza e il grado e l'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza.

Il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio (già ampiamente descritto nel Capitolo 3 e nel paragrafo precedente) è finalizzato a consentire all'Autorità l'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, incluso il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, nonché il livello di partecipazione dei clienti finali e il loro grado di soddisfazione.

Con riferimento ai clienti domestici l'Autorità ha introdotto strumenti atti a:

- migliorare la conoscenza e la comprensione del mercato e delle sue regole. Rientrano tra queste iniziative la pubblicazione dell'*Atlante dei diritti del consumatore di energia* e l'adozione della delibera relativa alla trasparenza dei documenti di fatturazione;
- agevolare la valutazione e la scelta delle offerte nel mercato libero. Rientrano tra queste iniziative la messa a disposizione del Trova offerte e l'imposizione dell'obbligo per il venditore di presentare al cliente finale la scheda di confrontabilità della spesa prima della conclusione del contratto.

Relativamente alle attività di monitoraggio occorre anche menzionare che nel 2012 sono proseguite le attività previste dal decreto legislativo n. 130/10, che ha introdotto, in luogo dei c.d. "tetti antitrust", nuove misure volte a incrementare la concorrenzialità nel mercato del gas naturale mediante il potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio a favore di soggetti industriali e termoelettrici. In particolare, anche per il 2012 i soggetti industriali che finanziano la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio hanno beneficiato delle c.d. "misure transitorie/stoccaggio virtuale", ossia delle disposizioni che anticipano, in forma virtuale, benefici equivalenti a quelli che si avrebbero qualora la capacità di stoccaggio finanziata fosse già operativa (art. 9 del decreto legislativo n. 130/10). Tale meccanismo è previsto fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio, e comunque non oltre il 2015.

Switching

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 clienti¹⁶⁶ che ha cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2012¹⁶⁷. I risultati dell'Indagine, ancora provvisori, hanno evidenziato che la percentuale di clienti che nel 2012 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari al 4,7%, ovvero al 45,2% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio.

Tavola 4.11 Tassi di *switching* dei clienti finali nel 2012

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	4,5%	5,2%
Condominio uso domestico	5,9%	8,2%
Attività di servizio pubblico	7,7%	16,3%
Altri usi	8,2%	54,8%
<i>di cui:</i>		
- fino a 5.000 m ³	6,7%	8,5%
- 5.000-50.000 m ³	12,9%	14,2%
- 50.000-200.000 m ³	20,8%	21,5%
- 200.000-2.000.000 m ³	30,9%	35,3%
- 2.000.000-20.000.000 m ³	64,4%	69,6%
- oltre 20.000.000 m ³	70,4%	56,8%
TOTALE	4,7%	45,2%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 4.11 mostra anche il dettaglio di questo dato distinguendo i clienti per settore e per fascia di consumo annuo. I dati mostrano ancora una certa vivacità nei consumatori domestici, che anche nel 2012 hanno mantenuto un tasso di *switching* del 4,5% in termini di numerosità e del 5,2% in termini di volumi. Questo dato, vale la pena di ricordarlo, arriva dopo due anni in cui il livello di spostamenti tra fornitori era stato già significativo in una tipologia di clienti che tradizionalmente ha sempre mostrato un'elevata prudenza a spostarsi sul mercato libero (la sequenza dei tassi relativa agli anni precedenti mostra infatti i seguenti valori di *switch*: 5,2% nel 2011, 4,4% nel 2010, 1,8% nel 2009 e 1,1% nel 2008 in termini di clienti e in termini di volumi pari, rispettivamente, al 5,7% nel 2011, al 4,8% nel 2010, al 2,4% nel 2009 e all'1,3% nel 2008).

¹⁶⁶ Per comodità di scrittura nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

¹⁶⁷ Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato quindi replicato il questionario già proposto negli scorsi anni per la rilevazione dell'attività di *switching*, intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- il *re-switch*: quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo *switch-back* quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza lo *switch* viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non è equivalente a uno *switch*, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale o il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

Una maggiore dinamicità caratterizza invece da sempre i condomini con uso domestico e gli altri usi, così come la nuova categoria delle attività di servizio pubblico.

Una maggiore dinamicità caratterizza invece da sempre i condomini con uso domestico e gli altri usi, così come la nuova categoria delle attività di servizio pubblico. Nel 2012 i condomini che hanno cambiato fornitore sono stati il 5,9% del totale (l'8,2% in termini di consumi), la quota di enti che gestiscono un servizio pubblico che ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore è stata del 7,7% (16,3% dei volumi), mentre gli "altri usi" che si sono spostati sul mercato libero sono stati complessivamente l'8,2% del totale in termini di clienti e il 54,8% in termini di volumi. 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, cresce l'interesse verso la possibilità di risparmiare, che è generalmente la prima motivazione del cambio di fornitore, specie in periodi di crisi economica quale quello che stiamo attraversando. Un confronto temporale, relativo agli ultimi due anni, tra i tassi di *switching* evidenziati dai consumatori che destinano il gas per altri usi mostra una notevolmente maggiore mobilità nel 2012 rispetto a quella sperimentata nel 2011, specie nei clienti con consumi annui superiori a 200.000 m³.

Tavola 4.12 Tassi di *switching* per regione e tipologia di clienti nel 2012

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	DOMESTICO		CLIENTI	VOLUMI	PUBBLICO		CLIENTI	VOLUMI
			CLIENTI	VOLUMI			CLIENTI	VOLUMI		
Piemonte	4,6	4,8	7,7	10,2	9,1	69,3	9,8	29,2	5,0	57,4
Valle d'Aosta	1,1	1,4	2,6	4,2	6,5	43,6	13,7	11,0	1,9	35,3
Lombardia	3,9	4,9	5,7	7,9	7,9	55,8	7,2	15,7	4,2	45,5
Trentino Alto Adige	2,3	2,3	2,6	2,3	2,4	61,5	0,7	9,1	2,3	51,5
Veneto	4,4	5,0	5,6	9,5	10,0	63,3	8,4	22,9	4,9	50,7
Friuli Venezia Giulia	4,4	5,9	5,2	8,8	10,8	54,0	8,9	12,6	4,9	45,9
Liguria	3,5	4,5	5,5	7,5	7,0	77,4	9,1	13,1	3,6	57,7
Emilia Romagna	3,8	4,5	3,8	7,5	7,5	47,8	6,8	9,3	4,2	40,5
Toscana	5,4	6,2	5,4	8,0	8,5	59,2	25,3	46,7	5,6	49,5
Umbria	6,1	7,0	7,3	13,5	10,4	59,0	7,9	12,0	6,5	50,0
Marche	4,4	4,4	4,9	3,9	9,0	66,3	12,0	15,3	4,8	49,0
Lazio	5,3	6,5	8,2	9,4	8,5	63,8	3,1	4,2	5,5	48,2
Abruzzo	5,5	7,1	5,3	7,2	5,7	56,5	7,1	11,8	5,5	46,5
Molise	5,4	6,6	10,7	2,5	10,4	14,0	5,3	6,2	5,7	12,3
Campania	4,7	5,3	3,6	3,2	10,5	50,9	4,2	6,1	4,9	41,2
Puglia	4,3	4,7	2,5	3,8	6,8	41,8	3,6	10,6	4,3	35,7
Basilicata	4,0	4,7	4,9	7,9	8,2	67,8	2,6	5,0	4,2	49,0
Calabria	5,1	6,0	2,3	1,5	9,6	26,4	3,4	23,3	5,3	24,3
Sicilia	4,8	5,3	3,6	2,8	7,7	20,4	2,4	4,6	4,9	18,7
TOTALE	4,5	5,2	5,9	8,2	8,2	54,8	7,7	16,3	4,7	45,2
NORD	4,0	4,8	5,7	8,3	8,3	58,1	7,8	17,6	4,4	47,8
CENTRO	5,3	6,2	7,1	8,6	7,9	59,7	10,1	16,7	5,5	47,8
SUD E ISOLE	4,6	5,1	3,4	3,7	8,6	35,8	3,4	9,1	4,7	31,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I clienti domestici mostrano tassi territorialmente abbastanza omogenei in tutte le regioni d'Italia (Tavola 4.12), sebbene quelli collocati nel centro mostrino una vivacità leggermente maggiore, con tassi di *switching* che mediamente sono del 5,3% in termini di clienti e del 6,2% in termini di volumi, contro una media nazionale del 4,5% (clienti) e del 5,2% (volumi). Lo *switch* dei condomini con uso domestico è decisamente concentrato al Centro-Nord; analizzando i dati infatti appare maggiore al Centro in termini di clienti (7,1% contro il 5,9% della media nazionale), mentre risulta lievemente più alto al Nord se consideriamo i volumi (8,3% contro l'8,2% della media nazionale). I risultati visti per entrambi i settori risultano molto simili a quelli del 2011.

