

ATTI PARLAMENTARI

XVI LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. CXLI
n. 5

RELAZIONE

SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA
DALL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

(Aggiornata al 31 marzo 2012)

*(Articolo 2, comma 12, lettera i), della legge 14 novembre 1995, n. 481,
e articolo 1, comma 12, della legge 23 agosto 2004, n. 239, e successive modificazioni)*

Presentata dal Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas
(BORTONI)

Trasmessa alla Presidenza il 27 giugno 2012

PAGINA BIANCA

I N D I C E

Presentazione del Presidente Guido Bortoni	<i>Pag.</i>	5
Stato dei Servizi	»	29
Attività svolta	»	255

PAGINA BIANCA



Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

Presentazione del Presidente
Guido Bortoni

Roma, 27 giugno 2012

«Nulla lex sibi soli conscientiam iustitiæ suæ debet, sed eis, a quibus obsequium exspectat. Ceterum suspecta lex est, quæ probari se non vult, improba autem, si non probata dominetur.»

Quintus SF Tertullianus, Apologeticus, Caput IV, 13

Nessuna norma trova solo in sé consapevolezza di essere giusta, bensì in coloro dai quali si attende rispetto. Diversamente, se non motivata, una norma diviene sospetta; addirittura ingiusta, se si impone senza alcun esame.

[*Ante litteram*, ben si applica alla Regolazione, n.d.a.]

Autorità, Signore e Signori,

un saluto ed un ringraziamento sinceri raggiungano, a nome mio personale e dei miei Colleghi, tutti i presenti e anche tutti coloro che manifestano interesse per l'operato e per le future linee di azione di questa Istituzione di regolazione e controllo sui mercati dell'energia, che, da pochi mesi, opera anche sui servizi idrici. Alla neo-istituita regolazione idrica farò cenno prima delle conclusioni.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas illustra le proprie considerazioni oggi, a metà dell'anno 2012, in questa sala in cui sono rappresentati entrambi i rami del Parlamento, dinnanzi ad autorevoli membri del Governo, alle tante autorità civili e militari e ad una qualificata platea di operatori di servizi di pubblica utilità, nonché alle diverse associazioni esponenti.

Il nostro pensiero si estende oltre i confini di questa sala, a tutti i consumatori, imprese e famiglie; tra queste, in special modo, desideriamo manifestare particolare vicinanza alle persone afflitte dall'ombra del sisma, alle quali va tutta la nostra solidarietà. Solidarietà resa concreta dal nostro continuo impegno provvedimentale, volto ad aiutare una pronta e coraggiosa ripresa dalla grave situazione creatasi.

Anche l'Europa figura tra i destinatari del nostro messaggio odierno, sperando riemerge una diffusa consapevolezza che un'Europa coesa sia a vantaggio di tutti e di ciascuno. A tal fine, esortiamo tutti – e noi per primi – ad elevare lo sguardo oltre i propri interessi particolari e di brevissimo termine.

Il periodo appena trascorso dall'ultima Relazione annuale (6 luglio 2011), a pochi mesi dall'insediamento della terza Consiliatura dell'Autorità (16

febbraio 2011), si qualifica come un intervallo temporale senza pari in termini di intensità e di celerità dei fenomeni di mutazione dei fondamentali.

Già dal 2009 si sono susseguiti, su vari fronti, sussulti di crisi che hanno imposto frenate straordinarie all'economia del Paese, riverberandosi in modo incisivo anche nei comparti energetici. Ciò si evince, tra i molti indicatori, anche dall'andamento della domanda di energia. Due di essi, tra tutti, rivelano emblematicamente quanto il Paese abbia ceduto terreno a seguito del protrarsi della crisi: il consumo interno lordo dell'energia complessiva del 2011 si è allineato all'analogo dato del 1999. Un dato ancor più preoccupante sul versante sociale lo si rinviene nel livello di crediti scaduti o in sofferenza nel pagamento dei servizi elettrici e gas. Nel biennio 2010-2011, infatti, circa il 10% delle famiglie era in condizioni di morosità. Tale percentuale sale al 19% nel caso delle piccole-medie imprese. Dalla scorsa estate nuove tensioni hanno investito il debito sovrano di alcuni Paesi europei, tra cui l'Italia. La reazione condivisibile del nostro Governo ha visto rafforzarsi i presidi delle politiche di rigore, rigore a cui il settore dell'energia non può e non deve sottrarsi.

Accanto ai fenomeni di crisi, cui ho appena fatto cenno, nell'ultimo anno abbiamo assistito anche ad eccezionali cambiamenti strutturali sia nel mercato elettrico sia nel mercato del gas.

Nell'elettricità, il cambiamento è stato talmente profondo e repentino che i mutamenti in nuce, posti in evidenza nella precedente Relazione annuale dell'Autorità, si sono oggi trasformati in realtà prevalenti ed ingombranti, per il trattamento delle quali è necessaria una profonda riflessione sul quadro di regole, a tratti inadeguato ad accompagnare le evoluzioni future.

Nel gas, il cambiamento che nella Relazione 2011 veniva prefigurato come scenario raggiungibile in qualche anno, è invece ormai alle porte, sospinto anche dall'evoluzione del quadro regolatorio europeo. I primi elementi, quale la convergenza tra i prezzi italiani e quelli degli altri mercati europei, almeno nelle quotazioni spot, sono sotto gli occhi di tutti. Anche nel caso del gas, la strumentazione regolatoria richiede un completamento delle riforme da noi

avviate nel 2011.

Purtroppo, i nuovi paradigmi intervengono in un momento in cui è ancora incompleta la costruzione di un mercato unico europeo, in grado di affrontare in modo adeguato le nuove esigenze. Di più, la diversa incidenza dei mutati paradigmi nei vari Stati membri rischia di far divergere gli interessi nazionali, rendendo più difficile il mercato energetico a livello dell'Unione europea.

D'altra parte è essenziale tradurre le criticità connesse a questi mutamenti strutturali in un impulso costruttivo a ritrovare un vero e proprio spirito di governo, soprattutto dei cambiamenti in essere, ben sapendo che, in generale, "nulla è costante tranne il cambiamento", secondo la saggezza filosofica antica (Eraclito) e, pertanto, nel costruire l'oggi dobbiamo prepararci ad ospitare ed accogliere il domani. Questo cambiamento svolga per tutti quella funzione maieutica che "non insegna" apoditticamente ma "aiuta a ricercare" il cammino da intraprendere.

L'ENERGIA

La regolazione per governare il cambiamento

Lo scorso anno parve necessario concentrare la presentazione della Relazione sugli orientamenti che il Collegio appena insediato intendeva assumere nel corso del proprio mandato. Sottolineammo allora, *in primis*, come nei settori dell'energia elettrica e del gas, solo attraverso la promozione della concorrenza e dell'efficienza si potessero e si possano pienamente tutelare gli interessi di consumatori e utenti. Continuavamo: «...la regolazione dovrebbe quindi evitare la tentazione paternalistica di sostituirsi al mercato».

In questo senso, ci impegnammo ad innovare l'insieme delle regole con l'obiettivo, certo non semplice, di "capacitare" i diversi attori nel mercato, così da allineare il perseguimento dei loro legittimi obiettivi individuali all'interesse generale del sistema nel suo complesso ed a quello dell'insieme dei consumatori in particolare, che è poi la finalità istituzionale precipua di questa Autorità.

Indicammo nello sviluppo infrastrutturale un efficace strumento per la ripresa della crescita del Paese, anticipando, in quella sede, l'intenzione di voler proseguire nella regolazione incentivante degli investimenti in infrastrutture

con remunerazione regolata. Evidenziamo allora come gli obiettivi di sviluppo ambientalmente sostenibile potessero trasformarsi in una formidabile leva di ripresa subitanea della crescita del Paese e di mantenimento della medesima anche oltre il primo orizzonte 2020, qualora l'impulso agli investimenti nella cosiddetta *green economy* (anzi *white-green economy*, se si considera un mix ottimale di fonti rinnovabili ed efficienza energetica) fosse tale da indurre uno sviluppo regolare, non caotico e soprattutto equilibrato quanto a sostenibilità economica degli incentivi.

Queste linee programmatiche hanno sin qui guidato la regolazione e vengono confermate oggi anche per il futuro, ma vanno declinate in ragione del contesto specifico che, di volta in volta, caratterizza i settori regolati e, come detto, in funzione dei significativi cambiamenti in corso.

In periodi di crisi economica e nel tentativo di superarla si richiede, come detto da molti, di coniugare rigore e crescita. Ma il binomio rigore-crescita non può essere configurato in modo qualunque, semplicemente affiancandoli. Esso richiede, piuttosto, non solo di evitare inefficienze, così da liberare risorse, ma anche – vorrei dire soprattutto – di utilizzare le risorse liberate e, più in generale, quelle disponibili in modo selettivo, privilegiando gli interventi a maggior efficacia ed efficienza. Un modo corretto di coniugare rigore-crescita passa, quindi, attraverso il criterio della selettività e questo vale anche per la regolazione che ci compete.

Ad esempio, la selettività ha già guidato la nostra azione nel definire, a fine 2011, la regolazione delle attività di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015, promuovendo gli investimenti secondo la loro "cifra di merito" nella riduzione delle congestioni di rete e nell'incremento della sicurezza e nella qualità della fornitura. Prevedendo, al tempo stesso, che sugli interventi cosiddetti *smart* venga prodotta una chiara evidenza della loro efficacia ed efficienza. Ad ulteriore garanzia che gli investimenti proposti dal gestore di rete rispondano pienamente a questi criteri, questa Autorità in maniera innovativa ha posto in consultazione pubblica – secondo lo spirito delle Direttive europee – il Piano decennale di sviluppo della rete

di trasmissione nazionale, volendo esprimere il proprio parere tenendo conto delle osservazioni che perverranno dai diversi soggetti interessati al Piano.

Impostata secondo il criterio della selettività sarà anche la regolazione delle infrastrutture del gas nel nuovo periodo regolatorio. Vedranno aumentare la propria cifra di merito gli interventi funzionali ad accrescere non solo la sicurezza delle forniture ma anche la concorrenza nell'offerta e l'integrazione piena con il mercato europeo, oltre che a sviluppare flessibilmente il trasporto del gas secondo più direttrici nel nostro Paese.

Ancora, la selettività – secondo la declinazione che ne ha fatto il regolatore – ha motivato l'azione dell'Autorità per quanto riguarda le fonti rinnovabili elettriche, nel rispetto del proprio ambito di competenze.

L'Autorità è fermamente convinta – e l'ha più volte affermato – che l'energia rinnovabile costituisca un pilastro fondamentale per consentire alla nostra economia uno sviluppo ambientalmente sostenibile, oltre che per ridurre – con valenze strategiche ed economiche – la nostra dipendenza energetica dall'estero. A riprova di tale convinzione vi è il fatto che questa Autorità ritiene corretto che l'onere degli incentivi sia sostenuto attraverso le bollette di tutti, a patto però di contenerlo entro un livello sostenibile ed efficientemente commisurato alle esternalità energetico-ambientali. Non è ragionevole oltrepassare tale livello per esigenze di politica industriale o occupazionale: per fare ciò, sono altri gli strumenti da utilizzare, che esulano dalle attribuzioni del Regolatore, quale la fiscalità generale o di scopo. Infatti, l'importanza delle fonti rinnovabili non deve portare ad abdicare ai principi di efficienza e di corretta attribuzione delle responsabilità, con la conseguente distorta allocazione di costi indotti sul sistema elettrico, per effetto del loro peculiare sviluppo. E proprio in tal senso, per evitare che i costi connessi agli sbilanciamenti della rete continuino a gravare sui soli consumatori di energia elettrica, l'Autorità ha introdotto le prime misure selettive per una maggiore responsabilizzazione degli stessi produttori da fonti rinnovabili, in relazione alla programmazione dell'energia immessa in rete.

Tali interventi sono parte di una generale revisione dell'attuale disciplina

del dispacciamento, che tenga conto del nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapida trasformazione, e delle sempre maggiori esigenze di flessibilità, necessarie anche al mantenimento in sicurezza del sistema.

Relativamente alla responsabilizzazione dei produttori da fonti rinnovabili, l'Autorità è intervenuta anche introducendo prescrizioni per gli impianti di produzione in media e bassa tensione, in modo da limitare possibili situazioni di criticità sulla rete elettrica fin da questa estate. Nel contempo, i gestori di rete dovranno procedere nelle realizzazioni infrastrutturali indispensabili al nuovo scenario produttivo, recuperando ritardi ed inefficienze.

Sul fronte della politica energetica, gli ultimi provvedimenti ministeriali relativi alle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica hanno ridotto gli incentivi, benché, in attesa del loro azzeramento conseguibile con il raggiungimento della cosiddetta *grid parity*, questi si attestino ad un livello ancora superiore a quello di molti altri Paesi europei. È un primo solido passo ma occorrono anche altre azioni, che si inseriscano nell'alveo del binomio rigore-crescita, appena richiamato. In un contesto di risorse scarse, come quello attuale, solo un ridimensionamento dei futuri incentivi "elettrici" può consentire di trasferire risorse allo sviluppo delle fonti rinnovabili termiche e all'efficienza energetica, nell'auspicio di poter così cogliere anche i punti di forza dell'industria italiana in tali settori. Non solo: le poche risorse ancora disponibili devono essere allocate proprio là dove maggiori sono le possibilità di resa, secondo criteri di selettività, in ragione dell'efficacia. A titolo di esempio, attraverso il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica – i cosiddetti "certificati bianchi" – sono state risparmiate, dal 2005 ad oggi, oltre 14 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio.

Per gestire le esigenze generali e coordinare le complessità richiamate, appare quanto mai opportuna la definizione di una Strategia Energetica Nazionale (comunque venga denominata), che declini gli obiettivi, anche di sostenibilità ambientale, secondo un orizzonte temporale di medio-lungo termine, garantendo le informazioni necessarie per il mercato e identificando le priorità secondo criteri selettivi. In proposito, ci permettiamo di ricordare le numerose segnalazioni dell'Autorità in materia, anche depositate nell'ambito

delle indagini conoscitive e dei procedimenti delle Commissioni competenti del Senato della Repubblica e della Camera dei Deputati, che ringrazio qui pubblicamente, anche a nome del Collegio, per la grande attenzione sempre prestata alle nostre argomentazioni.

Occorre, però, che la strategia energetica, oltre che essere definita, sia attuata e rispettata, senza tuttavia tralasciare le sue necessarie modificazioni indotte dall'evoluzione di scenario, così come dall'innovazione tecnologica. Innovazione a cui potrebbero fornire apporto i risultati dei *progetti pilota* in corso per l'integrazione delle fonti rinnovabili. Per la promozione della ricerca e dell'innovazione, ad esempio, si potrebbero portare a detrazione della maggiorazione dell'Ires (la cosiddetta *Robin Hood Tax*, introdotta dall'agosto scorso sugli utili delle società più rilevanti in termini di fatturato ed attive nel comparto delle fonti rinnovabili, di cui abbiamo già segnalato gli effetti depressivi sugli investimenti) le iniziative in progetti di ricerca. Analogamente, parte del gettito della suddetta imposta potrebbe essere destinato a compensare una riduzione dell'IVA sulle componenti tariffarie parafiscali nelle bollette dei consumatori.

Il prepotente e accelerato sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non (economicamente) modulabili è del resto tra le principali cause del radicale cambiamento che sta investendo il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica. Già nella presentazione della Relazione annuale dello scorso anno abbiamo evidenziato come fosse necessario introdurre strumenti che aumentassero il grado di coordinamento tra scelte di investimento negli impianti e sviluppo della rete, riducendo il grado delle asimmetrie informative, consentendo così di superare i fallimenti di mercato. Proprio per questo, già da tempo, abbiamo definito i criteri a cui dovrebbe ispirarsi un nuovo mercato della capacità produttiva (*capacity payment*) per garantire la sicurezza del sistema ai clienti finali senza eccessi di prezzo. A tal fine è indispensabile la proposta operativa del gestore di rete.

Come l'Autorità ha più volte evidenziato, l'evoluzione in corso nel mercato

all'ingrosso ha comportato un forte cambiamento rispetto al passato, tanto che il prezzo della Borsa elettrica assume un differente andamento rispetto a quanto sinora rilevato e preso come base della definizione delle fasce orarie e dei corrispettivi del kilowattora per i clienti del servizio di tutela. Da qui la necessità di rivedere le strutture di prezzo per i consumatori domestici – per cui si è appena conclusa una consultazione – così da garantire a ciascuno una corretta imputazione del valore dell'energia elettrica nei momenti del suo utilizzo.

Questa imprescindibile riforma dei cosiddetti prezzi biorari del kilowattora va perseguita con particolare cautela, essendo coinvolte le modalità di consumo di circa 30 milioni di consumatori domestici. Infatti, anche in esito alla citata consultazione ed ai *focus group* con le associazioni dei consumatori, l'Autorità ritiene che il livello di "capacitazione" su questo tema debba essere ancora incrementato. In particolare, occorre approfondire con i consumatori la *ratio* alla base del cambiamento di mercato, i criteri per l'eventuale spostamento dei consumi tra le fasce orarie, nonché attendere la statistica dei prezzi di mercato all'ingrosso nel periodo estivo, per svolgere ulteriori simulazioni. Allo scopo, l'Autorità intende procedere con ulteriori consultazioni e confronti prima di decidere.

Se rivolgiamo il nostro sguardo al mercato all'ingrosso del gas, questi ultimi mesi sono stati caratterizzati da eventi la cui rilevanza è destinata a modificare il paradigma stesso del mercato.

Il mercato di bilanciamento, avviato lo scorso 1° dicembre ed entrato nella sua configurazione a regime a partire da aprile – con anche la disciplina per la regolazione delle partite fisiche ed economiche (*settlement*) recentemente riformata – ha permesso di superare numerose criticità sinora presenti nel mercato all'ingrosso ed ha incrementato sorprendentemente la liquidità delle transazioni *spot* di compravendita di gas.

La presenza di un mercato organizzato liquido e trasparente, caratterizzato da un prezzo rappresentativo, è condizione essenziale non solo per promuovere la concorrenza all'ingrosso tra importatori, ma anche per consentire un pieno dispiegarsi della concorrenza nel mercato al dettaglio, riducendo l'incidenza

dei costi di transazione e dei rischi cui andrebbero diversamente incontro gli operatori non integrati verticalmente, tipicamente i nuovi entranti.

Gli esiti del mercato di bilanciamento sono stati sinora particolarmente significativi ed hanno evidenziato, una volta dedotti i costi di trasporto del gas, una tendenza all'allineamento rispetto ai prezzi *spot* registrati negli altri principali mercati (*hub*) europei.

Questa tendenza, che si evince anche osservando le quotazioni dei prodotti *forward*, rappresenta l'evidenza del processo di radicale cambiamento nella struttura dell'offerta di gas indotto dall'evoluzione delle regole europee, in merito all'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera e di gestione delle congestioni. Un cambiamento che, risolvendo il problema della congestione contrattuale delle infrastrutture di trasporto, è destinato, ancor più se supportato da un potenziamento delle stesse infrastrutture, ad aumentare la convergenza tra i prezzi nei diversi mercati europei. Un cambiamento che, d'altra parte, contribuisce a mettere seriamente in discussione non solo il ruolo nel mercato ma la stessa sostenibilità economica dei contratti di lungo periodo (*take or pay*).

Questi contratti che già da tempo evidenziano costi mediamente superiori, se corretti per i costi di trasporto, ai prezzi prevalenti nelle transazioni a pronti – oggi ben rappresentati dagli esiti del mercato del bilanciamento – sono destinati, dovendo rendere disponibile la capacità di trasporto inutilizzata, ad essere esposti ad una sempre maggiore pressione concorrenziale, non solo da parte degli altri importatori, ma anche da parte degli operatori dei Paesi produttori extraeuropei.

Infine, non possiamo non sottolineare, ricordando l'ondata di maltempo e freddo che lo scorso inverno ha colpito l'Europa e si è accompagnata alla indisponibilità di alcune fonti di approvvigionamento, come rimanga ancor'oggi di massima attualità il tema della sicurezza degli approvvigionamenti per il nostro Paese.

Al mondo del gas in profonda mutazione serve un contesto normativo-regolatorio all'altezza delle nuove esigenze. In primo luogo, occorre

accompagnare l'introduzione delle nuove regole europee di *congestion management* e *capacity allocation*, oltre che con adeguati sviluppi infrastrutturali anche funzionali ad un efficiente sfruttamento dello scenario *shale-gas*, con strumenti veramente innovativi che, oltre a promuovere la concorrenza e la liquidità del mercato all'ingrosso, consentano di gestire, a livello di sistema ed in accordo con le dinamiche di mercato, la garanzia della sicurezza degli approvvigionamenti (a prezzi ragionevoli per i consumatori finali). Strumenti quali, a mero titolo di esempio, coperture di tipo assicurativo contro particolari rischi di prezzo realizzato sul mercato spot o di bilanciamento, ovvero meccanismi che responsabilizzino maggiormente gli operatori rispetto alle conseguenze delle loro azioni in termini di maggior o minor sicurezza del sistema.

Altrettanto importante è aumentare il novero degli strumenti da rendere disponibili agli operatori di rete per fronteggiare i periodi di criticità, nonché prevedere per tali periodi una gestione più allineata alle logiche di mercato e rafforzare le regole di valorizzazione degli sbilanciamenti. Un vero e proprio "cantier" di nuova strumentazione regolatoria che diventa quantomai necessario per ristrutturare il mercato e tenerlo al passo con quelli limitrofi.

Proprio quest'anno il nostro ordinamento è evoluto affermando per il nuovo gruppo Snam il modello di separazione proprietaria coerente con il disegno di *unbundling* dell'ultima Direttiva europea; coerenza con i criteri europei, più volte indicata da questo Collegio.

La separazione proprietaria di Snam ci consegna un gestore di sistema (trasporto, stoccaggi e rigassificatori) al quale è possibile, essendone garantita la terzietà, affidare un ruolo ancor più attivo nella definizione dei meccanismi funzionali alla gestione del sistema sulla base di logiche di mercato. Ci auguriamo che il nuovo gestore, grazie anche alla regolazione innovativa che introdurremo, sia focalizzato sugli investimenti infrastrutturali e asseconi la nuova strategia espansiva in Europa e nelle altre aree di interesse prioritario per l'Italia.

Un altro tema, non certo secondario, che ci pone la modifica strutturale del

mercato del gas, è quello di una più completa ed efficiente riforma dell'attuale meccanismo di determinazione e aggiornamento del valore della materia prima, la cosiddetta QE, per il segmento di mercato in tutela, ovvero la parte principale del prezzo del gas per le famiglie e le piccole e medie imprese. Riforma già avviata a stralcio con il decreto-legge n. 1/12 e, per il prossimo ottobre, con un nostro recentissimo provvedimento. Probabilmente il processo di riforma della QE dovrà prevederne una radicale trasformazione, anche a fronte dello sviluppo dei citati strumenti di copertura, già a partire dal 2013. La riforma sarà anche decisa in esito ad un'indagine specifica che l'Autorità intende avviare sulle condizioni di approvvigionamento delle società di vendita, con l'obiettivo di superare le criticità di una regolazione che, stabilita nel 2010, oggi è sempre meno adeguata. L'esigenza di coniugare l'obiettivo di trasferire ai clienti i benefici derivanti dai corsi favorevoli del mercato *spot* con quello di tutelarli dalle eventuali conseguenze sfavorevoli, oggi richiede di determinare la QE ponderando opportunamente i prezzi del mercato a pronti con i costi che caratterizzano i contratti di importazione di lungo periodo. Ciò non deve, tuttavia, tradursi in ingiustificati extra profitti per le società di vendita al dettaglio. Extra profitti che si realizzerebbero, in particolare, nei limiti in cui queste ultime potessero acquistare il gas nel mercato *spot* a prezzi sensibilmente inferiori ai costi dei contratti di importazione di lungo periodo, senza peraltro contribuire a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti a prezzi ragionevoli, sostenendo i rischi legati a tali contratti.

I mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas hanno sempre più una dimensione europea; gli sviluppi dei disegni di mercato, le strategie e le scelte di infrastrutturazione, gli strumenti per garantire la sicurezza e per promuovere la concorrenza devono essere almeno coerenti, se non conformi, alle decisioni assunte a livello europeo, pena il cattivo funzionamento anche a livello nazionale. Infatti, solo una visione europea è in grado di garantire efficienza ed efficacia alle scelte nazionali. Ed allora, ancor più di prima, occorre all'interno del nostro Paese una forte *governance* dell'energia, con respiro allargato, che definisca con adeguata visione le linee strategiche, in modo che l'Italia possa contribuire efficacemente a definire una politica

energetica europea, che tenga conto delle proprie esigenze e che consenta di valorizzare le proprie realtà. Tutto ciò è possibile con il contributo e l'impegno dei molteplici attori, siano essi istituzioni o operatori.

L'azione dell'Autorità in ambito internazionale, dal 2011, si è ancor più orientata ad un approccio maggiormente tecnico-regolatorio. Con una partecipazione sempre più attiva ed informata, multilivello (sia a livello politico di vertice sia di gruppi di lavoro), l'Autorità è impegnata nell'individuazione delle problematiche e nella definizione delle possibili soluzioni. E il nostro impegno non si è rivolto solo all'Europa, ma anche ad altre aree di particolare interesse per il Paese, quali il Mediterraneo ed i Balcani.

Affinché il processo in corso di cambiamento dei mercati all'ingrosso possa condurre effettivamente ad un nuovo paradigma di funzionamento dei settori energetici, è necessario che esso sia accompagnato da una coerente evoluzione dei mercati della vendita al dettaglio, là dove va ritrovato un consumatore sempre più consapevole ed attivo: una delle chiavi di volta per il passaggio al nuovo assetto.

I piccoli consumatori, incluse le famiglie, sono stati liberi di scegliere il proprio fornitore per più di 5 anni nel settore elettrico e più di 9 nel gas. Tuttavia, questo segmento di mercato non sembra aver raggiunto ancora il grado di maturità atteso: anche se negli ultimi anni si è registrata una maggiore dinamicità, a fine 2011 solo il 13% delle famiglie – inclusi i condomini – era fornita di gas naturale a condizioni di mercato diverse da quelle di tutela. Nel settore elettrico il 18%.

Gli snodi da affrontare riguardano non solo ciò che già nella Relazione annuale 2011 abbiamo chiamato la "capacitazione" del consumatore, ma anche la definizione di un quadro di regole promotrici di una concorrenza sana. Mi riferisco qui, per esempio, alla necessità di evitare che fenomeni patologici nel mercato, tipo quello dei contratti non richiesti, possano minare alla radice la fiducia nel funzionamento del medesimo. Su questo tema, nel corso del 2011, si è svolta un'ampia consultazione tra le parti e si è pervenuti dal 1° giugno ad una regolazione che persegue un ragionevole equilibrio tra il

rafforzamento della protezione, la costruzione di una tutela "satisfattiva" che si affianca a quella sanzionatoria, e la salvaguardia della fiducia nel mercato. Una regolazione vorrei dire "chirurgica" che ha iniziato a debellare quella parte residua della patologia che la sola autoregolazione dei venditori non ha eliminato. L'Autorità, infatti, ha sviluppato alcuni nuovi interventi: uno, preventivo, in cui la strumentazione messa in campo pone sul venditore l'onere della verifica della effettiva volontà del consumatore a concludere il contratto nel mercato libero; uno, correttivo, che mira a ripristinare la *conditio qua ante* nei – speriamo pochi – casi in cui si accerti ancora l'esistenza di un contratto non voluto dal cliente finale, ma anche a prevedere che le sanzioni potranno essere aggravate, poiché, oltre a ledere l'interesse dei consumatori finali, ciò mina pure la fiducia nel mercato, alterandone il fisiologico funzionamento. Inoltre, si punta molto ad incidere sulla reputazione del venditore in termini di contratti non richiesti al medesimo ascrivibili e sul rendere conoscibile tale reputazione ai potenziali clienti (*black list* dei venditori). Si incoraggiano, infine, azioni degli stessi venditori attraverso protocolli di autoregolazione. In altre parole: autoregolazione, regolazioni preventive e correttive, liste di venditori affidabili ed *enforcement* anche sanzionatorio. Confidiamo, a questo punto, che la patologia venga estirpata.

Il ruolo del Regolatore, nell'attività che potremmo chiamare di "manutenzione straordinaria" delle regole e dei meccanismi a supporto della concorrenza, è stato e continuerà ad essere particolarmente importante nel mercato *retail*. L'avvio della concorrenza in un mercato di massa presenta, infatti, particolari elementi di criticità, legati intrinsecamente al passaggio da un sistema regolato ad uno di mercato. Basti pensare, ad esempio, alla gestione delle informazioni e dei dati necessari per il funzionamento del mercato *retail*, incluse le misure dei prelievi. Essa ha rappresentato, non solo in Italia, un fattore problematico sin dall'avvio della liberalizzazione. Tutto ciò ha prodotto criticità con ripercussioni trasversali su tutte le fasi della filiera: nel mercato al dettaglio, rendendo problematica la corretta fatturazione periodica al cliente finale, in particolare nel caso di *switching*; nel mercato all'ingrosso, relativamente alla corretta e tempestiva allocazione delle partite economiche di bilanciamento

tra i diversi operatori.

Quelle sopra descritte sono condizioni abilitanti, minime e necessarie affinché possano svilupparsi dinamiche concorrenziali adeguate. Tuttavia, la loro efficacia dipende in maniera imprescindibile dall'attitudine dei consumatori a confrontarsi con il mercato stesso. Un consumatore informato non è necessariamente un consumatore "capacitato".

A tale proposito, dai risultati preliminari dell'attività di monitoraggio *retail*, avviata nel 2011, emergono elementi di preoccupazione, sui quali l'Autorità ritiene necessario effettuare approfondimenti, anche in relazione all'importanza di far crescere il mercato libero dell'energia. Mi riferisco al confronto tra le condizioni economiche per la fornitura di energia elettrica applicate ai clienti domestici forniti nel mercato libero e quelle applicate alle famiglie fornite nel regime di tutela. Da tale confronto, ancora preliminare, sembra risultare che i prezzi unitari applicati dai venditori al mercato libero siano, in diversi casi, più alti di quelli del mercato tutelato e, quindi, dei livelli che si avrebbero trasferendo sul cliente il prezzo di un paniere ragionevole acquistato nel mercato all'ingrosso. Questo non può essere ascritto alle modalità di calcolo del paniere di tutela, in quanto questo si forma all'ingrosso in funzione delle condizioni di mercato, laddove l'Autorità si limita ogni trimestre ad effettuare un mero ribaltamento dei costi associati al paniere. Dalle prime rilevazioni, la maggiorazione di prezzo sul mercato libero per la componente a copertura dei costi di approvvigionamento, sembra raggiungere livelli anche sensibilmente superiori a quelli del servizio di maggior tutela.

Nell'analisi delle offerte per il mercato libero è difficile tenere correttamente conto di alcuni fattori, quali il valore attribuito dal cliente finale alle componenti *non-di-prezzo* che caratterizzano l'offerta scelta (tra cui, ad esempio, eventuali punti premio o servizi aggiuntivi riconosciuti al cliente o maggiori livelli di qualità commerciale garantiti). Tuttavia, dal confronto, sembrano emergere margini per offerte più convenienti in termini di prezzo, nell'interesse stesso di uno sviluppo più dinamico del mercato libero. D'altro canto, le ulteriori analisi condotte dall'Autorità per individuare le esigenze dei clienti confermano ancora scarsa consapevolezza nell'effettuare le scelte ed

una costante richiesta di maggior trasparenza e semplicità, anche in relazione all'effettiva capacità da parte dei medesimi clienti di condurre una corretta valutazione della convenienza oggettiva delle diverse offerte nel mercato libero dell'energia.