Un andamento analogo a quello dei condomini con uso domestico si ha per le attività di servizio pubblico. Anche qui lo *switch* è maggiore al Centro in termini di clienti (10,1% contro il 7,7% della media nazionale), mentre risulta più alto al Nord se consideriamo i volumi (17,6% contro il 16,3% della media nazionale).

Anche per quanto riguarda gli altri usi, le zone interessate cambiano a seconda si tratti di clienti o di volumi. Per questo settore di consumo in termini di clienti il Sud e Isole risulta l'area con il più alto tasso di *switching* (8,6%), in termini di volumi, però, è la zona che detiene la percentuale minore con il 35,8%, a fronte di un valore medio nazionale del 54,8%. Quest'ultimo dato mostra che, diversamente da quanto accadeva nel 2011, al Sud sono ora i clienti di minore dimensione a mostrare la maggiore mobilità nel mercato del gas.

Nel complesso dei settori di consumo, i clienti residenti al Centro sono quelli che nel 2012 hanno mostrato il più elevato tasso di cambio del fornitore (5,5% contro una media nazionale del 4,7%). Il Nord e il Centro sono invece risultate, a pari merito, le zone con il più elevato tasso di *switching* in termini di volumi: 47,8% contro il 45,2% della media nazionale.

Reclami e segnalazioni

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2012, del totale di comunicazioni ricevute dallo Sportello con settore indicato, che hanno dato luogo all'apertura di nuove pratiche, pari a 35.864, quelle relative al settore gas sono state 13.690 (circa il 38,1%). Rispetto al 2011, il numero di comunicazioni è diminuito del 23%, decremento dovuto in buona parte al superamento delle iniziali criticità relative all'implementazione del bonus gas. Sempre rispetto al precedente periodo e lievemente cresciuta la percentuale di reclami (96,7%), mentre è diminuita quella delle richieste di informazione (3,297%). Rimane sostanzialmente stabile la percentuale delle segnalazioni (0,01%), il cui numero, anche in termini numerici e non solo percentuali, è comunque estremamente esiguo.

Tavola 4.13 Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2011 e nel 2012

	2011		2012	
	GAS	TOTALE ^(A)	GAS	TOTALE ^(A)
Reclami	16.411	34.799	13.233	34.033
Richieste di informazione	1.391	3.020	437	1.799
Segnalazioni	55	76	20	32
TOTALE COMUNICAZIONI	17.857	37.895	13.690	35.864

(A) Totale relativo a settore elettrico, gas e *dual fuel*.

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni per il settore gas ricevute dallo Sportello nel 2012 e suscettibili di classificazione sono i seguenti: il bonus 4.886 (36%), la fatturazione 4.654 (34%), il mercato 1.382 (10%), i contratti 1.356 (10%), gli allacciamenti e i lavori 516 (4%).

Tavola 4.14 Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2012

ARGOMENTI	TOTALE	QUOTE
Fatturazione	4.654	34%
Mercato	1.382	10%
Bonus	4.886	36%
Contratti	1.353	10%
Allacciamenti/Lavori	516	4%
Prezzi e tariffe	142	1%
Qualità tecnica	26	0%
Misura	338	2%
Qualità commerciale	167	1%
Non competenza	226	2%
TOTALE CLASSIFICATI	13.690	100%

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

In tali rapporti percentuali, rispetto all'anno 2011 si nota in particolare il notevole decremento dei reclami sul bonus gas e una piccola riduzione dei reclami relativi agli argomenti mercato, allacciamenti e lavori, mentre si rilevano piccoli aumenti di quelli relativi alla fatturazione e ai contratti. La diminuzione in termini assoluti del numero dei reclami è dovuta principalmente alla ricezione di un numero molto inferiore, rispetto all'anno precedente, di reclami relativi al bonus, determinata da interventi risolutivi delle principali problematiche inerenti alla mancata erogazione del bonus, alla validazione e a questioni in merito alla presentazione della domanda, tra cui il rigetto della domanda per mancata coincidenza dei dati indicati con quelli a disposizione del distributore. Per quanto riguarda la fatturazione, le principali questioni hanno riguardato i consumi (fatture in acconto, conguagli, richieste di rettifica), il rispetto della regolare periodicità di fatturazione e l'effettuazione delle letture o l'utilizzo delle autoletture del contatore.

Rispetto al libero mercato, la maggior parte delle comunicazioni ha riguardato questioni di presunta violazione del Codice di condotta commerciale approvato dall'Autorità, la doppia fatturazione e problematiche relative al cambio di fornitore. Nell'argomento mercato sono compresi anche, a partire dall'1 giugno 2012, i reclami gestiti secondo la procedura speciale prevista dalla delibera 153/2012/ARG/com per i contratti non richiesti.

Con riferimento all'argomento contratti, la maggior parte delle comunicazioni ha riguardato l'esercizio del diritto di recesso e la cessazione della fornitura, le volture e l'effettuazione di distacchi. Infine, con riferimento all'argomento allacciamenti e lavori, i reclami si sono concentrati su questioni relative alle attivazioni, ai subentri e ai tempi di effettuazione di tali prestazioni.

4.2.2.2 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza

Prezzi finali di vendita

Con la segnalazione 410/2012/I/COM del 11 ottobre 2012, comune al settore dell'elettricità e del gas (descritta in dettaglio al paragrafo 3.2.2.2), l'Autorità ha illustrato l'opportunità di conservare transitoriamente dei regimi di tutela di prezzo nei confronti dei clienti di piccole dimensioni al fine di mantenere i prezzi delle forniture di elettricità e gas al consumatore finale a un livello ragionevole, tenendo conto delle condizioni dei mercati ancora caratterizzati da insufficienti dinamiche concorrenziali.

Inoltre, si evidenzia che, analogamente al settore elettrico, il monitoraggio continuo delle dinamiche del mercato *retail* del gas, effettuato periodicamente dall'Autorità come previsto dal TIMR (cfr. paragrafo 3.2.2.1), è funzionale all'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento del mercato e della conformità dei prezzi finali di vendita alle disposizioni dell'articolo 3 della direttiva 2009/73/CE (vedi anche infra, 5.1).

Svolgimento di indagini, ispezioni e imposizione di misure per la promozione effettiva della concorrenza

Le competenze e poteri del Regolatore in quest'ambito sono state illustrate nella tavola 3.3.