Il consumatore, sia esso una famiglia o una piccola impresa, si sente spesso ancora inadeguato ad operare all'interno di un mercato che percepisce come troppo complesso.

Il Regolatore inglese (Ofgem), avendo riscontrato bassi livelli di consapevolezza del consumatore e ritenendo che l'elevata differenziazione e complessità delle offerte di vendita in termini di struttura dei corrispettivi riduca sensibilmente la capacità del consumatore di valutare correttamente la convenienza relativa delle offerte stesse, ha recentemente proposto di intervenire, imponendo che nel settore elettrico le offerte di vendita rivolte ai clienti di minori dimensioni debbano avere tutte la medesima struttura di corrispettivi, differenziandosi tra loro con riferimento al valore del corrispettivo applicato alle quantità consumate.

Intervento, quello del regolatore inglese – con il quale siamo in costante contatto nell'ambito del *Council of European Energy Regulators* (CEER) – che tende a vincolare il mercato, più che a puntare sulla capacitazione, ma che viene giustificato sulla base di valutazioni circa il comportamento dei consumatori, quali la difficoltà ad orientarsi a fronte di tante informazioni e la preferenza per lo *status quo*.

Sebbene interventi simili a quello proposto da Ofgem non siano al momento allo studio, l'Autorità ritiene doveroso aprire un'indagine conoscitiva per approfondire le ragioni sottostanti i citati differenziali di prezzo nel mercato *retail* italiano, estendendo tale indagine anche al settore gas. Di più, l'indagine sarà rivolta a comprendere meglio le barriere che oggi rallentano la maturazione del mercato *retail*. In particolare, si dovrà riflettere per individuare gli elementi sui quali potrà operare la concorrenza nel mercato *retail*. Ad oggi i venditori non paiono, infatti, voler privilegiare il confronto di prezzo. Si tratta di riflessioni che, anche in ambito internazionale, non hanno ancora prodotto evidenze conclusive.

Accanto alla richiesta di semplicità e trasparenza cresce, pertanto, l'esigenza dei consumatori e degli operatori di tutte le attività della filiera di procedure efficienti e rapide. E proprio all'efficacia deve orientarsi la regolazione, adottando una sorta di "review regolatoria", orientata da principi di selettività, volta alla semplificazione ed alla razionalizzazione delle procedure, limitando i vincoli a quanto strettamente necessario al buon funzionamento dei processi.

L'enforcement: una assicurazione per una miglior regolazione

All'indomani dell'insediamento di questo Collegio annunciammo che la regolazione *ex ante*, per funzionare efficacemente, doveva essere affiancata da una fase *ex post*, nella quale monitorare e garantire il rispetto delle regole con opportune azioni di *enforcement*. Questa la barra che avevamo individuato per la nostra azione. E che ha orientato la stessa nuova articolazione organizzativa della nostra Autorità.

Con l'obiettivo di promuovere il mercato, le linee direttrici verso cui si è esplicitato l'*enforcement* sono state due: una a tutela dei consumatori e una nei confronti degli operatori.

La prima, che affianca esigenze di semplicità e trasparenza, si concretizza in procedure efficienti e rapide per risolvere i problemi nel rapporto tra cliente ed esercenti. La disponibilità di un ampio ventaglio di strumenti celeri e non onerosi, per risolvere le problematiche che si sviluppano nel mercato energetico, incrementa la fiducia del cliente finale nel suo funzionamento e, al contempo, rappresenta uno strumento di promozione della concorrenza. In tale ambito si inseriscono una riflessione da avviare in merito alla leggibilità delle bollette, nonché l'attività dello Sportello per il consumatore che, con oltre 1.300 chiamate al giorno, rappresenta uno strumento utile per la promozione del mercato libero.

Mentre si conferma l'orientamento volto ad una più efficiente gestione dei reclami, l'azione dell'Autorità è indirizzata a porre le basi per rendere facilmente accessibili ai consumatori procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie. Dopo numerose iniziative tese proprio alla promozione di procedure di conciliazione, basate sul cosiddetto modello paritetico, adottato

nei Protocolli di intesa volontari tra imprese e Associazioni dei consumatori – esperienza da valutare positivamente e da sostenere, sebbene ancora in fase di sviluppo – l'Autorità ha definito anche una Disciplina per l'attuazione del Servizio conciliazione clienti energia che sarà a breve operativo, dando così concreta attuazione non solo al decreto legislativo n. 93/11 di recepimento del terzo pacchetto di Direttive europee, ma anche a quanto previsto dalla legge istitutiva della stessa Autorità.

Tuttavia, i rimedi e le soluzioni delle controversie dei consumatori relative ai servizi energetici non devono limitarsi a questi unici strumenti: i Protocolli su base paritetica ed il Servizio di conciliazione. L'Autorità, con riferimento al quadro normativo comunitario e nazionale, intende quindi implementare, per quanto possibile, un più ampio ventaglio di procedure alternative di risoluzione delle controversie. Tra queste, ad esempio, la procedura per la trattazione dei reclami presentati dagli operatori nei confronti dei gestori delle infrastrutture, nel rispetto degli indirizzi europei di accessibilità, imparzialità, efficacia, economicità ed indipendenza.

La stessa gestione ordinaria e quotidiana dei reclami deve sempre più essere orientata a cogliere tempestivamente le esigenze e le problematiche che si manifestano dal lato della domanda. Un nuovo approccio, orientato da una *review* regolatoria – cui accennavo in precedenza – ossia alla semplificazione selettiva degli stessi obblighi, in particolare quelli di dubbia utilità per i clienti finali, caratterizzanti i diversi processi, dovrà portare anche ad una riduzione delle cause che determinano i reclami. In tal senso regolazione *ex ante* ed *ex post* si coniugano nel comune obiettivo di tutela del cliente finale, consentendo al mercato di esprimere le potenzialità derivanti dall'affermazione della concorrenza.

La seconda linea direttrice verso cui si è orientato l'*enforcement* dell'Autorità è relativa alle disposizioni sanzionatorie e prescrittive nei confronti degli operatori. Il principio ispiratore che ha guidato la stesura del Regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni, recentemente approvato, coniuga la tipica funzione afflittiva dello strumento con una generale funzione di garanzia del

rispetto delle regole e una funzione di controllo dell'effettività dell'azione regolatoria.

Il Regolamento disciplina una delle principali attività di *enforcement*, rappresentata dall'istituto degli impegni, che consentiranno all'Autorità di tutelare – in alcuni casi forse ancora meglio dell'irrogazione della sanzione – gli interessi lesi, garantendo, inoltre, una più ampia realizzazione delle finalità perseguite dalla regolazione.

In tale ambito rilevanti novità sono pervenute dal decreto-legge n. 5/12 che, oltre a prevedere l'introduzione di una procedura semplificata per l'irrogazione delle sanzioni amministrative pecuniarie, attribuisce all'Autorità il potere di adottare d'ufficio e con atto motivato, nei casi di particolare urgenza, misure cautelari anche prima dell'avvio del procedimento.

Come annunciato un anno fa, ha preso avvio anche quell'attività di *enforcement* voluta da questo Collegio – l'*enforcement* costruttivo – che, attraverso l'approfondimento e la verifica dell'esperienza applicativa della regolazione, pone le basi per il continuo miglioramento delle regole, in termini di completamento, di semplificazione e di efficacia. E proprio a tale attività è riconducibile la recente istruttoria conoscitiva sui servizi ausiliari di generazione, con l'obiettivo di valutare un aggiornamento della loro definizione.

In questo ambito si inseriscono anche le attività di monitoraggio e di vigilanza, recentemente introdotte, sugli effetti determinati dalle misure regolatorie.

I SERVIZI IDRICI

Ho lasciato per ultime alcune considerazioni sul settore idrico, non perché le ritenga meno importanti ma perché vorremmo dedicare in autunno una apposita sessione, vale a dire gli "Stati Generali della regolazione idrica".

Il compito affidato all'Autorità dalla recente legislazione – non ci sfugge – è di estrema rilevanza e responsabilità.

Il settore idrico, infatti, presenta oggi, a quasi vent'anni dall'avvio della riforma promossa dalla legge Galli, rilevanti criticità, non solo con riferimento alla

qualità assicurata ai clienti finali, ma anche in termini di tutela dell'ambiente e del territorio in generale.

La decisione del legislatore di innervare le funzioni di regolazione e controllo (decreto-legge n. 70/11), trasferite all'Autorità con i poteri che ci derivano dalla nostra legge istitutiva (legge n. 481/95), ci rende fiduciosi nell'affrontare positivamente questa sfida, potendoci avvalere appieno dell'intero strumentario regolatorio già utilizzato con successo nei settori dell'energia.

La nostra azione sarà improntata, innanzitutto, a dare stabilità al quadro regolatorio, condizione essenziale per promuovere gli ingenti programmi di investimento, senza i quali non sarà possibile tutelare adeguatamente il nostro ambiente, garantire il buono stato ecologico della risorsa acqua e la sicurezza dell'approvvigionamento. In particolare, saremo soddisfatti se il nostro contributo istituzionale potrà essere annoverato tra quelli concreti, ossia tra quelli che promuovono l'attuazione degli investimenti, nel rispetto delle decisioni referendarie. Diversamente non si riuscirà ad affrontare e sciogliere i nodi che stringono il settore. La dimensione degli investimenti richiesti nel settore ci porta a segnalare, in questa sede, l'opportunità di introdurre anche in Italia, sulla scia di quanto fatto in altre realtà europee, meccanismi anche legislativi preposti alla raccolta centralizzata di fondi per il settore idrico. Ciò consentirebbe di dedicare linee di finanziamento agevolate per la realizzazione degli investimenti, con un conseguente contenimento dei corrispettivi richiesti ai clienti finali.

Da parte nostra, l'azione sarà incentrata sulla tutela del consumatore, con una regolazione che incentivi l'efficienza e la qualità del servizio, che promuova sì gli investimenti, ma che ne riconosca i costi solo dopo che le opere siano effettivamente entrate in servizio e che tenga conto della loro efficacia ed efficienza. Una regolazione che, soprattutto, non potrà non tenere conto dell'elevato contenuto sociale che connota questo servizio, essenziale per eccellenza, e che richiede di prevedere articolazioni tariffarie e specifiche forme di agevolazione a tutela delle famiglie e delle fasce sociali più bisognose.

L'ORGANIZZAZIONE

Come preannunciato nella scorsa Relazione e rispettando le tempistiche previste, dal 1° gennaio 2012 è operativa la nuova articolazione organizzativa dell'Autorità. Il completamento dell'assetto organizzativo anche per le attività relative all'energia è avvenuto nel segno della specializzazione e della selettività delle funzioni mediante l'individuazione di aree specifiche di coordinamento strategico (della regolazione e dell'*enforcement*), all'interno delle quali muovono le Direzioni.

Lo scorso anno, in questa sede, annunciavamo inoltre la nostra disponibilità, in una logica di leale collaborazione istituzionale, a cooperare con l'istituenda Agenzia per l'acqua. Come detto, il legislatore ha ritenuto, poi, di affidare direttamente alla nostra Autorità le funzioni regolatorie e di controllo in materia di servizi idrici. Completatosi l'*iter* legislativo agli inizi del corrente anno, l'Autorità ha da subito posto in essere le primissime azioni per assicurare un immediato presidio alle nuove funzioni, individuando, in coerenza con i generali criteri organizzativi nell'energia – cui ho fatto cenno in precedenza – un'area di coordinamento strategico per il settore idrico, con strutture dedicate.

Sul piano gestionale, sempre secondo procedure improntate a criteri di merito e specializzazione, si è dato corso al completamento di specifici bandi per l'assunzione di personale a tempo determinato e al processo di valutazione delle *performance* e dei comportamenti organizzativi di tutto il personale dell'Autorità. A ciò si aggiunga che, in una logica di efficientamento interno e di sviluppo delle risorse umane, si è proceduto ad accompagnare la nuova organizzazione con una rilevante operazione di mobilità interna, svolta con una procedura innovativa e con l'obiettivo di realizzare periodicamente un flusso virtuoso ed un interscambio di esperienze e competenze professionali tra le diverse Aree strategiche dell'Autorità.

Sono proseguite nel periodo di riferimento le rigorose politiche di contenimento della spesa – che hanno riguardato anche l'applicazione di tetti stipendiali agli emolumenti – ed è in corso un'altrettanto rigorosa azione di monitoraggio e di analisi finalizzata a perseguire ulteriori margini di miglioramento, sia per quanto concerne i risultati della gestione (*spending review* gestionale),

sia più ambiziosamente per quanto concerne modalità ed esiti delle attività regolatorie nei confronti degli operatori del settore e, più in generale, del "sistema Paese" (review regolatoria). Su dette impegnative sfide si sono raccolti l'interesse e la disponibilità delle Organizzazioni Sindacali, con le quali, pur nel rispetto dei differenti ruoli, prosegue un positivo stile di relazioni improntate al confronto e al dialogo aperto e trasparente; così come prosegue il processo di informazione quotidiana a tutto il personale, anche grazie all'intervenuto miglioramento degli strumenti di comunicazione interna.



Autorità tutte, Signore e Signori,
l'appuntamento odierno è anche l'occasione per esprimere il mio personale ringraziamento, al quale si unisce quello dei miei Colleghi, al TAR Lombardia, al Consiglio di Stato, all'Avvocatura dello Stato, al CNEL, al Consiglio Nazionale Consumatori ed Utenti, all'ENEA ed alla Cassa congruaggio per il settore elettrico, alla Guardia di Finanza che da tempo collabora proficuamente con noi, al nostro Collegio dei Revisori, nonché a tutte le altre istituzioni cui l'Autorità è da sempre legata da leale e fattiva collaborazione.

Un grazie particolare da parte del Collegio va a tutte le donne e gli uomini che lavorano in Autorità e per l'Autorità giorno dopo giorno e con impegno costante, sia a Milano che ospita la nostra sede sia a Roma, dove opera un numero ristretto di nostre risorse.

In conclusione, ritengo opportuno dedicare una breve menzione ad un investimento importante che stiamo facendo su noi stessi. È un investimento immateriale che potenzierà la credibilità tecnica e l'*accountability* sulle decisioni del Regolatore: intendiamo rinforzare i procedimenti di *notice & comment*, vale a dire di consultazione e di partecipazione alle scelte regolatorie. Oggi, nonostante siano già molto evoluti, i nostri documenti sono principalmente diretti agli addetti ai lavori dei settori regolati, agli operatori ed alle associazioni. Vorremmo incidere sul nostro *notice & comment* almeno su due direttrici, senza necessariamente arrivare a produrre più pagine. In primo luogo, devono emergere estesi segmenti di clienti finali, prevalentemente

consumatori domestici e piccole e medie imprese, che oggi – per problemi non solo loro – non hanno accesso al *notice & comment*; piuttosto sono costretti al *no comment*, ossia non partecipano a quelle decisioni regolatorie che li riguardano da vicino. La già citata capacitazione del consumatore all'utilizzo delle regole passa anche da una sua partecipazione più attiva, in forma individuale e associativa, alla definizione delle regole per l'indomani.

In secondo luogo, un *notice & comment* innovativo, contenente maggiore analisi di impatto regolatorio, consentirà di illustrare le problematiche, discuterne le possibili soluzioni, valutare luci ed ombre di ciascuna di esse. Insomma di "motivare" appieno, rispetto ai tanti soggetti coinvolti, l'*iter* concettuale e fattuale seguito dal Regolatore, come sta a dirci la massima in epigrafe a questa Presentazione. Esso consentirà, inoltre, di elevare la credibilità e l'*accountability* dell'Autorità che, agli occhi del consumatore, sono sinonimi di affidabilità dell'Istituzione, nonché la praticabilità della sua azione. Auspichiamo si possa dire – pur nel limitato mondo della regolazione energetica ed idrica – che le soluzioni regolatorie adottate sono frutto di un processo più partecipato e maggiormente consapevole, sempre meno configurate come "atti del principe". Auspichiamo si possa dire – con autentico spirito socratico – che l'azione regolatoria dell'Autorità mira più a "con-vincere" con la forza delle proprie argomentazioni, piuttosto che a "vincere" imponendo le proprie determinazioni. Crediamo che ciò sia parte fondante della nostra missione che, in questo momento, è quella di regolare i cambiamenti, con particolare attenzione agli effetti sociali.