In riferimento alle attività svolte dal Regolatore italiano nel 2012 sono state concluse quattro indagini conoscitive, di cui una relativamente alle condizioni di vendita di energia elettrica e gas naturale sul mercato libero – comune al settore elettrico – e quindi già illustrata al paragrafo 3.2.4.

Alla luce della segnalazione all'Autorità da parte di Snam Rete Gas in merito al mancato pagamento, da parte di alcuni utenti debitori, di rilevanti importi fatturati relativamente alle partite economiche per il bilanciamento, l'Autorità, con la delibera 5 luglio 2012, 282/2012/R/gas, ha avviato un'**istruttoria conoscitiva** volta ad approfondire le **modalità di erogazione del servizio di bilanciamento** relativamente al periodo 1 dicembre 2011 – 31 maggio 2012, al fine di:

- predisporre eventuali interventi di competenza in presenza di condotte lesive e inottemperanti ai propri provvedimenti;
- definire il riconoscimento a Snam Rete Gas dei crediti non riscossi. Al riguardo, infatti, se è vero che la disciplina definita dalla deliberazione ARG/gas 45/11 istituisce un meccanismo a copertura degli oneri del responsabile del bilanciamento per i crediti non riscossi, è altrettanto vero che non potranno essere posti a carico del sistema eventuali oneri conseguenti al mancato compimento, da parte del medesimo responsabile, di tutte le azioni volte a limitare e contenere il rischio derivante dall'esposizione nei confronti degli utenti nell'ambito del servizio di bilanciamento (clausola di massima diligenza);
- valutare la presenza di possibili condotte relative a profili di competenza di altre amministrazioni.

Il periodo oggetto dell'indagine è stato successivamente esteso, con la delibera 25 ottobre 2012, 444/2012/R/gas, per includere anche le modalità di erogazione del servizio di bilanciamento relative al periodo 1 dicembre 2011 – 23 ottobre 2012; ciò a seguito di nuova comunicazione (in data 16 ottobre 2012) con cui Snam Rete Gas ha segnalato un caso in cui le garanzie prestate da un utente sono state disconosciute dall'istituto emittente.

Con la delibera 21 giugno 2012, 263/2012/R/gas, l'Autorità ha avviato un'**istruttoria conoscitiva** in ambito nazionale **volta a valutare le condizioni di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso italiano delle società di vendita**, prevedendo che tale istruttoria fosse finalizzata all'acquisizione di informazioni e dati utili anche alla predisposizione di eventuali interventi, efficaci già nel corso dell'anno termico 2012–2013, di riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela gas. L'istruttoria conoscitiva, conclusa con la delibera 31 ottobre 2012, 456/2012/R/gas, ha, tra l'altro, evidenziato:

- una tendenza perdurante e progressiva, nei due anni termici 2011-2012 e 2012-2013, verso prezzi di cessione all'ingrosso prossimi, se non sostanzialmente allineati, ai valori rilevabili sul mercato;
- il carattere strutturale e non contingente dei differenziali registrati tra i costi di approvvigionamento dei venditori al dettaglio e la componente a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso delle condizioni economiche del servizio di tutela, evidenziando come circa il 50% dei volumi destinati ai clienti aventi diritto al servizio di tutela siano stati approvvigionati sul mercato all'ingrosso, con riferimento ai più recenti anni termici, a prezzi mediamente allineati a quelli rilevati sui mercati di breve termine nello stesso periodo.

Con la delibera 19 gennaio 2012, 8/2012/E/gas, è stata avviata un'**indagine conoscitiva a seguito degli eventi verificatisi il 18 gennaio 2012 per la fuoriuscita di gas dal gasdotto in località Tresana (MS)**, che ha portato all'interruzione della fornitura di gas in alcuni comuni, al fine di acquisire informazioni e dati utili per la ricostruzione di quanto accaduto e per la valutazione delle conseguenze sullo svolgimento dei servizi di trasporto e di distribuzione del gas naturale.

Nel corso del 2012 l'Autorità ha inoltre svolto un'intensa attività di vigilanza e controllo orientata alla verifica delle condizioni di erogazione dei servizi di pubblica utilità (qualità del servizio, sicurezza, libero accesso alle reti, mercati, tariffe, integrazioni tariffarie, incentivi alla produzione ecc.) e alla determinazione dei vantaggi, nonché dei miglioramenti, dei servizi erogati ai clienti e ai consumatori finali. In esito alle attività ispettive, l'Autorità può sia adottare provvedimenti di tipo prescrittivo (ordini di cessazione dei comportamenti lesivi dell'utenza, intimazioni ad adempiere) e sanzionatorio, oppure impegni ripristinatori nei casi in cui siano state accertate inadempienze o violazioni della normativa, sia stabilire il recupero amministrativo degli importi indebitamente percepiti.

Delle 130 ispezioni e richieste di informazioni condotte dall'Autorità nel 2012 (in collaborazione con altre istituzioni e la Guardia di Finanza) nell'ambito delle proprie attività di vigilanza e monitoraggio sull'applicazione della regolazione energetica, 78 hanno riguardato il settore gas. La regolazione della qualità del servizio e in particolare il servizio di pronto intervento hanno rappresentato i principali ambiti di intervento.

4.3 Sicurezza delle forniture

Il decreto legislativo n. 93/11, nell'implementare il Terzo pacchetto energia, attribuisce le funzioni e competenze riferite a questo paragrafo della Relazione annuale alla CE (i.e. monitorare il bilancio fra domanda e offerta di energia, prevedere la domanda futura e l'offerta disponibile, la capacità addizionale e le misure per coprire la domanda di picco o i cali di fornitura) in esclusiva al Ministero dello sviluppo economico.

5 PROTEZIONE DEI CONSUMATORI E RISOLUZIONE DELLE CONTROVERSIE NELL'ELETTRICITÀ E NEL GAS

5.1 Protezione dei consumatori

Conformità con l'Allegato 1 della direttiva 2009/72/CE

Gli articoli 37, comma 1, lettera n), e art. 41, comma 1, lettera o), delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE chiedono che il regolatore, anche in collaborazione con altre Autorità, garantisca che le misure di tutela dei consumatori, incluse quelle dell'Allegato 1, siano effettive e applicate. La tavola 5.1 illustra lo stato di attuazione nel nostro Paese delle misure previste in tale Allegato.

Tavola 5.1 Stato di adempimento delle misure previste dall'Allegato 1.