Grazie per la cortese attenzione rivolta, anche a nome dei miei colleghi Alberto Biancardi, Luigi Carbone, Rocco Colicchio e Valeria Termini, e dell'intera struttura dell'Autorità di regolazione dell'energia e dell'acqua.

PAGINA BIANCA

Stato dei Servizi

Capitolo 1

Contesto internazionale e nazionale

Quadro economico ed energetico

- Mercato internazionale del petrolio
- Mercato internazionale del gas naturale
- Mercato internazionale del carbone
- Domanda e offerta di energia in Italia

Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea

- Prezzi dell'energia elettrica
- Prezzi del gas naturale

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Capitolo 2

Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2011

Mercato e concorrenza

- Struttura dell'offerta di energia elettrica
- Infrastrutture elettriche
- Mercato all'ingrosso
- Mercati per l'ambiente
- Mercato finale della vendita

Prezzi e tariffe

- Tariffe per l'uso delle infrastrutture
- Prezzi del mercato al dettaglio

Qualità del servizio

- Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica
- Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica
- Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Capitolo 3

Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale nel 2011

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta del gas
Infrastrutture del gas
Mercato all'ingrosso
Mercato finale al dettaglio
Fornitura del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture
Prezzi del mercato al dettaglio
Condizioni economiche di riferimento

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas
Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas
Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas
Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Indice delle tavole

Tav. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale
Tav. 1.2	Fabbisogno mondiale di petrolio dal 2006 al 2011 e previsioni per il 2012
Tav. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2006 al 2011 e previsioni per il 2012
Tav. 1.4	Produzione di greggio OPEC e capacità di riserva
Tav. 1.5	Consumo mondiale di gas naturale nelle principali aree del mondo dal 2006 al 2011
Tav. 1.6	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE dal 2006 al 2011
Tav. 1.7	Bilancio della generazione elettrica nell'area OCSE dal 2006 al 2011
Tav. 1.8	Consumi stagionali di gas naturale nell'area OCSE dal 2010 al 2011
Tav. 1.9	Consumi di gas naturale nell'EU25 dal 2007 al 2011
Tav. 1.10	Commercio internazionale di gas naturale dal 2009 al 2011
Tav. 1.11	Commercio di gas naturale negli hub dal 2009 al 2011
Tav. 1.12	Produzione e consumo mondiale di carbone dal 2006 al 2011
Tav. 1.13	Commercio internazionale di carbone termico dal 2006 al 2011
Tav. 1.14	Principali flussi internazionali di carbone termico nel 2011
Tav. 1.15	Bilancio energetico nazionale nel 2010 e 2011
Tav. 1.16	Andamento dei principali indicatori energetici nazionali dal 2005 al 2011
Tav. 1.17	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici
Tav. 1.18	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali
Tav. 1.19	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici
Tav. 1.20	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali
Tav. 1.21	Emissioni effettive e assegnazioni per gli anni 2010-2011 in Italia
Tav. 2.1	Bilancio dell'energia elettrica nel 2010-2011
Tav. 2.2	Produzione lorda per fonte nel periodo 2004-2011
Tav. 2.3	Potenza lorda e netta in Italia dal 1975 a oggi
Tav. 2.4	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2011
Tav. 2.5	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2011
Tav. 2.6	Presenza territoriale degli operatori nel 2011
Tav. 2.7	Risultati del Primo, Secondo, Terzo e Quarto Conto energia
Tav. 2.8	Tariffe incentivanti per gli impianti solari termodinamici (DM 11/04/2008)
Tav. 2.9	Tariffa fissa onnicomprensiva per tipo di fonte rinnovabile
Tav. 2.10	Energia ritirata dal GSE nel periodo 2006-2011 (energia CIP6 ed energia di cui alla delibera n. 108/97)
Tav. 2.11	Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti assimilate nel periodo 2006-2011
Tav. 2.12	Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti rinnovabili nel periodo 2006-2011
Tav. 2.13	Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2011
Tav. 2.14	Asset della RTN
Tav. 2.15	Composizione societaria dei distributori nel 2011
Tav. 2.16	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2011
Tav. 2.17	Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2011
Tav. 2.18	Attività dei distributori nel 2011
Tav. 2.19	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2011 per classe di potenza e di consumo
Tav. 2.20	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2011 per livello di tensione e di potenza

Tav. 2.21	Numero di connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2011
Tav. 2.22	Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2011
Tav. 2.23	Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2011
Tav. 2.24	Esiti della contrattazione nel mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2011
Tav. 2.25	Mercato finale della vendita per mercato e tipologia di cliente nel 2011
Tav. 2.26	Vendite al mercato finale per gruppo societario e per tipologia di cliente nel 2011
Tav. 2.27	Tassi di switching dei clienti finali nel 2011
Tav. 2.28	Servizio di maggior tutela nel 2011 per tipologia di cliente
Tav. 2.29	Servizio di maggior tutela: vendite ai clienti domestici per tipologia di cliente e per classe di consumo nel 2011
Tav. 2.30	Servizio di maggior tutela: vendite a clienti non domestici (altri usi) per classe di consumo e di potenza nel 2011
Tav. 2.31	Principali esercenti il servizio di maggior tutela nel 2011
Tav. 2.32	Attività dei venditori nel periodo 2000-2011 per classe di vendita
Tav. 2.33	Mercato libero nel 2011 per tipologia di cliente
Tav. 2.34	Mercato libero domestico nel 2011 per classe di consumo
Tav. 2.35	Mercato libero non domestico nel 2011 per classe di consumo
Tav. 2.36	Principali esercenti sul mercato libero nel 2011
Tav. 2.37	Livelli di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero
Tav. 2.38	Servizio di salvaguardia nel 2011 per tipologia di cliente
Tav. 2.39	Servizio di salvaguardia nel 2011 per regione
Tav. 2.40	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura
Tav. 2.41	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente
Tav. 2.42	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente
Tav. 2.43	Prezzi medi finali (componente approvvigionamento) nel 2011
Tav. 2.44	Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2011
Tav. 2.45	Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2011
Tav. 2.46	Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2011
Tav. 2.47	Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2011
Tav. 2.48	Quantità assegnate ai contratti Virtual Power Plant nel 2012
Tav. 2.49	Quantità assegnate ad altri contratti differenziali nel 2012
Tav. 2.50	Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali nel 2012
Tav. 2.51	Quantità assegnate ai contratti di importazione nel 2012
Tav. 2.52	Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2012
Tav. 2.53	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica
Tav. 2.54	Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2011
Tav. 2.55	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti
Tav. 2.56	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti

Tav. 2.57	Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN
Tav. 2.58	Durata media annuale delle interruzioni e numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione
Tav. 2.59	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione per interruzioni dovute a furti
Tav. 2.60	Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione
Tav. 2.61	Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati
Tav. 2.62	Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati
Tav. 2.63	Standard in vigore sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e media tensione
Tav. 2.64	Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni
Tav. 2.65	Valore medio delle interruzioni transitorie per clienti in media tensione, per regioni e per ambito di concentrazione per gli anni 2008-2011
Tav. 2.66	Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2011
Tav. 2.67	Indicatori relativi ai buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione
Tav. 2.68	Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2011
Tav. 2.69	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione (domestici e non domestici) negli anni 2010 e 2011
Tav. 2.70	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori negli anni 2010 e 2011
Tav. 2.71	Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico
Tav. 2.72	Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico: analisi per macroregioni
Tav. 2.73	Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico: analisi regionale
Tav. 2.74	Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio elettrico in Italia
Tav. 3.1	Bilancio del gas naturale 2011
Tav. 3.2	Produzione di gas naturale in Italia nel 2011
Tav. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2011
Tav. 3.4	Nuovi gasdotti in progetto
Tav. 3.5	Reti delle società di trasporto nel 2011
Tav. 3.6	Attività di trasporto per regione nel 2011
Tav. 3.7	Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2010-2011
Tav. 3.8	Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2012-2013 al 2017-2018
Tav. 3.9	Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2011-2012
Tav. 3.10	Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2012
Tav. 3.11	Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al marzo 2012
Tav. 3.12	Attività dei distributori nel periodo 2006-2011
Tav. 3.13	Attività di distribuzione per regione nel 2011
Tav. 3.14	Livelli di concentrazione nella distribuzione

Tav. 3.15	Composizione societaria dei distributori nel 2011
Tav. 3.16	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2011
Tav. 3.17	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2011
Tav. 3.18	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo
Tav. 3.19	Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2011
Tav. 3.20	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2011
Tav. 3.21	Dimensione delle imprese che distribuiscono gas naturale per classi di addetti nel 2011
Tav. 3.22	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2011
Tav. 3.23	Connessioni alle reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2011
Tav. 3.24	Connessioni alle reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2011
Tav. 3.25	Numero di operatori e vendite nel 2011
Tav. 3.26	Mercato all'ingrosso nel periodo 2009-2011
Tav. 3.27	Approvvigionamento dei grossisti nel 2011
Tav. 3.28	Impieghi di gas dei grossisti nel 2011
Tav. 3.29	Vendite dei principali grossisti nel 2011
Tav. 3.30	Attività dei venditori nel periodo 2009-2011
Tav. 3.31	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2011
Tav. 3.32	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2011
Tav. 3.33	Mercato finale per settore di consumo nel 2011
Tav. 3.34	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2011
Tav. 3.35	Tassi di switching dei clienti finali nel 2011
Tav. 3.36	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2011
Tav. 3.37	Tassi di switching per regione e tipologia di clienti nel 2011
Tav. 3.38	Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale
Tav. 3.39	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale
Tav. 3.40	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale
Tav. 3.41	Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2011
Tav. 3.42	Dimensione delle imprese che distribuiscono gas diversi dal gas naturale per classi di addetti
Tav. 3.43	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2010 e nel 2011
Tav. 3.44	Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2012
Tav. 3.45	Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali di Panigaglia e Rovigo per l'anno termico 2011-2012
Tav. 3.46	Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2012
Tav. 3.47	Articolazione della quota fissa τ_1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2012
Tav. 3.48	Articolazione della quota variabile τ_3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2011
Tav. 3.49	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale
Tav. 3.50	Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2011
Tav. 3.51	Numeri indice e variazioni del prezzo del gas di città e gas naturale
Tav. 3.52	Imposte sul gas
Tav. 3.53	Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate
Tav. 3.54	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi
Tav. 3.55	Pronto intervento delle grandi imprese distributrici nel 2011

Tav. 3.56	Rete ispezionata dalle grandi imprese distributrici nel 2011
Tav. 3.57	Individuazione di dispersioni nelle reti delle grandi imprese distributrici nel 2011
Tav. 3.58	Protezione catodica delle reti delle grandi imprese distributrici nel 2011
Tav. 3.59	Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale
Tav. 3.60	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6
Tav. 3.61	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori
Tav. 3.62	Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori
Tav. 3.63	Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori di gas in funzione della dimensione del distributore
Tav. 3.64	Soddisfazione complessiva per il servizio gas
Tav. 3.65	Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio gas

Indice delle figure

Fig. 1.1	Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai
Fig. 1.2	Numero di mesi per livello di prezzo del petrolio
Fig. 1.3	Correlazione tra cambio \$/€ e prezzo del Brent dal 2002 al 2011
Fig. 1.4	Differenziale di prezzo tra i greggi WTI e Brent
Fig. 1.5	Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione
Fig. 1.6	Margine di raffinazione complessiva rispetto al marker di area
Fig. 1.7	Margine di raffinazione Golfo USA rispetto al greggio WTI
Fig. 1.8	Margine di raffinazione Rotterdam rispetto al greggio Brent
Fig. 1.9	Margine di raffinazione Singapore rispetto al greggio Dubai
Fig. 1.10	Composizione della generazione elettrica negli Stati Uniti
Fig. 1.11	Prezzi internazionali del gas naturale a confronto con il prezzo del Brent
Fig. 1.12	Prezzi del gas naturale nell'area asiatica
Fig. 1.13	Prezzo del gas naturale alle frontiere europee per paese importatore
Fig. 1.14	Prezzo del gas naturale alle frontiere europee per paese esportatore
Fig. 1.15	Prezzi spot del gas naturale negli hub europei dal 2010 al 2012
Fig. 1.16	Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere dal 2009 al 2012
Fig. 1.17	Tasso di crescita del consumo mondiale di fonti fossili tra il 1990 e il 2011: media mobile decennale
Fig. 1.18	Prezzo CIF del carbone importato in Nord Europa e Asia e prezzo del Brent
Fig. 1.19	Prezzo comparato delle fonti fossili in Europa, Giappone e Stati Uniti
Fig. 1.20	Intensità energetica del PIL dal 1980 al 2011
Fig. 1.21	Intensità energetica del PIL dell'Unione europea e dell'Italia dal 2000 al 2010
Fig. 1.22	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Fig. 1.23	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali paesi europei
Fig. 1.24	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali
Fig. 1.25	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali paesi europei
Fig. 1.26	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici
Fig. 1.27	Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali paesi europei
Fig. 1.28	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali
Fig. 1.29	Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali paesi europei
Fig. 1.30	Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2011
Fig. 1.31	Andamento dei prezzi spot della CO ₂ nella borsa Bluenext nel 2010-2011
Fig. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda
Fig. 2.2	Disponibilità di capacità lorda dei maggiori gruppi nel 2011
Fig. 2.3	Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) dei maggiori gruppi nel 2011
Fig. 2.4	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione di energia elettrica destinata al consumo nel 2011
Fig. 2.5	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti assimilate nel 2011
Fig. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili nel 2011
Fig. 2.7	Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2010 e nel 2011
Fig. 2.8	Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2010 e nel 2011
Fig. 2.9	Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2011
Fig. 2.10	Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2011
Fig. 2.11	Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2010 e nel 2011
Fig. 2.12	Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2011
Fig. 2.13	Valori dell'indice HHI nel 2011
Fig. 2.14	Valori dell'indice di operatore marginale: quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo il primo operatore a livello zonale
Fig. 2.15	Andamento dei prezzi e delle quantità sul Mercato infragiornaliero nel 2011
Fig. 2.16	Quantità sul Mercato del servizio di dispacciamento ex ante nel 2011
Fig. 2.17	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2011
Fig. 2.18	Vendite al mercato finale nel 2011 per regione e per tipologia di mercato
Fig. 2.19	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi quattro anni
Fig. 2.20	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei
Fig. 2.21	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
Fig. 2.22	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
Fig. 2.23	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione
Fig. 2.24	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici
Fig. 2.25	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione
Fig. 2.26	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione
Fig. 2.27	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Fig. 2.28	Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione
Fig. 2.29	Dichiarazioni di adeguatezza degli impianti elettrici presentate dagli utenti in media tensione
Fig. 2.30	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale, anno 2011, utenti in bassa tensione domestici e non domestici
Fig. 2.31	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in bassa tensione domestici e non domestici nel 2011
Fig. 3.1	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980
Fig. 3.2	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2011
Fig. 3.3	Immissioni in rete nel 2010 e nel 2011
Fig. 3.4	Importazioni lorde di gas nel 2011 secondo la provenienza
Fig. 3.5	Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2011, secondo la durata intera
Fig. 3.6	Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2011, secondo la durata residua
Fig. 3.7	Utenti del PSV dal 2008 al 2011
Fig. 3.8	Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale
Fig. 3.9	Numero di transazioni nei punti di entrata della rete nazionale
Fig. 3.10	Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV
Fig. 3.11	Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS e volumi scambiati sull'MGP-GAS nel 2011
Fig. 3.12	Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS e volumi scambiati sull'MGP-GAS. Confronto tra gennaio-aprile 2011 e gennaio-aprile 2012
Fig. 3.13	Inflazione generale e dei beni energetici a confronto dal 2008 al 2012
Fig. 3.14	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei
Fig. 3.15	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo
Fig. 3.16	Composizione percentuale all'1 aprile 2012 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo
Fig. 3.17	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo
Fig. 3.18	Composizione percentuale all'1 giugno 2012 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo
Fig. 3.19	Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2011
Fig. 3.20	Chiamate di pronto intervento su impianti di distribuzione negli anni 2001-2011
Fig. 3.21	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti
Fig. 3.22	Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti
Fig. 3.23	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi), anni 2010-2011
Fig. 3.24	Confronto tra tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino a G6

1.