COMMA 1	LETT.	STATO DI ADEMPIMENTO
<i>Abbiano diritto a un contratto con il loro fornitore del servizio di energia elettrica/gas che specifichi una serie di aspetti.</i>	a)	Tale obbligo è coperto dall'Allegato A alla delibera ARG/com 104/10 (Codice di condotta commerciale), il quale stabilisce le informazioni che devono essere fornite prima della conclusione di un contratto e le principali clausole che, pur fissate autonomamente dalle parti, devono essere contenute in un contratto. Lo stesso Codice di condotta commerciale prevede inoltre che i contratti vengano sempre consegnati al cliente finale anche su supporto durevole. Attualmente l'unico indennizzo non ancora previsto è quello relativo alla fatturazione tardiva, mentre nei casi di fatturazione imprecisa la disciplina delle rettifiche di fatturazione consente al cliente di ottenere un indennizzo nel caso di un ritardo superiore a 90 giorni nella rettifica di una fattura già pagata. Per i clienti serviti in maggior tutela o in regime di tutela l'obbligo è ottemperato dalle delibere n. 200/99 e n. 229/01.
<i>Ricevano adeguata comunicazione dell'intenzione di modificare le condizioni contrattuali e siano informati del loro diritto di recesso al momento della comunicazione.</i>	b)	L'art. 13 del Codice di condotta commerciale prevede che il cliente debba essere preavvisato con 90 giorni di anticipo delle modifiche contrattuali e abbia diritto a recedere senza costi, se non concorda con le nuove condizioni. La facoltà di modifica unilaterale deve essere esplicitamente prevista in contratto, altrimenti non può essere esercitata.
<i>Ricevano informazioni sui prezzi e sulle tariffe vigenti, nonché sulle condizioni tipo per quanto riguarda l'accesso ai servizi di energia elettrica e gas e l'uso dei medesimi.</i>	c)	L'art. 10 del Codice di condotta commerciale prevede che nei contratti sia presente una sezione sintetica in cui siano chiaramente espressi i costi che il cliente sopporta per la fornitura di energia elettrica e gas. Inoltre il Titolo IV, sempre del Codice di condotta commerciale, prevede che almeno ai clienti domestici venga consegnata una scheda di confronto della spesa annua che i clienti sosterebbero aderendo a una determinata offerta completa della illustrazione degli eventuali oneri connessi con la richiesta di prestazioni diverse.
<i>Dispongano di una ampia gamma di metodi di pagamento.</i>	d)	Non vi sono obblighi connessi con la molteplicità dei metodi di pagamento; tuttavia nel caso dei clienti serviti in regime di maggior tutela o di tutela almeno una modalità di pagamento deve essere gratuita.

<i>Le condizioni generali devono essere eque e trasparenti, nonché specificate in un linguaggio chiaro e comprensibile. I clienti sono protetti dai metodi di vendita sleali e ingannevoli.</i>		L' art. 10 del Codice di condotta commerciale prevede che i contratti siano redatti utilizzando un carattere di stampa leggibile e un linguaggio chiaro e comprensibile per tutti i clienti finali. Nei settori elettrico e gas, con la delibera 153/2012/R/com sono state rafforzate e ampliate le misure preventive, già prefigurate dal Codice di condotta commerciale, volte a contrastare possibili pratiche scorrette poste in essere nei confronti dei clienti finali al momento del contatto funzionale alla sottoscrizione di una nuova offerta; è stata inoltre messa a punto una procedura volontaria volta a ripristinare la situazione contrattuale precedente all'eventuale contratto non richiesto. Una competenza generale in tema di metodi di vendita sleali e ingannevoli è poi in capo all'Autorità garante della concorrenza e del mercato.
<i>Non devono sostenere spese per cambiare fornitore.</i>	e)	Non sono previsti oneri a carico del cliente finale per il cambio fornitore.
<i>Beneficino di procedure trasparenti, semplici e poco onerose per l'esame dei reclami.</i>	f)	La regolazione della qualità commerciale della vendita (allegato A alla delibera ARG/com 164/08) prevede che i venditori rispondano ai reclami dei clienti in modo completo in un tempo massimo di 40 giorni solari. Il mancato rispetto di questo obbligo comporta l'erogazione di un indennizzo automatico a favore del cliente.
<i>Beneficino di informazioni sui loro diritti in materia di servizio universale (clienti elettrici) o sui loro diritti a essere approvvigionati a prezzi ragionevoli (clienti gas).</i>	g)	Le informazioni di riferimento per i consumatori sono contenute nel sito web dell'Autorità, nell'apposita pubblicazione <i>Atlante dei diritti del consumatore di energia</i> . Le informazioni sono disponibili anche attraverso il <i>call center</i> dello Sportello per il consumatore di energia che costituisce il punto unico di contatto nazionale sia per il settore elettrico, che per il settore del gas.
<i>Possano disporre dei propri dati di consumo e consentire a qualsiasi impresa di fornitura registrata di accedere, in base a un accordo espresso e a titolo gratuito, ai dati relativi ai propri consumi.</i>	h)	In corso di definizione.
<i>Siano adeguatamente informati del consumo effettivo e dei relativi costi, con frequenza tale da consentire loro di regolare il proprio consumo</i>	i)	I dati sui consumi raccolti dal distributore con frequenza mensile per l'elettrico e con frequenza diversa a seconda del consumo annuo per il gas (mensile, trimestrale o quadrimestrale) vengono riportati in bolletta.
<i>Ricevano un conguaglio definitivo, a seguito del cambio di fornitore, non oltre sei settimane dopo aver effettuato fornitore detto cambio.</i>	j)	Non vi sono obblighi connessi con i tempi di emissione del conguaglio definitivo.
COMMA 2		
<i>Gli Stati membri assicurino l'attuazione di sistemi di misurazione intelligenti, che favoriscano la partecipazione attiva dei consumatori nel mercato della fornitura di energia elettrica e di gas naturale.</i>		Nel settore elettrico il <i>roll out</i> degli <i>smart meters</i> è pressoché completato. Nel settore del gas naturale con la delibera 28/12/R/gas l'Autorità ha proposto un aggiornamento delle tempistiche per il <i>roll out</i> dei contatori gas già previste dalla delibera ARG/gas 155/08.

Garanzie di accesso ai dati di consumo

Il decreto legislativo n. 93/11 prevede che l'Autorità debba, entro 6 mesi dalla pubblicazione del decreto (31 dicembre 2011), adottare nuove regole o modificare quelle esistenti in modo tale da "...permettere ai consumatori di aver accesso ai dati di consumo rilevanti e obbligare le imprese di distribuzione di rendere i dati dei consumatori accessibili ai venditori avendo cura della qualità e la tempestività della fornitura degli stessi".

La regolazione in materia di fatturazione, completata nel 2010 (vedi Relazione annuale CE 2011), permette al cliente di essere edotto anche dei dati effettivi di consumo. A mezzo di reclami e richieste, inoltre, il cliente può richiedere i dati al venditore che provvederà a chiederli al distributore.

Considerata la vastissima diffusione degli *smart meters* nel settore elettrico, il cliente finale ha a disposizione il dato di consumo corrente sia in potenza che in energia nonché i valori di consumo suddivisi in ore di *peak/off-peak/mid level* utilizzati per l'ultima fattura tramite display elettronico.

Infine la normativa italiana ha previsto che il Sistema informativo integrato (SII¹⁶⁸) sviluppi, tramite un registro centrale dei punti di prelievo e un sistema di accreditamento degli operatori, le procedure per la gestione centralizzata delle comunicazioni dei dati di consumo e lo sviluppo dei rispettivi servizi, la cui prima fase di attuazione si è avviata e conclusa nel corso del 2012 (vedi il paragrafo 3.2.2.2).

Obblighi di servizio pubblico

Gli obblighi relativi al servizio pubblico contenuti nel decreto legislativo n. 93/11 (art. 35, comma 2 e 35, comma 3), al di là di quelli più oltre illustrati e relativi ai clienti vulnerabili, fanno riferimento a:

- il diritto di *switching* entro 3 settimane dalla richiesta;
- di accedere a informazioni trasparenti relative alle condizioni tariffarie ed economiche nonché le condizioni contrattuali minime;
- misure necessarie per assicurare ai consumatori la diffusione presso i clienti finali della lista di controllo per i consumatori elaborata dalla Commissione europea contenente le informazioni pratiche sui loro diritti;
- ai fini della promozione dell'efficienza energetica, l'Autorità di regolazione deve definire criteri tali da promuovere l'ottimizzazione da parte delle imprese elettriche dell'uso dell'energia elettrica anche fornendo servizi di gestione razionale dell'energia, sviluppando formule di offerte innovative e introducendo sistemi di misurazione e reti intelligenti.

Sin dal 2008 è stato predisposto presso l'Acquirente Unico uno Sportello per il consumatore di energia per l'informazione ai clienti finali tramite *call-centre*.