Contesto internazionale e nazionale

Quadro economico ed energetico

Mercato internazionale del petrolio

Economia internazionale

Dopo un 2010 promettente per lo sviluppo dell'economia mondiale e un avvio abbastanza ottimistico nella prima metà del 2011, la ripresa ha improvvisamente perso slancio nella seconda metà dell'anno, soprattutto nell'ultimo trimestre. L'economia internazionale ha retto meglio del previsto sia ai disordini accaduti in alcuni paesi produttori di petrolio, sia alle ripercussioni del devastante terremoto/tsunami giapponese, che hanno segnato i primi mesi dell'anno, ma la crescita ha infine ceduto davanti alla persistenza di prezzi elevati e in aumento delle materie prime, all'alto deficit di bilancio di molti paesi avanzati e, per ultimo, alle turbolenze finanziarie dell'area euro, che rappresenta pur sempre il 15% del PIL mondiale.

Per la seconda volta in meno di sei mesi il Fondo monetario internazionale (FMI) ha rivisto al ribasso le sue previsioni per il 2012 (Tav. 1.1), rimanendo pur sempre ottimista nei confronti della possibilità di una ripresa più sostenuta almeno nel 2013. L'ultimo rapporto di fine gennaio 2012 sottolinea la precarietà della ripresa

dell'economia mondiale in un anno pieno di incognite a causa di molte variabili chiave per lo sviluppo, includendo tra esse le problematiche economiche e finanziarie dell'area euro. La recessione nei paesi dell'euro e per riflesso nel resto dell'Unione europea, l'unica per la quale l'FMI prevede una crescita del PIL negativa, si trasmette attraverso i canali commerciali e finanziari in modo più o meno marcato in tutte le grandi aree mondiali, a eccezione degli Stati Uniti dove viene compensata da fondamentali nettamente superiori di quelli europei, tra cui un previsto rialzo dei consumi interni.

Prezzo del greggio

Un effetto non secondario sull'andamento negativo dell'economia mondiale l'ha senz'altro causato l'elevato prezzo del petrolio, illustrato con i tre principali marker mondiali nella figura 1.1. Il prezzo di 111 \$/barile verificatosi per il greggio Brent nel corso del 2011, calcolato come media annua dei prezzi giornalieri, è in termini reali il più alto in assoluto della storia, superando sia il valore registrato nel 1980-1981 (93 \$/barile inflazionato ai prezzi attuali),

TAV. 1.1

Tassi di crescita dell'economia mondiale

Valori percentuali

AGGREGATO MONDIALE	2007	2008	2009	2010	2011	PREVISIONE 2012		
						APR. 2011	SET. 2011	GEN. 2012
Mondo	5,4	2,8	-0,7	5,1	3,8	4,5	4,0	3,3
Economie avanzate	2,8	0,1	-3,7	3,1	1,6	2,6	1,9	1,2
Stati Uniti	1,9	-0,3	-3,5	3,0	1,8	2,9	1,1	1,8
Unione europea	3,3	0,5	-4,2	1,8	1,6	2,1	1,4	-0,1
Comunità Stati indipendenti	8,9	5,3	-6,4	4,6	4,5	4,7	4,4	3,7
Paesi asiatici in via di sviluppo	11,5	7,7	7,2	9,5	7,9	8,4	8,0	7,3
Cina	14,2	9,6	9,2	10,3	9,2	9,5	9,0	8,2
India	10,0	6,2	6,8	10,1	7,4	7,8	7,5	7,0
Asean-5	6,3	4,8	1,7	6,9	4,8	5,7	5,6	5,2
America Latina e Caraibi	5,8	4,3	-1,7	6,1	4,6	4,2	4,0	3,6
Medio Oriente e Nord Africa	6,7	4,6	2,6	4,4	3,1	4,2	3,6	3,2
Africa sub sahariana	7,1	5,6	2,8	5,4	4,9	5,9	5,8	5,5

Fonte: FMI, *World Economic Outlook Database*, aprile 2011 e settembre 2011; *WEO Update*, gennaio 2012.

sia quello registrato nel 2008 (98 \$/barile). Seppure il valore molto più alto di 133 \$/barile, raggiunto all'apice del luglio 2008, abbia avuto effetti momentaneamente più sconvolgenti sugli equilibri economici e finanziari internazionali, è innegabile che il prezzo del Brent costantemente superiore a 100 \$/barile per almeno quindici mesi (contro appena sei mesi nel 2008) sia risultato alla lunga logorante per lo sviluppo dell'economia.

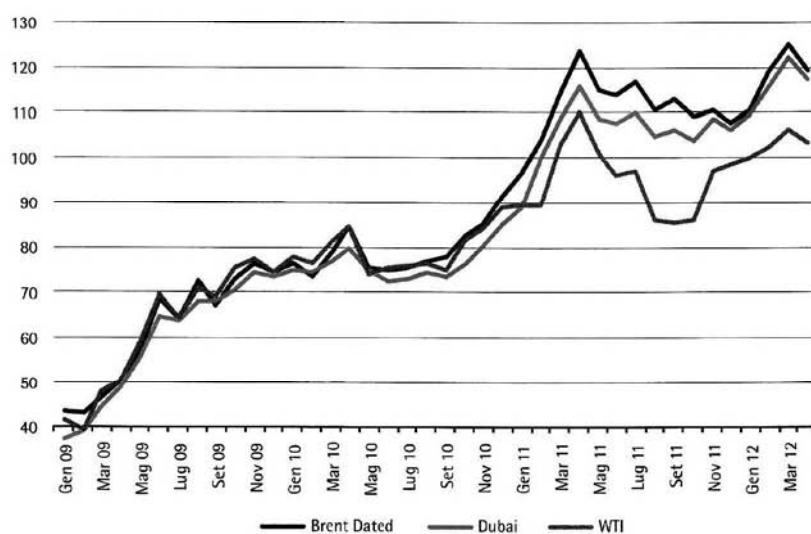
Per trovare una situazione analoga è necessario tornare indietro al picco di prezzo del 1979-1980, verificatosi in corrispondenza della crisi iraniana, come illustra la figura 1.2 che riporta il numero di mesi di ogni anno, a partire dal 1975, con prezzo medio del barile internazionale maggiore di tre livelli di prezzo del barile. Il contesto assai mutato nel corso dei tre decenni trascorsi, tuttavia, non permette un confronto significativo né delle cause né delle prospettive. Dalla figura, in ogni caso, si desume con evidenza una più lenta ascesa del prezzo e un allungamento della durata della seconda "fiammata".

Più in generale, può apparire sorprendente che, in un prolungato periodo di bassa crescita economica e (come si vedrà di seguito)

di eccedenza del potenziale di offerta del petrolio, il prezzo dello stesso sia rimasto a valori così elevati. Meno importante nel sostenere il prezzo del petrolio, seppure non assente, è stata la speculazione, fattore che ha invece giocato un ruolo preminente nel determinare l'escalation del prezzo negli anni precedenti. Analogamente, il leggero apprezzamento del dollaro sul mercato dei cambi ha avuto un effetto trascurabile o nullo. Si ricorda come il forte deprezzamento del dollaro nel 2007 e nella prima metà del 2008 abbia avuto un ruolo importante nell'aumento del prezzo in quanto, provocando la caduta del potere d'acquisto in euro dei paesi esportatori dell'area mediorientale¹, ha spinto gli stessi a restringere il più possibile l'offerta di greggio per sostenerne il prezzo. La potenza con cui tale fattore ha provocato l'aumento del prezzo viene illustrata nella figura 1.3, che mette in relazione le due variabili. Anche se sono presenti altri fattori, questi sembrano esprimersi prevalentemente come rumore di fondo, mentre i valori del cambio attorno alla parità o meno appaiono ininfluenti.

Tra le principali cause dell'elevato prezzo del petrolio durante il corso del 2011, si possono invece elencare: gli effetti della "primavera

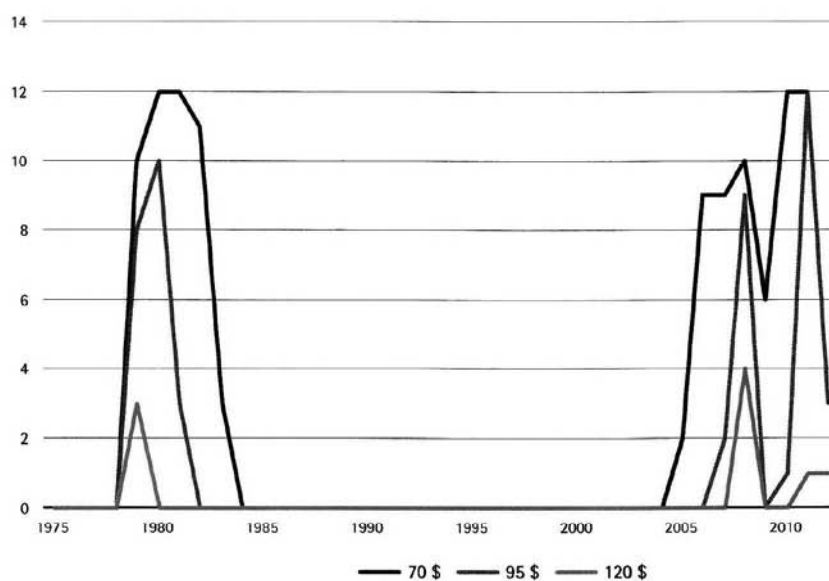
¹ Questi paesi ricevono dollari per le esportazioni di greggio, ma pagano in euro le loro importazioni in prevalenza dall'area euro.



Fonte: Bloomberg e ICIS LOR.

FIG. 1.1

Prezzo dei greggi Brent,
WTI e Dubai
\$/barile



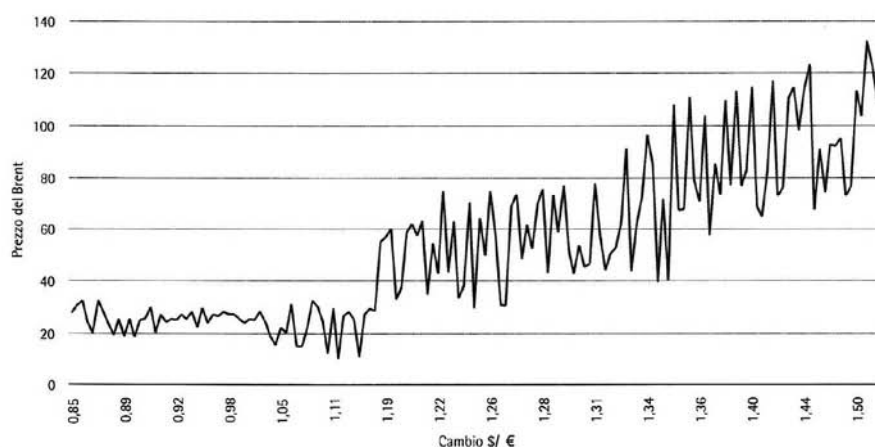
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bloomberg e ICIS LOR.

FIG. 1.2

Numero di mesi per livello
di prezzo del petrolio

FIG. 1.3

Correlazione tra cambio \$/€
e prezzo del Brent dal 2002
al 2011



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bloomberg e ICIS LOR.

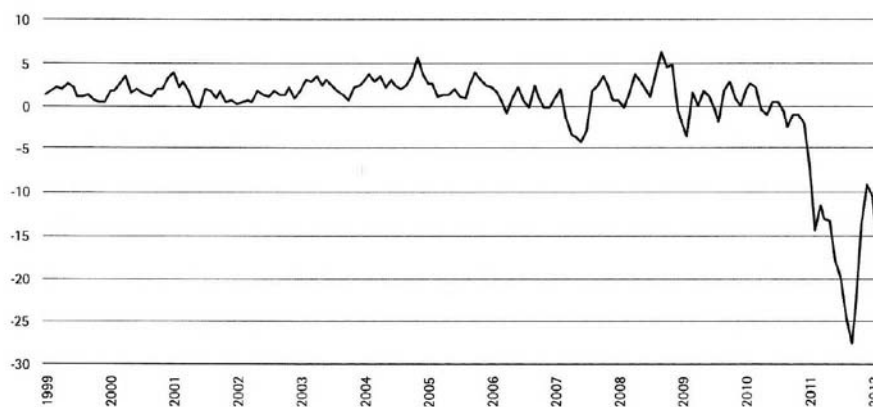
araba", che ha tolto dal mercato oltre 1,5 milioni di barili/giorno per molti mesi; il calo delle scorte di petrolio greggio in Europa e in Asia nella seconda metà del 2011; le incertezze sulle conseguenze delle sanzioni imposte all'Iran dagli Stati Uniti e dall'Unione europea e, più in generale, la situazione di tensione con questo paese, aggravatasi nel corso dell'anno.

Le rivolte arabe non solo hanno ridotto l'offerta sul mercato, ma hanno anche spinto i paesi OPEC ad aumentare enormemente la spesa sociale con il fine di arginare la diffusione del dissenso,

obiettivo che per la maggior parte di questi paesi è possibile raggiungere in tempi brevi solo attraverso il mantenimento di un prezzo del petrolio elevato. Nel suo rapporto di settembre 2011 l'FMI aveva stimato che per ottenere tale fine alla maggior parte dei produttori del Medio Oriente e del Nord Africa necessita di un prezzo del greggio superiore a 80 \$/barile. Nell'edizione di dicembre del *World Oil Outlook* l'OPEC ammette apertamente, per la prima volta, di avere bisogno di un prezzo del greggio di 85-95 \$/barile per far quadrare i bilanci statali dei paesi membri, valore che utilizza

FIG. 1.4

Differenziale di prezzo tra i
greggi WTI e Brent
\$/barile



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bloomberg e ICIS LOR.

per i propri scenari di riferimento e che nelle precedenti edizioni attestava sui 75-85 \$/barile. Recentemente l'OPEC ha dichiarato diverse volte che un prezzo più ragionevole sarebbe attorno ai 100 \$/barile.

Il calo delle scorte in Europa, seppure un fenomeno tipicamente congiunturale, ha avuto l'effetto di mantenere alta la tensione nella seconda metà dell'anno, quando stava oramai cominciando a tornare sul mercato buona parte della produzione libica (a circa il 60% della sua produzione anteguerra di 1,6 milioni di barili/giorno). Le cause principali del calo delle scorte in Europa sono da ricondurre alle interruzioni prolungate della produzione in alcuni giacimenti del Mare del Nord, ai ripetuti sabotaggi degli oleodotti nigeriani e alla deviazione di flussi crescenti del petrolio russo verso Oriente per contrastare, in quei paesi, la riduzione delle scorte dovuta alla vivace dinamica della domanda.

L'Iran è il terzo esportatore di greggio, dopo l'Arabia Saudita e la Russia. Le sue esportazioni, dirette in prevalenza verso i paesi asiatici (Cina, India e Giappone), ammontano a circa 2,6 milioni di barili/giorno. A partire dalla seconda metà del 2012, le esportazioni di petrolio iraniano potrebbero ridursi di 0,7-0,9 milioni di barili/giorno, a causa dell'embargo dell'Unione europea, della Turchia e di altri paesi, diretto a evitare le sanzioni americane. L'Iran conta di sostituire gli acquirenti europei con acquirenti asiatici, ma le sanzioni hanno già indotto molte banche a non concedere fidejussioni in euro e in dollari agli importatori, e parte delle compagnie assicurative ad annunciare la sospensione della copertura per le petroliere che passano dai porti iraniani. In ogni caso, se l'embargo avesse successo, occorrerebbe trovare nuove fonti di importazione per i paesi europei. La maggior parte degli analisti ritiene che nell'incertezza la situazione iraniana ha l'effetto di mantenere sotto tensione il prezzo del greggio, che potrebbe tuttavia salire in modo impetuoso con l'intensificazione del confronto, oppure a causa di atti bellici o della chiusura dello stretto di Hormuz, dove attualmente passa il petrolio proveniente dall'Arabia Saudita, dagli Emirati Arabi e dal Kuwait, gli unici paesi che dispongono di un surplus.