Con riferimento ai clienti domestici l'Autorità ha introdotto strumenti atti a:

- migliorare la conoscenza e la comprensione del mercato e delle sue regole. Rientrano tra queste iniziative la pubblicazione dell'*Atlante dei diritti del consumatore di energia* e l'adozione della delibera relativa alla trasparenza dei documenti di fatturazione;

¹⁶⁸ Delibera 17 novembre 2010, ARG/com 201/10.

- agevolare la valutazione e la scelta delle offerte nel mercato libero. Rientrano tra queste iniziative la messa a disposizione del Trova offerte e l'imposizione dell'obbligo per il venditore di presentare al cliente finale la scheda di confrontabilità della spesa prima della conclusione del contratto.

Sono inoltre stati attivati protocolli di intesa con le associazioni dei consumatori per promuovere l'informazione dei consumatori.

Il "Codice di condotta commerciale della vendita di energia elettrica e gas ai clienti finali"¹⁶⁹, disciplina attuando ampiamente quanto prescritto dal terzo pacchetto energia (vedi Tav. 3.19) il diritto di accesso a informazioni trasparenti relative alle condizioni tariffarie ed economiche nonché le condizioni contrattuali minime per i clienti finali.

Le procedure di *switching* sono state irrobustite dall'Autorità nel 2011¹⁷⁰ in particolare per quanto riguarda i flussi informativi tra distributore e venditore relativi al passaggio dei dati e alle tempistiche in modo tale che il venditore possa utilizzarli per la fatturazione secondo tempistiche certe, e ha agevolato i flussi stessi con standard di comunicazione. Sempre nel 2011¹⁷¹ è stato anche introdotto il termine di 3 settimane nelle procedure di *switching* previsto dalle direttive 72/2009/CE e 73/2009/CE.

Definizione dei clienti vulnerabili – Settore elettrico

In riferimento al settore elettrico, il decreto legislativo n. 93/11 non fornisce una specifica definizione di cliente vulnerabile (come nel gas naturale, vedi oltre). In ogni caso l'art. 35 sugli Obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori stabilisce che tutti i consumatori domestici e le piccole imprese (con meno di 50 impiegati e un fatturato inferiore ai 190 milioni di euro) che non scelgono il fornitore sul mercato libero sono serviti nell'ambito del regime di tutela (art. 1, comma 2 del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 convertito nella legge 3 agosto 2007, n. 125). Stabilisce altresì che in relazione all'evoluzione delle condizioni concorrenziali del mercato al dettaglio, il Ministero dello sviluppo economico, in esito ai monitoraggi condotti almeno ogni 2 anni, possa adeguare, in particolare in riferimento ai clienti industriali le forme di erogazione del servizio di tutela.

Nel 2012 oltre agli aggiornamenti trimestrali dei corrispettivi del servizio di tutela sono stati promossi provvedimenti per la revisione delle fasce orarie, il completamento della disciplina della morosità e dei sistemi di indennizzo per gli inadempimenti contrattuali dei clienti finali.

Da gennaio 2009, per le forniture di energia elettrica, è attivo un meccanismo di tutela specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute che ricevono un bonus o sconto sulla forniture di energia elettrica. Al 31 dicembre 2012 le domande di bonus presentate dai singoli cittadini che avevano superato tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità, da parte dei Comuni e delle imprese distributrici di energia elettrica ammesse all'agevolazione, erano oltre 4,5 milioni, compresi i rinnovi. Le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione almeno una volta sono circa 2 milioni, le famiglie con bonus attivo nel 2012 sono state 951.570, di cui 17.200 hanno usufruito di un bonus elettrico poiché si

¹⁶⁹ Allegato A della delibera ARG/com 104/10.

¹⁷⁰ Delibera 27 ottobre 2011, ARG/com 146/11.

¹⁷¹ Delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 210/11.

trovavano in stato di disagio fisico. Il valore della compensazione per l'anno 2013 è stato aggiornato contestualmente all'aggiornamento tariffario.

Nel 2012 sono state introdotte modifiche alla disciplina del bonus elettrico per i clienti in gravi condizioni di salute (bonus elettrico per disagio fisico)¹⁷². Il nuovo meccanismo tiene conto del tipo di apparecchiatura utilizzata, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura e delle ore medie di utilizzo giornaliero. Le nuove modalità di definizione del bonus elettrico per disagio fisico hanno anche una valenza retroattiva. Una apposita comunicazione è stata inviata a tutti i titolari di bonus elettrico-fisico per informarli di tale possibilità. Sono state inoltre realizzate iniziative di comunicazione finalizzate a raggiungere i potenziali soggetti beneficiari, anche mediante informazione e sensibilizzazione delle ASL, per dare massima diffusione dell'informazione sia a coloro che già beneficiano del bonus, sia ai potenziali beneficiari.

Definizione dei clienti vulnerabili – Settore gas

Il decreto legislativo n. 93/11 ha definito clienti vulnerabili i clienti domestici, i clienti non domestici con consumi inferiori a 50.000 S(m³)/anno e i clienti finali titolari di utenze relative ad attività di servizio pubblico, ossia utenze nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole. Il medesimo decreto legislativo ha anche previsto che, per i clienti vulnerabili, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, l'Autorità continui transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento che le società di vendita comprendono tra le proprie offerte commerciali. Inoltre, il decreto ha stabilito che, con il decreto del Ministero dello sviluppo economico, anche in base a quanto previsto all'art. 30, commi 5 e 8, della legge 23 luglio 2009, n. 99, siano individuati e aggiornati i criteri e le modalità per la fornitura di gas naturale nell'ambito del servizio di ultima istanza (FUI), a condizioni che incentivino la ricerca di un nuovo fornitore sul mercato, per tutti i clienti vulnerabili.

Ai sensi del decreto legislativo n. 93/11 (art. 7, comma 7) e del decreto ministeriale 3 agosto 2012, hanno diritto al servizio di fornitura di ultima istanza: i clienti finali disalimentabili, ovvero i clienti domestici, compresi i condomini con consumo non superiore a 200.000 S(m³) annui e gli altri clienti con consumo non superiore a 50.000 S(m³) annui (vedi Titolo IV, sezione I, del *Testo integrato vendita gas - TIVG*) che, per cause indipendenti dalla propria volontà risultino privi di un fornitore e i clienti finali non disalimentabili, ovvero le utenze relative ad attività di servizio pubblico che, per qualsiasi causa, si trovino senza un fornitore. Il FUI è erogato da operatori selezionati in base a procedure concorsuali indette dall'Acquirente unico. Le suddette previsioni trovano conferma nell'attuale assetto di tutela definito dall'Autorità ai sensi del TIVG, in cui è previsto:

- uno specifico servizio di tutela, vale a dire un'offerta definita sulla base delle condizioni economiche di fornitura indicate dall'Autorità, che ciascuna impresa di vendita è tenuta a comprendere tra le offerte presentate ai clienti vulnerabili;
- la regolazione di ciascun fornitore di ultima istanza (FUI), attraverso le condizioni di erogazione del medesimo servizio.

¹⁷² Modifiche introdotte con la delibera 2 agosto 2012, 350/2012/R/eel, in applicazione del decreto del Ministero della salute 13 gennaio 2011, *Individuazione delle apparecchiature medico-terapeutiche alimentate a energia elettrica necessarie per il mantenimento in vita di persone in gravi condizioni di salute*, e secondo quanto previsto dalle disposizioni del decreto interministeriale 28 dicembre 2007.