Differenziale tra Brent, WTI e Dubai

Merita un cenno l'andamento del differenziale di prezzo tra i greggi Brent e West Texas Intermediate, soprattutto per rimarcare il ruolo che possono giocare le infrastrutture e la regolazione sugli equilibri di prezzo, anche per il petrolio, la fonte fossile più flessibile sotto il profilo del trasporto. Già da diversi anni è in atto un calo del differenziale di prezzo che, a eccezione di alcuni mesi, si era mantenuto mediamente attorno a 1,8 \$/barile a favore del WTI per tutto il decennio 1999-2009. Le prime evidenze di una riduzione del differenziale si sono manifestate nel 2007 con l'arrivo sul mercato americano di nuovi e imponenti flussi di greggio dal Canada e dallo stato del North Dakota al centro di smistamento di Cushing, le cui capacità di sbocco verso le raffinerie e i porti sul Golfo del Messico sono attualmente limitate. Il differenziale è tornato positivo nel 2008 (+2,6 \$/barile) in coincidenza con la crisi finanziaria, ma ha poi ripreso a scendere in territorio negativo ed è letteralmente collassato nel 2011 a un valore medio sull'anno di -16,3 \$/barile, con un minimo mensile di -27,6 \$/barile nel mese di settembre, anche inferiore a -30 \$/barile in alcuni giorni (Fig. 1.4).

Il potenziamento degli oleodotti di sbocco dal centro di Cushing è in atto con la costruzione degli oleodotti Bakken Marketlink, Cushing Marketlink e di altri, ma richiederà ancora diversi anni per risolvere l'eccesso di afflusso. Nel frattempo è in corso l'inversione dei flussi di greggio del vecchio oleodotto Seaway (originariamente progettato per il trasporto di greggio nell'entroterra dal porto texano di Freeport), che dovrebbe permettere il trasporto di 0,4 milioni di barili/giorno da Cushing a partire dal 2013. I proprietari dell'oleodotto (Enbridge ed Enterprise) reclamano una tariffa di mercato, mentre i potenziali utenti, rappresentati dalla *Independent Petroleum Association of America*, sostengono che in assenza di concorrenza è necessaria una tariffa regolata dalla *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC).

La questione non è di poco conto, dato che nel corso del 2010-2011 il prezzo dei derivati petroliferi ha teso a seguire il prezzo del Brent e si è pertanto aperto un forte divario tra il prezzo di acquisto di greggio e quello di vendita di derivati, soprattutto di benzina, che

TAV. 1.2

Fabbisogno mondiale di
petrolio dal 2006 al 2011 e
previsioni per il 2012
Milioni di barili/giorno

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	PREVISIONI 2012
Paesi OCSE	49,5	49,2	47,6	45,6	46,2	45,6	45,3
Nord America	25,4	25,5	24,2	23,3	23,8	23,5	23,4
Europa	15,7	15,3	15,4	14,7	14,6	14,3	13,9
Pacifico	8,5	8,4	8,1	7,7	7,8	7,9	7,9
Paesi non OCSE non OPEC	35,7	37,3	38,9	39,9	42,2	43,4	44,6
Russia e altri Paesi ex URSS	4,0	4,1	4,2	4,2	4,5	4,7	4,8
Europa	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Cina	7,2	7,6	7,7	8,1	9,1	9,5	9,9
Resto Asia	9,0	9,5	9,7	10,1	10,4	10,7	10,9
America Latina	5,4	5,7	6,0	6,0	6,3	6,5	6,6
Medio Oriente	6,3	6,5	7,3	7,5	7,8	8,0	8,2
Africa	3,0	3,1	3,3	3,3	3,4	3,3	3,5
Totale mondo	85,3	86,5	86,6	85,6	88,3	89,1	89,9

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2012.

durante il 2011 ha fruttato enormi guadagni, triplicando i profitti delle compagnie petrolifere (BP, ConocoPhillips, Exxon Mobil e altri) nelle vendite negli Stati centrali e occidentali degli Stati Uniti. Il divario di prezzo si riflette direttamente sui margini di raffinazione, come verrà illustrato di seguito.

Analogamente, seppure per altri motivi, il 2011 ha portato novità anche per il differenziale di prezzo tra Brent e Dubai, il marker più usato dai mercati asiatici per il greggio mediorientale. Dopo una sua forte crescita da poco più di 2 \$/barile a fine 2010 a un massimo di oltre 7 \$/barile in marzo-aprile 2011, la vivace domanda asiatica ha spinto in alto il prezzo del Dubai, più del prezzo del Brent, complice anche la debole domanda interna europea, rimanendo tuttavia leggermente più basso di quello del Brent. Il differenziale Brent/Dubai influenza la scelta degli acquirenti asiatici tra greggi atlantici e quelli mediorientali.

Domanda e offerta di petrolio

Anche nel 2011 la crescita dell'economia mondiale, seppure ridotta

rispetto alle previsioni, si è riflessa in un percettibile incremento dei consumi di petrolio a livello mondiale, pari a 0,8 milioni di barili/giorno (Tav. 1.2). Tale crescita è il risultato di un aumento di 1,3 milioni di barili/giorno nei paesi non OCSE, rispetto a un calo di 0,5 milioni di barili/giorno nei paesi OCSE. Poco meno del 60% dell'aumento dei consumi nell'area non OCSE, è attribuibile ai paesi asiatici in via di sviluppo, il 35% alla sola Cina. La riduzione del fabbisogno nell'area OCSE è distribuita in parti quasi uguali tra Nord America e paesi Europei.

Come negli anni passati, l'incremento del fabbisogno è stato soddisfatto in prevalenza dai paesi OPEC con un contributo di 1,1 milioni di barili/giorno, rispetto a una produzione dei paesi OCSE e non OCSE rimasta essenzialmente piatta (Tav. 1.3). Va tuttavia sottolineato il notevole aumento della produzione del Nord America (+0,4 milioni di barili/giorno), soprattutto da sabbie bituminose del Canada e del North Dakota, a fronte di un calo di 0,4 milioni di barili/giorno nel resto dei paesi OCSE, in particolare in Europa. Una parte non indifferente della produzione dell'anno è contabilizzata nelle scorte di fine anno, confermando le ripetute dichiarazioni

TAV. 1.3

Produzione mondiale di
petrolio dal 2006 al 2011 e
previsioni per il 2012
Millioni di barili/giorno

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	PREVISIONI 2012
Paesi OCSE	20,1	19,9	18,8	18,8	18,9	18,9	19,4
Nord America	14,2	14,3	13,3	13,6	14,1	14,5	15,0
Europa	5,3	5,0	4,8	4,5	4,1	3,8	3,8
Pacifico	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,5	0,7
Paesi non OCSE non OPEC	28,0	28,5	28,4	29,1	29,8	29,8	30,0
Russia e altri Paesi ex URSS	12,3	12,8	12,8	13,3	13,5	13,6	13,8
Europa	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	3,7	3,7	3,8	3,9	4,1	4,1	4,2
Resto Asia	3,7	3,6	3,7	3,6	3,7	3,5	3,5
America Latina	3,9	3,9	3,7	3,9	4,1	4,2	4,4
Medio Oriente	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6
Africa	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4
Altro non OPEC	2,3	2,4	3,5	3,6	3,9	4,0	4,2
Miglioramenti di raffinazione	2,1	2,2	2,0	2,0	2,1	2,2	2,3
Biocarburanti ^(A)	0,2	0,3	1,4	1,6	1,8	1,8	1,9
Totale non OPEC	50,4	50,9	50,6	51,5	52,6	52,7	53,6
Totale OPEC^(B)	35,0	34,6	36,1	34,1	34,8	35,8	36,2
Greggio	30,7	30,3	31,6	29,1	29,5	30,0	29,9
Gas liquidi	4,3	4,3	4,5	4,9	5,3	5,8	6,3
Totale mondo	85,4	85,5	86,7	85,6	87,4	88,5	89,9
Variazione scorte ^(C)	0,2	-1,0	0,2	0,0	-0,9	-0,6	0,0

(A) Biocarburanti prodotti in paesi diversi dal Brasile e dagli Stati Uniti.

(B) Riferito ai paesi appartenenti all'OPEC all'1 gennaio 2009. Il dato del 2012 non è una previsione, ma è calcolato come differenza tra fabbisogno mondiale e produzione non OPEC nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.

(C) Calcolata come differenza tra fabbisogno e offerta, include le scorte industriali e strategiche di greggio e derivati del petrolio, petrolio in transito o stoccato sulle petroliere e differenze statistiche.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2012.

dell'OPEC in merito a una sovrabbondanza di petrolio nel primo trimestre del 2012.

L'Agenzia internazionale per l'energia (AIE) prevede per il 2012 una significativa ripresa della produzione non OPEC concentrata nel Nord America (+0,5 milioni di barili/giorno), rispetto a un incremento della domanda mondiale relativamente contenuto (+0,8 milioni di barili/giorno), in linea con l'andamento smorzato

dell'economia mondiale. Questo dovrebbe permettere una minore tensione sulla produzione OPEC, il cui contributo al fabbisogno mondiale potrebbe così aumentare di soli 0,4 milioni di barili/giorno. Il rilassamento dei fondamentali non significa necessariamente un calo della tensione sul prezzo, che appare sempre meno legato al rapporto tra domanda e offerta rispetto ad altre variabili determinanti.

TAV. 1.4

Produzione di greggio OPEC
e capacità di riserva
Milioni di barili/giorno

	2011					PREVISIONI 2012			
	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	MEDIA ANNO	PRODUZIONE SOSTENIBILE	CAPACITÀ DI RISERVA	PRODUZIONE SOSTENIBILE	VARIAZIONE CAPACITÀ DI RISERVA
Algeria	1,27	1,27	1,28	1,29	1,28	1,30	0,01	1,37	0,07
Angola	1,64	1,55	1,69	1,72	1,65	1,90	0,15	2,10	0,20
Ecuador	0,49	0,50	0,49	0,49	0,50	0,51	0,03	0,54	0,03
Iran	3,63	3,62	3,53	3,51	3,57	3,51	0,06	3,56	0,05
Kuwait	2,37	2,45	2,56	2,64	2,51	2,84	0,24	2,84	0,00
Libia	1,14	0,13	0,05	0,55	0,47	0,75	0,00	1,21	0,46
Nigeria	2,14	2,27	2,25	2,06	2,18	2,48	0,42	2,48	0,00
Qatar	0,82	0,81	0,82	0,82	0,82	0,90	0,08	0,90	0,00
Arabia Saudita	8,87	9,20	9,63	9,68	9,35	12,00	2,15	11,88	-0,12
Emirati Arabi Uniti	2,48	2,48	2,53	2,54	2,51	2,74	0,16	2,79	0,05
Venezuela	2,30	2,52	2,51	2,53	2,46	2,55	0,05	2,63	0,08
Iraq	2,65	2,67	2,68	2,69	2,67	3,21	0,52	3,13	-0,08
TOTALE OPEC	29,80	29,46	30,02	30,51	29,95	34,69	3,87	35,43	0,74

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2012.

Produzione OPEC

La produzione di gas liquidi, evidenziata nella tavola 1.3, attualmente rappresenta circa il 15% della produzione OPEC e non viene più discussa nel seguito in quanto strettamente legata alla catena del gas naturale. Anche se contribuiscono alla copertura della domanda di prodotti petroliferi, tali gas (etano, propano, butano e ulteriori prodotti alifatici) vengono estratti nella fase di purificazione del gas naturale a bocca di pozzo e commercializzati tal quale.

Nel 2011 la produzione complessiva di greggio dei paesi OPEC è oscillata tra minimi e massimi trimestrali di 29,5 e 30,5 milioni di barili/giorno (Tav. 1.4), reggendo molto bene al crollo della produzione libica e ai cali alterni della produzione nigeriana, oltre che a quelli (meno critici) di altri paesi non OPEC coinvolti nella primavera araba (Egitto, Siria e Yemen). Nel mese di marzo la produzione libica era subito calata a meno di un terzo dei

1,6 milioni di barili/giorno del mese di gennaio e continuava a dimezzarsi nei mesi successivi, fino a raggiungere praticamente lo zero nel mese di agosto. L'ammanto è stato colmato per buona parte dalla produzione saudita, con un aumento fino a 1,0 milioni di barili/giorno nei mesi di maggior deficit del periodo giugno-agosto. Con leggero ritardo sono entrate in azione, anche per sostenere il picco di domanda di fine anno, la produzione del Kuwait e quella degli Emirati Arabi Uniti. La produzione libica si riprendeva a partire da ottobre e nel mese di dicembre aveva già superato il 50% della produzione massima precedente il conflitto.

Se i paesi OPEC hanno risposto bene al deficit produttivo del 2011, non è altrettanto chiaro il supporto che potranno dare all'atteso deficit sui mercati di petrolio iraniano nel 2012. La produzione iraniana è in leggero calo: da 3,7 milioni di barili/giorno all'inizio del 2011, è scesa a meno di 3,5 milioni tra dicembre 2011 e febbraio 2012. Circa 1,1 milioni di barili/giorno sono diretti alla raffinazione per

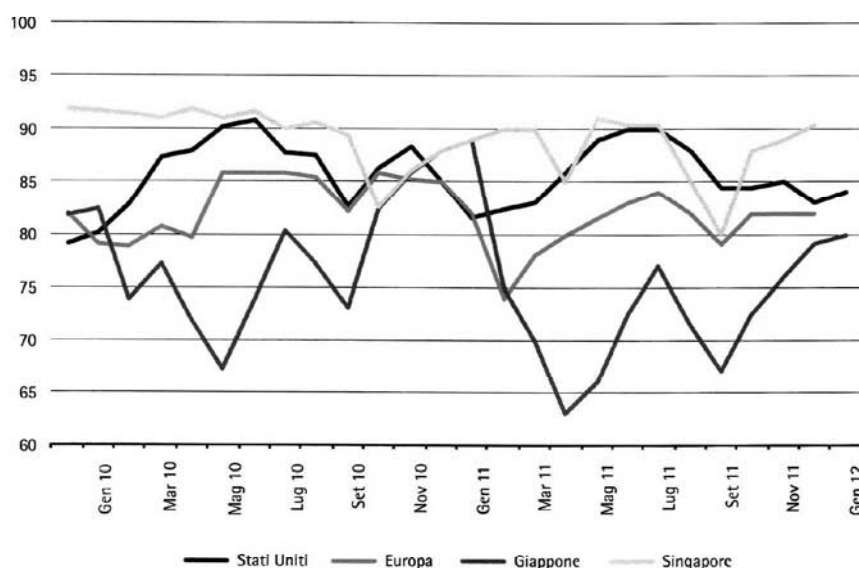


FIG. 1.5

Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione
Valori percentuali

Fonte: OPEC, *Monthly Oil Market Report*, vari numeri.

consumi interni. Le esportazioni effettive ammontavano nel 2011 a circa 2,6 milioni di barili/giorno, dei quali il 35% diretto verso Cina e Giappone, il 27% verso paesi dell'Unione europea (prevalentemente Grecia, Italia, Spagna), il 21% verso Giappone e Corea del Sud.

L'embargo si delinea in due forme diverse: da una parte, una legge firmata dal Presidente degli Stati Uniti il 31 dicembre 2011 prevede che le banche mantenenti transazioni finanziarie con l'Iran vengano escluse dai mercati finanziari americani; dall'altra, il 23 gennaio 2012 l'Unione europea ha deciso di vietare sia le importazioni di greggio iraniano sia le transazioni dei paesi membri con la Banca centrale iraniana. Anche se ci sono modi per aggirare l'embargo, per esempio tramite scambi commerciali in natura e transazioni in moneta locale², dalle pressioni esercitate dagli acquirenti sui fornitori alternativi all'Iran nei primi mesi dell'anno (anche da parte di importatori cinesi) si può desumere che l'embargo potrebbe avere un certo grado di successo.