Rispetto al quadro sopra delineato, rimangono prive di considerazione le situazioni in cui i clienti diversi dai clienti che hanno diritto al FUI si trovino senza un fornitore. In tali casi si verrebbero a creare situazioni critiche per il sistema, poiché alcuni prelievi di gas dalla rete non sarebbero attribuiti ad alcun operatore, determinando prelievi diretti. Il medesimo decreto legislativo n. 93/11 ha stabilito che in questi casi il distributore territorialmente competente debba garantire il bilanciamento della propria rete in relazione al prelievo presso tale punto per il periodo in cui non sia possibile la sua disalimentazione fisica, secondo modalità e condizioni definite dall'Autorità.

In tale ottica, l'Autorità ha previsto l'istituzione del servizio di *default*, istituito con la delibera 21 luglio 2011, ARG/gas/99/11, in ottemperanza alle prescrizioni dell'art. 7, comma 4 (c), del decreto legislativo n. 93/11. Tale servizio è erogato qualora non ricorrano i requisiti per l'attivazione del servizio di ultima istanza ed è principalmente finalizzato a garantire il bilanciamento della rete di distribuzione per i prelievi effettuati da un cliente senza un venditore.

Nel 2012 il Ministro dello sviluppo economico ha adottato il decreto 3 agosto 2012 nel quale ha previsto, ai fini della selezione e dell'operatività dei FUI, una serie di adempimenti per l'Autorità che ha dato attuazione¹⁷³ alle disposizioni del suddetto decreto ministeriale, al fine di consentire l'operatività dei FUI a partire dall'1 ottobre 2012. Nella fattispecie, l'Autorità:

- ha integrato, rispetto al passato, la platea dei clienti aventi diritto all'erogazione del servizio di fornitura di ultima istanza, includendo i clienti finali titolari di punti di riconsegna non disalimentabili che rientrano nelle tipologie previste dal Titolo IV, Sezione I, del TIVG che, per cause indipendenti dalla loro volontà, risultino privi di un fornitore;
- ha definito l'apposito meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili in capo ai FUI connessi con la morosità dei suddetti clienti finali non disalimentabili, stabilendo criteri incentivanti per la gestione del credito di tali clienti;
- ha delineato gli indirizzi per lo svolgimento, da parte dell'Acquirente unico, delle procedure concorsuali per la selezione dei FUI.

Ai sensi del citato provvedimento, 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 circa gli esiti della procedura di individuazione dei FUI per l'anno termico 2012-2013.

Nel 2012 sono stati adottati nuovi provvedimenti anche per il servizio di *default*. La disciplina generale è stata integrata con:

- la definizione dei meccanismi di copertura dei costi del distributore per l'erogazione del servizio di default, comprensivi di un'adeguata remunerazione¹⁷⁴;
- la disciplina relativa al fornitore transitorio di distribuzione (FTD), ovvero venditori selezionati attraverso procedure concorsuali che si impegnino ad assumere la qualifica di utente del servizio di distribuzione nei casi in cui si verifichino prelievi diretti¹⁷⁵.

¹⁷³ Delibera 3 agosto 2012, 353/2012/R/gas.

¹⁷⁴ Delibera 3 agosto 2012, 352/2012/R/gas.

¹⁷⁵ Delibera 13 dicembre 2012, 540/2012/R/gas.

Coerentemente con quanto previsto per le reti di distribuzione, è risultato necessario definire un'apposita disciplina per il servizio di *default* anche per le reti di trasporto che, ai fini della sicurezza del sistema, identifichi il soggetto che garantisce il bilanciamento dei punti di riconsegna che non hanno l'utente del bilanciamento/trasporto. A tale fine, con la delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, l'Autorità è intervenuta al fine di regolare il servizio di *default* trasporto, erogato dall'impresa maggiore di trasporto. Tale regolazione è risultata necessaria e urgente anche alla luce dell'evoluzione della regolazione del servizio di bilanciamento e, in particolare, delle numerose situazioni segnalate dalla medesima impresa di trasporto di gravi e reiterati inadempimenti da parte di alcuni utenti dei servizi di trasporto e di bilanciamento. Inoltre, il nuovo sistema di garanzie a copertura dell'esposizione del sistema nei confronti dell'utente, relative al servizio di bilanciamento erogato dall'impresa maggiore di trasporto¹⁷⁶ in vigore a partire dall'1 giugno 2012, ha imposto una disciplina di queste ultime basata su criteri di maggiore efficienza; ciò prevedendo procedure di risoluzione del contratto di trasporto nei casi in cui le garanzie presentate dall'utente risultino inferiori al livello necessario, che si perfezionano in sette giorni (anziché i venti fissati precedentemente) dall'avvenuto riscontro dell'inadempienza stessa.

Sul tema, l'Autorità è successivamente intervenuta anche con successivi interventi¹⁷⁷ introducendo appositi meccanismi di copertura dal rischio di mancato pagamento sostenuto dal fornitore transitorio, al fine di tutelare le esigenze di certezza e promuovere un'effettiva partecipazione alle procedure selettive gestite dall'impresa maggiore di trasporto.

Per quanto riguarda gli interventi sul regime di tutela nel settore del gas naturale si segnala che con riferimento alle condizioni economiche del servizio di tutela, nel corso del 2012 l'Autorità ha intrapreso un percorso di profonda revisione della disciplina, con specifico riferimento alla determinazione delle componenti a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso e al dettaglio, alla luce dell'evoluzione del mercato del gas, tenendo altresì conto delle nuove disposizioni normative e regolatorie nel frattempo introdotte.

In particolare, a decorrere dall'1 aprile 2012, l'Autorità ha dato una prima attuazione alle disposizioni contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, che tra i parametri in base ai quali è disposto l'adeguamento dei prezzi di riferimento del gas naturale per i clienti vulnerabili ai valori europei richiedeva l'introduzione progressiva dei prezzi del gas rilevati sul mercato. Più in dettaglio, l'Autorità ha modificato¹⁷⁸ la formula di calcolo della componente di commercializzazione all'ingrosso del gas naturale, introducendo un criterio di ponderazione tra l'approvvigionamento sui mercati di breve termine (prima non considerati nella formula) e l'approvvigionamento mediante contratti di lungo termine, anche al fine di tenere in considerazione la riscontrata diversificazione delle forme di approvvigionamento da parte dei venditori.

Nell'ambito di una successiva consultazione, l'Autorità ha poi proposto di modificare ulteriormente le modalità di calcolo della componente di commercializzazione all'ingrosso del gas, al fine di consentire una più efficiente copertura dei costi di approvvigionamento dei diversi operatori. Tale proposta è stata formulata con l'obiettivo di includere gli esiti dei processi di rinegoziazione periodica dei contratti di approvvigionamento del gas naturale, in un'ottica di gradualità rispetto alle modifiche già introdotte appena descritte. Infatti, sia il forte calo della domanda sia lo sviluppo della concorrenza nei mercati all'ingrosso e, in particolare, in quelli di breve termine, hanno contribuito ad allineare i prezzi italiani (al più al netto del costo del trasporto), rilevati su tali mercati, a quelli europei. Concretamente, l'Autorità ha proposto di definire, a partire dall'1 aprile

¹⁷⁶ Approvato dall'Autorità con la delibera 8 maggio 2012, 181/2012/R/gas.

¹⁷⁷ Delibere 19 luglio 2012, 306/2012/R/gas, e 12 settembre 2012, 363/2012/R/gas.

¹⁷⁸ Delibera 30 marzo 2012, 116/2012/R/gas.