L'aumento della produzione non OPEC, prevista dall'AIE in circa 0,9 milioni di barili/giorno nel 2012 (Tav. 1.3), dovrebbe allentare la tensione sull'offerta e sul prezzo. Tuttavia, tale aumento è appena

sufficiente a coprire l'aumento della domanda (Tav. 1.2) e, nel caso di pieno successo dell'embargo, rimane ai paesi OPEC che dispongono di surplus di offerta il compito di mettere sul mercato fino a 2,5 milioni di barili/giorno che potrebbero essere colpiti dall'embargo. Tale esito è fattibile ma non senza problemi, dato che inciderebbe notevolmente sulla capacità di riserva dei paesi OPEC, lasciando poca flessibilità per eventi imprevedibili.

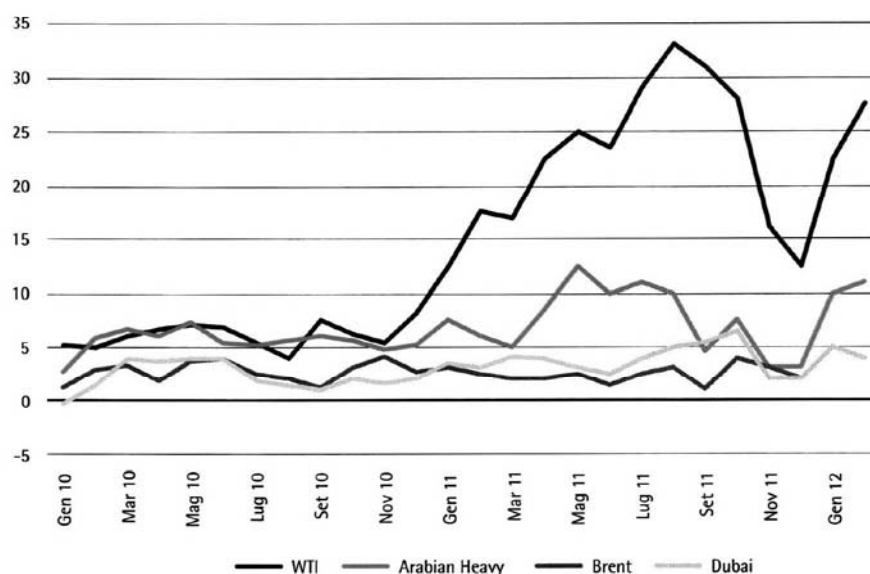
Mercato dei prodotti

L'andamento della raffinazione è stato dominato durante l'anno intero dalle sorti del differenziale di prezzo del greggio WTI con il Brent (con riflessi per il Dubai nel continente asiatico). Le raffinerie del Golfo del Messico hanno infatti beneficiato del favorevole prezzo del greggio, tenuto artificialmente basso dall'intasamento nel centro di raccolta di greggio a Cushing, rispetto ai prezzi internazionali dei prodotti, dettati in prevalenza dal Brent. Hanno inoltre influenzato i margini della raffinazione nel suo complesso tre principali fattori: i problemi della petrolchimica a livello mondiale, le difficoltà della

² Per esempio, l'India ha già raggiunto un accordo con l'Iran per pagare almeno una parte delle importazioni in rupie.

FIG. 1.6

Margine di raffinazione
complessiva rispetto al marker
di area
\$/barile



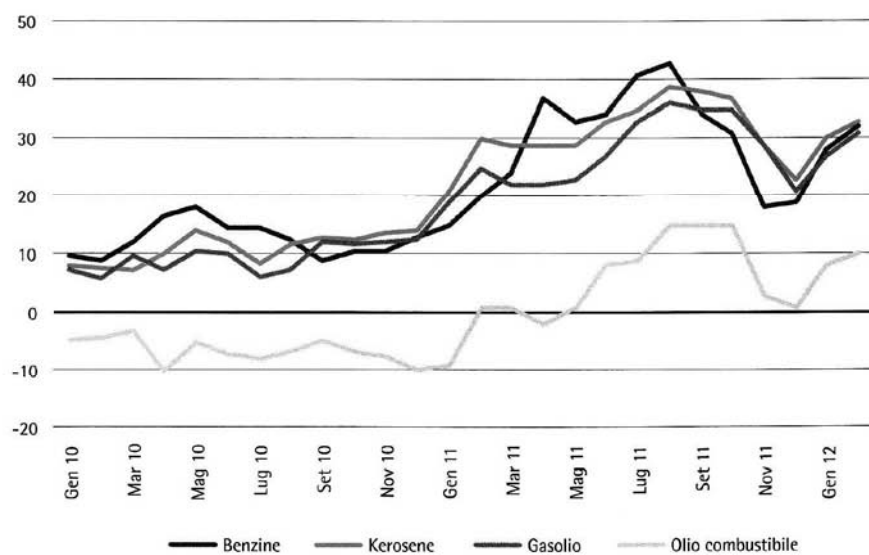
Fonte: OPEC, Monthly Oil Market Report.

raffinazione in Europa e l'insufficiente capacità nei paesi dell'America Latina, che ha spronato soprattutto la raffinazione USA. Mentre il tasso di utilizzo medio delle raffinerie è calato rispetto al 2010 sia in Europa sia in Asia (Fig. 1.5), negli USA è rimasto praticamente invariato, nonostante l'andamento sfavorevole dell'economia. L'anomalia del WTI è ben evidenziata nella figura 1.6 che riporta un margine complessivo nel 2011 mediamente nove volte maggiore del Brent – con punte anche superiori nella seconda parte dell'anno – e attorno a sei volte maggiore di quello del Dubai.

Negli USA la domanda di benzina non è aumentata come atteso e vi è stata una sorprendente crescita delle scorte nel fine settimana del *Memorial Day*, il tradizionale inizio della *driving season*. La bassa domanda di benzina è stata tuttavia bilanciata dalle esportazioni in America Latina, soprattutto in Brasile, per compensare la scarsa raccolta di canna da zucchero e per la produzione di alcool. I margini sono rimasti alti durante la maggior parte del 2011, ricevendo un sostegno dopo l'estate anche dall'uragano Irene e da problemi operativi insorti in alcune raffinerie (Fig. 1.7). Nella prima parte dell'anno la debole economia e il clima mediamente mite non hanno sollecitato più di tanto i margini dei prodotti intermedi. In

seguito, a partire da maggio, il margine è esploso, aiutato sia dalle esportazioni verso l'Europa, realizzate per compensare il calo della produzione europea, sia dalle opportunità di esportazione verso l'America Latina e il continente asiatico. Il margine è diminuito solo in dicembre in coincidenza con l'aumento del prezzo del WTI. Analogamente per l'olio combustibile, nonostante la bassa domanda interna e le basse opportunità di export verso i paesi asiatici, il margine negativo è stato proiettato in zona positiva a partire dal mese di maggio – a causa delle esportazioni verso l'Europa – con una flessione solo in dicembre.

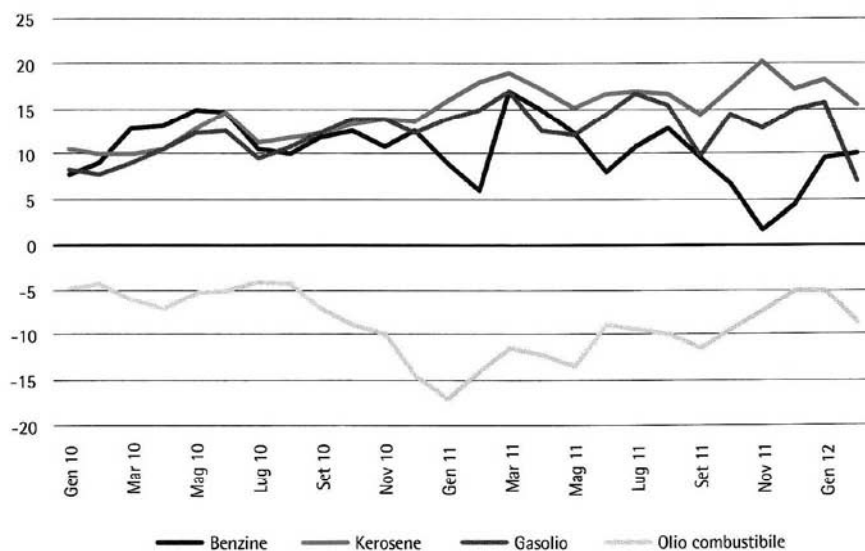
I margini eccezionali realizzati dalle raffinerie statunitensi attraverso le esportazioni si sono riversati negativamente sulla raffinazione europea, che tradizionalmente riforniva il mercato americano di benzina e gasolio. La riduzione della produzione da parte dei raffinatori europei ha avuto solo scarsi effetti sui margini (Fig. 1.8). Inoltre, le raffinerie di minore complessità hanno dovuto ridurre la lavorazione per via della mancanza di greggio leggero libico. La chiusura di alcune raffinerie ha contribuito a spingere i margini, ma senza aumentare l'utilizzo della capacità. L'aumento del prezzo del greggio nel corso dell'anno ha tenuto i margini continuamente sotto



Fonte: OPEC, Monthly Oil Market Report.

FIG. 1.7

Margine di raffinazione Golfo
USA rispetto al greggio WTI
\$/barile



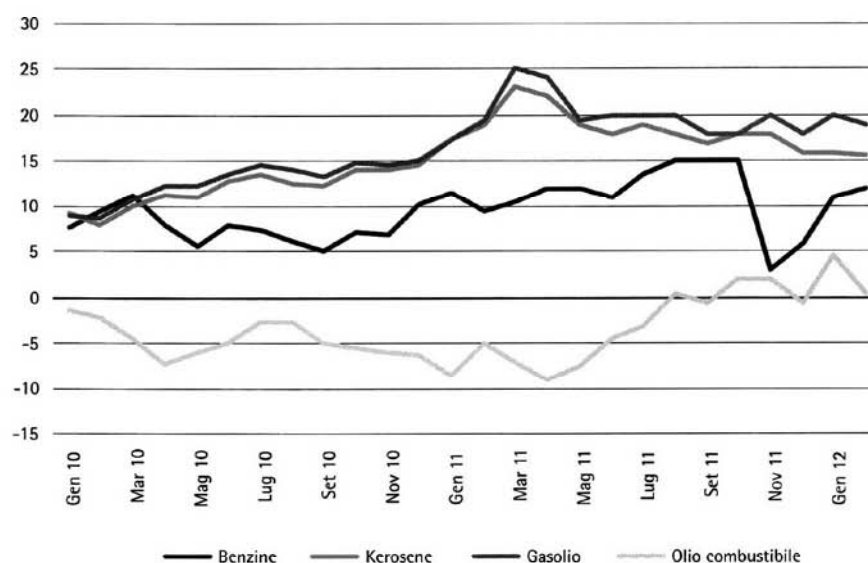
Fonte: OPEC, Monthly Oil Market Report.

FIG. 1.8

Margine di raffinazione
Rotterdam rispetto al greggio
Brent
\$/barile

FIG. 1.9

Margine di raffinazione
Singapore rispetto al greggio
Dubai
\$/barile



Fonte: OPEC, *Monthly Oil Market Report*.

pressione. All'inizio dell'anno l'effetto positivo del clima avverso sui distillati medi per riscaldamento è stato in parte compensato dalla riduzione della domanda di gasolio per trasporto a causa del maltempo, riducendo il margine rispetto al Brent. Il margine per la nafta è rimasto basso o calante durante tutto l'anno per via della riduzione della domanda interna di etilene per la petrolchimica, in crisi a livello mondiale, e per la mancanza di sbocchi sul mercato asiatico e atlantico o su quello africano. Un sostegno ai margini è venuto in primavera con l'aumento delle esportazioni di benzina e gasolio verso l'America Latina, l'Africa occidentale e il Medio Oriente, e alla fine dell'anno anche verso l'Asia. Durante l'inverno l'olio combustibile ha faticato a guadagnare terreno per via delle esportazioni di surplus dalla Russia, causate dal clima più mite del normale. A maggio il sostegno all'olio combustibile diretto al Giappone è venuto a mancare con la rimessa in funzione delle raffinerie danneggiate dal terremoto/tsunami, ma nella seconda metà dell'anno il margine rispetto al Brent ha recuperato terreno con la domanda di bunker a Singapore e in alcuni paesi del Sudest asiatico, anche se i margini non hanno mai raggiunto territorio positivo. Verso la fine dell'anno la riduzione della domanda interna

e delle opportunità di esportazione hanno portato a un tendenziale calo del margine complessivo, nonostante la buona tenuta dei distillati medi, sostenuti dalla domanda interna.

Nel continente asiatico il tasso di utilizzo delle raffinerie giapponesi si è ripreso dallo shock del terremoto/tsunami, che ha danneggiato diversi impianti, solo a partire da metà anno. I margini sono stati generalmente molto buoni, nonostante il calo della domanda della petrolchimica (Fig. 1.9). All'inizio dell'anno la manutenzione di molte raffinerie e la forte domanda hanno spinto i margini dei distillati leggeri e medi, ma allo stesso tempo hanno ridotto quelli dell'olio combustibile, prodotto congiuntamente in surplus. I distillati leggeri hanno continuato a beneficiare di una forte domanda, ma con margini in netta discesa verso la fine dell'anno. All'inizio del 2012 le attività di manutenzione hanno ridotto la disponibilità sul mercato dei distillati medi, sostenendo i margini in presenza di una buona domanda in molti paesi asiatici, soprattutto per via del clima freddo. A partire da maggio 2011 sono aumentati consistentemente i margini dell'olio combustibile per via del calo delle importazioni da USA ed Europa, che li ha lanciati in

territorio positivo a cavallo del 2012.

Ad aumentare l'incertezza sul margine nel 2012 giocano sia l'embargo sul petrolio iraniano, che verrebbe verosimilmente sostituito con oli meno leggeri (Ural e Arabian Light) ma probabilmente più cari per

effetto della scarsità, sia l'inversione dei flussi di petrolio al deposito di Cushing, i cui effetti economici, come si è visto, si ripercuotono sull'intero sistema globale per i consistenti vantaggi offerti ai raffinatori del Golfo del Messico.

Mercato internazionale del gas naturale

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Paesi OCSE	1.448	1.521	1.545	1.504	1.589	1.571
Paesi ex URSS	614	638	631	578	613	627
Altri paesi	825	879	940	971	1.054	1.155
TOTALE MONDO	2.888	3.038	3.117	3.054	3.257	3.353
di cui Unione europea	495	506	517	484	519	471

Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIE, Eurogas e altre fonti.

TAV. 1.5

Consumo mondiale di gas naturale nelle principali aree del mondo dal 2006 al 2011
G(m³)

Domanda e offerta

Il rimbalzo dei consumi di gas visto nel 2010, dopo un 2009 di calo o stasi, si è in buona parte esaurito dopo il primo trimestre del 2011, ma in modo assai differenziato nelle diverse aree del mondo. La discreta crescita a livello globale, comunque marcatamente inferiore a quella media del precedente quinquennio (1,8% contro 2,8%), risulta infatti da un calo dei consumi nell'area OCSE nel suo complesso (-1,1%) e da un aumento apprezzabile nel resto del mondo (3,6%), come si può vedere dalla tavola 1.5. L'andamento dei consumi appare fortemente differenziato anche all'interno dell'area OCSE, dove si evidenzia una crescita per le aree del Nord America e del Pacifico, più che controbilanciata da un forte calo per l'OCSE Europa, aggregato costituito in prevalenza da paesi dell'Unione europea (Tav. 1.6).