2013, la componente CCI, relativa alla materia prima, unicamente sulla base del prezzo di mercato all'ingrosso *spot*; ciò al fine di permettere una migliore attribuzione a ciascun cliente finale del costo di approvvigionamento all'ingrosso a esso riconducibile, garantendo così la coerenza tra i costi sostenuti dai venditori per l'approvvigionamento del gas naturale e i ricavi conseguibili dall'applicazione delle condizioni economiche del servizio di tutela. Inoltre, allo scopo di mitigare i rischi di mercato derivanti dalla nuova modalità di valorizzazione della componente CCI, che potrebbero tradursi in una maggiore volatilità dei prezzi finali, ha previsto l'introduzione di un meccanismo assicurativo che terrebbe altresì conto della diversa composizione del portafoglio di approvvigionamento dei venditori al dettaglio e, di conseguenza, dei diversi impatti sull'equilibrio economico-finanziario delle imprese, impliciti nel passaggio alla nuova struttura dei prezzi della materia prima applicata ai clienti finali. Gli esiti della consultazione hanno tuttavia evidenziato alcune criticità connesse con le tempistiche ristrette per l'implementazione della riforma e con la troppa ottimistica previsione di avvio del mercato fisico a termine del gas, organizzato dal GME e scelto come mercato di riferimento per la valorizzazione della componente relativa alla materia prima.

Di conseguenza l'Autorità ha successivamente previsto un processo di implementazione della riforma articolato in più fasi:

- una prima fase di attuazione della riforma, con riferimento al periodo compreso tra l'1 aprile e il 30 settembre 2013, in cui viene mantenuta la struttura della formula di calcolo della componente CCI, aumentando però il peso dell'indice relativo ai prezzi di mercato di breve periodo e, conseguentemente, riducendo il peso dell'indice relativo ai prezzi dei contratti pluriennali indicizzati alle quotazioni dei prodotti petroliferi;
- una seconda fase di piena implementazione della riforma, a decorrere dall'1 ottobre 2013, in cui saranno completamente trasformate e innovate le modalità di determinazione della componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso del gas e, coerentemente, delle altre componenti che concorrono a definire le condizioni economiche del servizio di tutela;
- una terza fase, il cui avvio operativo è previsto successivamente all'1 ottobre 2014, in cui potranno essere introdotti, nell'ambito delle condizioni economiche, nuovi strumenti di copertura rispetto ai rischi di mercato.

Nel marzo 2013, l'Autorità ha dato attuazione alla prima fase di implementazione della riforma¹⁷⁹ e ha anche aggiornato il valore della componente del servizio di stoccaggio, con decorrenza 1 aprile 2013, sulla base degli esiti delle procedure d'asta di allocazione delle capacità per il servizio di punta (vedi il paragrafo 4.1.2).

Da gennaio 2009, per le forniture gas naturale, è attivo un meccanismo di tutela specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute che ricevono un bonus o sconto sulla forniture di energia elettrica. Alla data del 31 dicembre 2012, le istanze di bonus gas che avevano superato tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da parte dei Comuni e delle imprese distributrici di gas, e che quindi sono state ammesse all'agevolazione, erano oltre due milioni, compresi i rinnovi. Le famiglie ad aver usufruito almeno una volta dell'agevolazione sono oltre un milione; le famiglie con un bonus attivo al 31 dicembre 2012 erano oltre 609.000. Le compensazioni erogate per gli anni 2009, 2010, 2011, 2012 e 2013, quota ordinaria e retroattiva, hanno complessivamente un valore stimato in circa 200 milioni di euro.

¹⁷⁹ Delibera 28 marzo 2013, 124/2013/R/gas.

Interventi comuni al settore elettrico e gas

Anche nel 2012 l'Autorità, tra le linee di azione a tutela dei consumatori e dei clienti finali, ha attribuito un ruolo prioritario al contrasto del fenomeno dell'**attivazione non richiesta di contratti di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale**, già oggetto di numerose segnalazioni e reclami inviati all'Autorità e allo Sportello per il consumatore di energia.

Al fine di garantire e promuovere i diritti dei clienti finali e un corretto funzionamento del mercato al dettaglio, l'Autorità è intervenuta in materia avviando dapprima una ricognizione puntuale sul fenomeno, al fine di individuare e condividere con le parti interessate le varie opzioni di soluzione della problematica. Dopo un confronto costante con tutti gli attori coinvolti e in considerazione degli esiti delle consultazioni effettuate, l'Autorità ha approvato la delibera 153/2012/R/com¹⁸⁰, che prevede l'adozione di misure preventive e ripristinatorie nei casi di contratti e attivazioni non richiesti per la fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale.

L'ambito di applicazione di tale disciplina riguarda i rapporti tra esercenti la vendita di energia elettrica e gas naturale e i clienti finali:

- del servizio elettrico e aventi diritto alla maggior tutela;
- del servizio gas e considerati clienti vulnerabili, a esclusione dei clienti titolari di utenze relative ad attività di servizio pubblico.

Il provvedimento introduce nuovi obblighi informativi in capo alle imprese di vendita: in caso di contratti stipulati a distanza o fuori dai locali commerciali, prima di presentare la richiesta di *switching* al distributore, il venditore deve sempre inviare al cliente una lettera di conferma, oppure, solo in caso di vendita fuori dai locali commerciali, in alternativa all'invio della lettera di conferma, deve contattare telefonicamente il cliente (chiamata di conferma) per registrare la conferma della sua volontà contrattuale. Queste forme di comunicazione obbligatoria consentono al cliente di disconoscere il contratto, immediatamente (chiamata di conferma) o con reclamo scritto (lettera di conferma). A seguito dell'invio di un reclamo per contratto non richiesto, il venditore non può richiedere la sospensione della fornitura per morosità fino alla definizione della controversia e, in caso di rigetto del reclamo, oltre alla risposta al cliente, il venditore deve inviare allo Sportello per il consumatore di energia la documentazione idonea a dimostrare il corretto adempimento degli obblighi informativi verso il cliente (lettera o chiamata di conferma). Lo Sportello, entro 10 giorni lavorativi, valuta se le caratteristiche della documentazione ricevuta comportano o meno l'attivazione delle procedure ripristinatorie che, nel caso sia già stato effettuato lo *switching*, consentono di riportare il cliente nella situazione quo ante.

In relazione alle misure preventive, il provvedimento stabilisce: che, qualora le imprese adottino, singolarmente o in forma congiunta, protocolli di autoregolamentazione in materia di contratti e attivazioni non richiesti, tali documenti debbano prevedere l'attivazione di procedure di prevenzione del fenomeno, ulteriori rispetto agli adempimenti già previsti dalla regolazione dell'Autorità; che venga individuato un soggetto responsabile del controllo e del monitoraggio dell'attuazione del protocollo; che siano disciplinate le misure per il mancato rispetto del protocollo medesimo. A seguito della delibera 153/2012/R/com, risulta che tre imprese hanno adottato questo tipo di strumenti volontari, con il coinvolgimento delle associazioni dei consumatori.

Le misure ripristinatorie sono caratterizzate:

¹⁸⁰ Delibera del 19 aprile 2012.

- dalla volontarietà della partecipazione alle procedure proposte, a eccezione degli esercenti la maggior tutela, i quali sono automaticamente tenuti all'applicazione delle suddette procedure; l'adesione è esercitata ex ante da parte dei medesimi esercenti e resa pubblica attraverso la pubblicazione sul sito internet dell'Autorità di una lista dei venditori che hanno adottato volontariamente i protocolli di autoregolazione;
- da una procedura di ripristino, al fine di consentire la ricostituzione della situazione in atto prima dell'attivazione del contratto non richiesto a favore del cliente finale;
- dalla regolazione delle partite economiche, maturate nell'ambito della cessione tra gli operatori coinvolti, per il periodo in cui il cliente è stato fornito dall'esercente la vendita con il quale ha sottoscritto il contratto non richiesto (periodo transitorio).

Con la procedura di ripristino, l'esercente la vendita che ha sottoscritto il contratto non richiesto e ha ottenuto lo *switching* (venditore non richiesto), qualora riconosca tale situazione o non sia in grado di dimostrare allo Sportello di aver posto in essere tutte le misure volte ad accertare l'effettiva volontà del cliente finale, è tenuto a comunicare all'esercente la vendita che precedentemente serviva il cliente finale (venditore precedente) e al distributore la risoluzione del contratto, indicando che tale risoluzione è dovuta a un contratto non richiesto. In tali casi è previsto che sia il venditore precedente a presentare al distributore la richiesta di *switching*.

Per quanto riguarda invece la regolazione delle partite economiche nel periodo transitorio, la disciplina prevede che il venditore non richiesto applichi al cliente finale le condizioni economiche di tutela definite dall'Autorità, a eccezione della componente relativa alla commercializzazione al dettaglio, in modo tale che al suddetto venditore sia riconosciuta la copertura dei soli costi sostenuti per l'uso delle infrastrutture e per l'approvvigionamento dell'energia consumata dal cliente finale, ma non sia riconosciuta la remunerazione dei costi relativi all'attività tipica svolta per la commercializzazione della vendita al dettaglio.

Infine, la disciplina relativa ai contratti non richiesti prevede una specifica attività di monitoraggio di tali contratti da parte dell'Autorità, sulla base delle informazioni fornite sia dai distributori, per quanto riguarda le richieste di risoluzione dei contratti non richiesti, sia dallo Sportello e dai venditori per quanto riguarda i reclami effettuati dai clienti finali; ciò per consentire una valutazione complessiva del fenomeno, con la pubblicazione delle informazioni rilevanti in merito ai comportamenti tenuti dagli operatori e la costituzione di un elenco dei venditori non richiesti, per fornire ai clienti finali notizie sui comportamenti posti in essere dai singoli venditori. Sono stati resi noti i dati rilevanti relativi all'attività di monitoraggio riferiti al periodo giugno-dicembre 2012.

Infine, nel corso del 2012 sono stati presi provvedimenti relativi al **completamento della disciplina relativa alla morosità** con riferimento alla procedura di costituzione in mora, nonché il completamento della disciplina del sistema indennitario e primi orientamenti sulla messa a disposizione delle informazioni in tema di morosità.

5.2 Gestione delle controversie

Il decreto legislativo n. 93/11, di recepimento nell'ordinamento italiano delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, all'art. 44, comma 4, ha previsto, fra l'altro, che l'Autorità «assicuri il trattamento efficace [...] delle procedure di conciliazione dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale ed energia elettrica avvalendosi dell'Acquirente unico».

In attuazione di tali disposizioni, l'Autorità ha istituito il Servizio conciliazione clienti energia¹⁸¹, approvando la relativa disciplina di prima attuazione e assegnando all'Acquirente unico lo sviluppo del progetto operativo, nonché la realizzazione e la gestione del Servizio conciliazione medesimo, con operatività a partire dall'1 aprile 2013. Il progetto è in fase sperimentale e ha una durata di 12 mesi rinnovabili.

Il Servizio conciliazione si colloca fra le procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie di cui può disporre il cliente finale dei settori elettrico e gas per risolvere le criticità insorte con il proprio operatore (generalmente *small claims*). Esso risulta conforme all'evoluzione normativa dell'Unione europea che, fra gli obiettivi legati alla diffusione degli strumenti di *Alternative Dispute Resolution* (ADR) a vantaggio dei consumatori, da un lato, ha posto in evidenza la necessità di pervenire alla risoluzione della problematica direttamente con l'esercente, attraverso il reclamo, prima di attivare una procedura di risoluzione extragiudiziale; dall'altro, ha previsto che le procedure si svolgano *on line* e alla presenza di un soggetto terzo e imparziale, sulla base dei principi di immediatezza, efficacia ed efficienza. Infatti, tale Servizio presuppone l'invio del reclamo all'operatore ai fini dell'attivazione della relativa procedura, prevede che la conciliazione sia svolta dinanzi a un conciliatore terzo con una specifica competenza in mediazione e in materia energetica e, infine, si svolge interamente *on line*.

I conciliatori sono stati individuati tramite apposite convenzioni sottoscritte con le Camere di commercio di Milano e Roma, al fine di garantire, per l'avvio sperimentale del Servizio, una comprovata e specifica competenza nel campo della mediazione. Per affinare e incrementare le conoscenze in materia energetica dei conciliatori, l'Autorità ha organizzato con l'Acquirente unico appositi corsi di formazione.

Il Servizio si configura come sistema di conciliazione "universale", in virtù dell'ampiezza dell'ambito applicativo, sia per quanto concerne i potenziali fruitori, sia per quanto riguarda le controversie oggetto della procedura. Il Servizio, infatti, può essere attivato dai clienti finali domestici e non domestici del settore elettrico aventi diritto alla maggior tutela e del settore gas considerati vulnerabili¹⁸², per le controversie insorte con un operatore (distributore e/o venditore di energia elettrica e/o di gas naturale) relative al servizio di energia elettrica e/o di gas naturale, con la sola esclusione delle controversie inerenti a profili tributari e fiscali, per le quali è prevista dalla legge una specifica riserva di competenza esclusiva. In esito alla fase sperimentale, è previsto l'allargamento dei beneficiari della procedura anche al *prosumer* (ossia al soggetto che è al contempo cliente di energia elettrica e produttore), limitatamente agli impianti di potenza fino a 10 MW.

¹⁸¹ Delibera 21 giugno 2012, 260/2012/E/com.

¹⁸² Il cliente può essere assistito nello svolgimento della procedura, ed eventualmente rappresentato tramite delega, a transigere e a conciliare la controversia, anche da parte delle associazioni rappresentative dei clienti finali domestici o dei clienti finali non domestici. Per tale attività di assistenza ed eventuale rappresentanza, alle associazioni dei clienti domestici è riconosciuto un contributo economico, a valere sul Fondo sanzioni, sulla base di un progetto proposto dall'Autorità e approvato dal Ministero dello sviluppo economico.

L'Autorità ha posto poi in essere tutti gli adempimenti necessari alla realizzazione operativa del Servizio conciliazione, compresa la creazione di un elenco degli operatori aderenti alle procedure di conciliazione, suddiviso tra distributori e venditori e a iscrizione volontaria, finalizzato a promuovere e a dare visibilità alla partecipazione degli operatori al Servizio conciliazione. In occasione dell'avvio, in fase sperimentale, del Servizio conciliazione, l'Autorità ha creato sul proprio sito internet un'apposita area dedicata alle conciliazioni.

Specifiche informazioni in merito alla tematica della risoluzione stragiudiziale delle controversie sono anche fornite dal *call center* dello Sportello, per mezzo di un pulsante dedicato. L'informazione rappresenta infatti lo strumento principale per permettere al cliente finale di orientarsi fra le procedure di conciliazione, con specifico riferimento a quelle rivolte ai clienti finali dei settori elettrico e gas, ossia il Servizio conciliazione e le conciliazioni paritetiche.

Per quanto riguarda le conciliazioni paritetiche, l'Autorità continua a sostenerle, attraverso la formazione del personale delle associazioni dei consumatori impegnato nelle conciliazioni e il riconoscimento di un contributo a tali associazioni in caso di esito positivo della procedura.