L'aumento dei consumi nel Nord America (+2,7%) è stato spinto soprattutto dall'ulteriore crollo dei prezzi, indotto dalla produzione di gas di scisti. Negli Stati Uniti il calo del prezzo negli ultimi cinque anni ha avuto l'effetto di accelerare la riduzione del ruolo del carbone nella generazione elettrica, sceso da valori stabili attorno al 50% nel decennio 1995-2005 al 42% nel 2011 (Fig. 1.10). Il fortissimo incremento dei consumi nell'area del Pacifico (+8,8%) è attribuibile essenzialmente alla chiusura di molte centrali nucleari giapponesi dopo il disastro di Fukushima, in attesa di verifiche e controlli, come si vede chiaramente nella tavola 1.7 che riporta il bilancio della generazione elettrica nei paesi OCSE. Il tracollo dei consumi in Europa è dovuto soprattutto al clima invernale particolarmente mite, dopo che l'inverno del 2010 è stato il più freddo da oltre un decennio. Il clima non ha influito più di tanto sui consumi del Nord America, mentre l'area del Pacifico ha subito un inverno alquanto

TAV. 1.6

Bilancio del gas naturale
nell'area OCSE dal 2006
al 2011
G(m³)

AREA DI PROVENIENZA	2006	2007	2008	2009	2010	2011
OCSE Nord America						
Produzione interna	761,6	786,8	809,2	809,6	824,4	868,6
Importazioni ^(A)	132,8	153,6	140,3	137,3	143,1	141,9
<i>da paesi OCSE</i>	116,3	129,4	127,9	122,2	124,7	123,5
<i>da paesi non OCSE</i>	16,5	24,3	12,3	15,1	18,5	18,4
Esportazioni	122,9	134,6	132,4	124,9	126,0	135,3
Disponibilità	771,5	805,9	817,0	822,0	841,6	875,3
Variazione scorte	11,6	-15,4	-14,0	3,4	-5,5	5,0
Consumo	759,9	821,3	831,0	818,6	847,1	870,3
OCSE Pacifico						
Produzione interna	46,2	48,4	46,5	50,9	53,9	53,0
Importazioni	122,4	131,2	139,4	129,5	147,6	164,9
<i>da paesi OCSE</i>	19,5	18,6	18,6	19,1	21,1	22,0
<i>da paesi non OCSE</i>	102,9	112,5	120,9	110,5	126,5	142,8
Esportazioni	17,9	20,6	21,1	22,3	24,7	25,5
Disponibilità	150,7	159,0	164,9	158,1	176,8	192,3
Variazione scorte	1,7	-0,7	2,3	-0,9	1,3	1,5
Consumo	149,0	159,8	162,6	159,0	175,5	190,8
OCSE Europa						
Produzione interna	307,9	293,6	306,8	289,3	293,5	271,5
Importazioni	416,1	414,9	437,9	434,7	468,2	458,6
<i>da paesi OCSE</i>	151,7	164,1	170,5	173,2	173,6	168,0
<i>da paesi non OCSE</i>	264,4	250,8	267,3	261,4	294,6	290,6
Esportazioni	175,9	175,1	188,9	192,3	204,8	210,2
Disponibilità	548,1	533,4	555,7	531,7	556,9	519,8
Variazione scorte	8,8	-6,7	4,1	5,4	-9,6	9,6
Consumo	539,3	540,1	551,7	526,4	566,5	510,2
Totale OCSE						
Produzione interna	1.115,7	1.128,8	1.162,5	1.149,8	1.171,8	1.193,1
Importazioni	671,3	699,7	717,6	701,5	758,9	765,4
<i>da paesi OCSE</i>	287,5	312,1	317,0	314,5	319,4	313,5
<i>da paesi non OCSE</i>	383,8	387,6	400,6	387,0	439,6	451,9
Esportazioni	316,7	330,3	342,4	339,5	355,5	371,0
Disponibilità	1.470,3	1.498,2	1.537,7	1.511,9	1.575,3	1.587,4
Variazione scorte	22,1	-22,9	-7,6	7,9	-13,8	16,1
Consumo	1.448,2	1.521,2	1.545,3	1.503,9	1.589,1	1.571,3

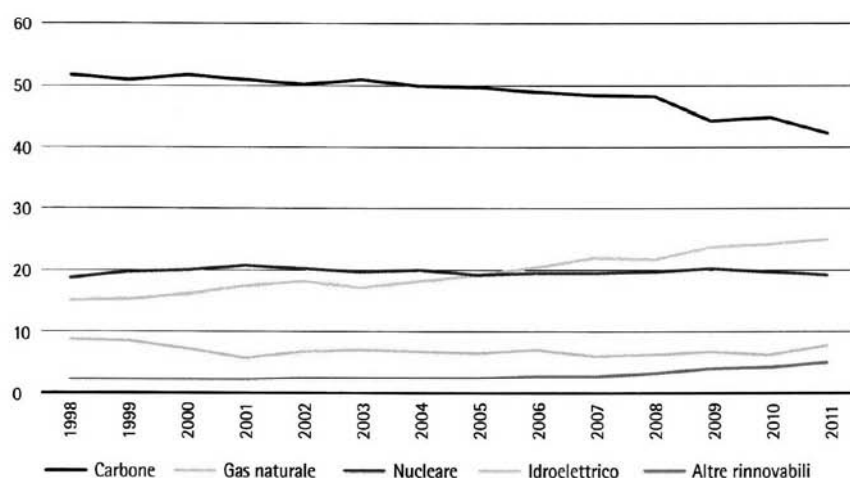
(A) Incluse le importazioni attraverso le frontiere interne delle aree OCSE.

TAV. 1.7

Bilancio della generazione
elettrica nell'area OCSE
dal 2006 al 2011
TWh

AREA DI PROVENIENZA	2006	2007	2008	2009	2010	2011
OCSE Nord America						
Combustibili fossili	3.303	3.423	3.350	3.165	3.349	3.288
Nucleare	890	905	905	895	899	888
Idroelettrico	687	665	696	685	688	804
Altre rinnovabili	50	61	83	99	126	167
Produzione lorda	4.930	5.054	5.033	4.844	5.061	5.147
Importazioni	74	71	83	71	61	70
Esportazioni	78	72	83	73	69	68
Variazione scorte	4.926	5.053	5.032	4.841	5.054	5.149
Disponibilità per il consumo	3.303	3.423	3.350	3.165	3.349	3.288
OCSE Pacifico						
Combustibili fossili	1.120	1.255	1.222	1.155	1.218	1.376
Nucleare	432	388	390	408	416	290
Idroelettrico	142	126	122	123	125	111
Altre rinnovabili	10	16	15	20	22	54
Produzione lorda	1.704	1.786	1.749	1.707	1.781	1.830
Importazioni	0	0	0	0	0	0
Esportazioni	0	0	0	0	0	0
Variazione scorte	1.704	1.786	1.749	1.707	1.781	1.830
Disponibilità per il consumo	1.120	1.255	1.222	1.155	1.218	1.376
OCSE Europa						
Combustibili fossili	1.865	1.921	1.909	1.778	1.831	1.796
Nucleare	929	877	874	830	868	866
Idroelettrico	509	523	546	528	581	558
Altre rinnovabili	93	121	139	157	182	233
Produzione lorda	3.396	3.442	3.468	3.293	3.462	3.453
Importazioni	333	337	318	302	338	383
Esportazioni	315	332	307	287	322	402
Variazione scorte	3.413	3.447	3.479	3.308	3.478	3.434
Disponibilità per il consumo	1.865	1.921	1.909	1.778	1.831	1.796

Fonte: AIE, *Monthly Electricity Statistics*.

**FIG. 1.10**

Composizione della
generazione elettrica negli
Stati Uniti
Valori percentuali

Fonte: Energy Information Administration.

freddo, cosa che ha contribuito ad aumentare i consumi (Tav. 1.8).

La tavola 1.8 evidenzia, tuttavia, un notevole calo dei consumi dell'OCSE Europa anche nei due trimestri centrali del 2011, che è da mettere in relazione in parte con la stagnazione economica ma anche con la forte crescita del contributo delle rinnovabili diverse dall'energia idroelettrica, le quali hanno sottratto l'equivalente di circa 50 TWh (attorno a 10 miliardi di m³) alla generazione elettrica da gas naturale a livello europeo (Tav. 1.7). Con riferimento alla situazione economica, dalla tavola 1.9 si rileva come solo un terzo dei paesi dell'Unione europea aveva superato i consumi del 2008, un anno caratterizzato da un inverno nella media. È stato particolarmente vistoso il crollo dei consumi nel Regno Unito che, oltre al clima mite e al peggioramento economico, riflette il calo della produzione britannica del Mare del Nord e il ritorno alla generazione da carbone, più conveniente rispetto a quella da gas importato. Nel 2011, per la prima volta le importazioni di gas naturale del Regno Unito hanno superato la produzione domestica. La tavola 1.6 evidenzia un significativo incremento della produzione dell'area OCSE nel suo complesso, ma anche il crescente ruolo delle importazioni. In realtà la produzione è aumentata solo nel Nord America, essenzialmente solo negli Stati Uniti, dato che la produzione messicana è diminuita del 7% e quella canadese è

rimasta praticamente piatta per mancanza di sbocchi sul mercato statunitense, affetto da un consistente surplus di gas. Nell'area del Pacifico il leggero calo della produzione è da attribuirsi al forte apprezzamento del dollaro australiano (+40%), che ha inibito le esportazioni di GNL dall'Australia per coprire l'impennata della domanda giapponese, a favore di paesi non OCSE, soprattutto Qatar e Nigeria. In Europa, il calo della domanda non ha risparmiato né la produzione, che è diminuita più del normale, né le importazioni. La maggiore disponibilità rispetto al fabbisogno nelle tre aree è andata a ingrossare le quantità di gas immesso negli stoccaggi: 16,1 miliardi di metri cubi nel 2011 rispetto a un prelievo di 13,8 miliardi di metri cubi nell'anno precedente, reso necessario dal forte incremento della domanda.

Commercio internazionale

Il 2011 ha visto un significativo riposizionamento degli esportatori legato soprattutto allo sviluppo del GNL. Le statistiche complete, relative alla ripartizione del commercio internazionale per mezzo di trasporto (tra tubo e nave metaniera), non sono ancora disponibili per il 2011, ma dai dati riguardanti le esportazioni da paesi che operano in prevalenza con GNL si può dedurre un forte incremento

	AUTUNNO/INVERNO ^(A)			PRIMAVERA/ESTATE ^(B)		
	2010	2011	VARIAZIONE	2010	2011	VARIAZIONE
OCSE Nord America	482	482	0,1	359	370	3,0
OCSE Pacifico	94	101	7,7	81	89	10,6
OCSE Europa	365	326	-10,8	204	186	-8,8
TOTALE OCSE	941	909	-3,4	644	645	0,2

(A) Autunno/inverno calcolato come somma dei consumi del primo e ultimo trimestre dell'anno.

(B) Primavera/estate calcolato come somma dei consumi del secondo e terzo trimestre dell'anno.

Fonte: AIE, *Natural Gas Survey*.

TAV. 1.8

Consumi stagionali di gas naturale nell'area OCSE dal 2010 al 2011

G(m³)

	2007	2008	2009	2010	2011	DIFFERENZA 2011-2008
Austria	8,1	8,6	8,4	9,4	9,3	0,7
Belgio	17,5	17,6	17,9	19,9	17,5	-0,1
Bulgaria	3,4	2,8	2,2	2,3	2,9	0,1
Danimarca	4,1	4,1	4,0	4,6	3,7	-0,4
Estonia	1,0	1,0	0,9	0,9	0,5	-0,5
Finlandia	4,4	4,6	4,1	4,5	4,0	-0,6
Francia	45,8	47,8	46,3	51,8	44,1	-3,7
Germania	86,0	84,9	80,8	84,2	77,7	-7,2
Grecia	4,0	4,2	3,5	3,8	4,7	0,5
Irlanda	5,0	5,3	5,1	5,6	4,9	-0,4
Italia	82,9	82,9	76,3	81,1	76,0	-6,9
Lettonia	1,6	1,6	1,5	1,8	1,6	0,0
Lituania	3,4	3,1	2,6	3,0	3,2	0,1
Lussemburgo	1,4	1,3	1,4	1,5	1,2	-0,1
Paesi Bassi	39,8	41,4	41,1	46,1	40,9	-0,5
Polonia	13,9	15,2	14,7	15,5	15,4	0,2
Portogallo	4,2	5,0	4,7	4,9	5,5	0,5
Regno Unito	97,6	100,6	92,7	99,4	82,9	-17,7
Repubblica Ceca	8,7	8,4	8,0	8,8	7,9	-0,5
Romania	15,5	15,0	12,8	13,4	13,9	-1,1
Slovacchia	5,5	5,5	5,0	5,4	5,3	-0,2
Slovenia	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	-0,2
Spagna	37,6	41,4	37,1	37,0	34,4	-7,0
Svezia	1,1	1,0	1,3	1,7	1,4	0,4
Ungheria	12,8	12,6	10,9	11,6	10,8	-1,8
Unione europea a 27	506,4	516,9	484,2	519,1	470,5	-46,4

Fonte: Eurogas.

TAV. 1.9

Consumi di gas naturale nell'EU25 dal 2007 al 2011

G(m³)

TAV. 1.10

Commercio internazionale di
gas naturale dal 2009 al 2011
G(m³)

PAESE ESPORTATORE	ESPORTAZIONI ^(A)			RIPARTIZIONI PER AREA DI IMPORTAZIONE NEL 2011					VIA TUBO		VIA NAVE	
	2009	2010	2011	NORD AMERICA	PACIFICO	EUROPA	TOTALE OCSE	PAESI NON OCSE	2009	2010	2009	2010
Russia e altri paesi CIS	154,1	165,5	176,5	0,0	13,7	140,9	154,6	21,9	147,5	152,1	6,6	13,4
Qatar	65,4	89,9	114,2	7,1	27,1	38,5	72,7	41,5	18,0	18,1	47,4	71,7
Norvegia	93,5	100,5	97,7	0,4	0,8	96,4	97,6	0,1	90,5	95,8	3,0	4,7
Canada	92,6	92,9	88,0	88,0	0,0	0,0	88,0	0,0	92,6	92,9	0,0	0,0
Algeria	53,7	56,1	51,2	0,0	0,1	49,2	49,2	1,9	32,4	36,7	21,3	19,4
Paesi Bassi	50,0	50,3	50,5	0,0	0,0	50,5	50,5	0,0	50,0	50,3	0,0	0,0
Indonesia	36,4	41,2	39,2	0,4	23,1	0,0	23,4	15,7	9,9	9,9	26,5	31,4
Stati Uniti	28,6	31,2	35,9	35,0	0,7	0,1	35,8	0,1	27,8	29,6	0,8	1,6
Malesia	31,5	33,0	34,3	0,0	26,2	0,0	26,2	8,1	1,2	1,5	30,3	31,5
Nigeria	13,1	21,2	27,8	2,7	4,1	15,9	22,7	5,1	0,0	0,1	13,1	21,0
Australia	24,8	26,3	26,7	0,0	20,5	0,0	20,5	6,2	0,0	0,0	24,8	26,3
Trinidad and Tobago	17,5	19,1	21,5	4,8	2,3	3,7	10,8	10,8	0,0	0,0	17,5	19,1
Oman	11,0	11,7	14,0	0,0	10,8	0,2	11,0	3,0	0,0	0,0	11,0	11,7
Regno Unito	7,8	13,3	10,7	0,0	0,0	10,7	10,7	0,0	7,8	13,3	0,0	0,0
Brunei	9,2	9,2	9,8	0,0	9,8	0,0	9,8	0,0	0,0	0,0	9,2	9,2
Emirati Arabi Uniti	7,4	8,4	9,1	0,0	7,8	0,0	7,8	1,3	0,0	0,0	7,4	8,4
Libia	9,9	10,0	2,4	0,0	0,0	2,4	2,4	0,0	9,2	9,6	0,7	0,3
Altri paesi esportatori	111,0	110,2	104,7	3,6	18,0	50,1	71,6	33,1	84,4	84,7	26,7	25,6
IMPORTAZIONI												
TOTALI	817,7	890,0	914,1	141,9	164,9	458,6	765,4	148,7	571,3	594,6	246,3	295,4

(A) I dati non includono l'import/export all'interno delle macroaree, ma comprendono le riesportazioni, per esempio attraverso la Germania ecc.

Fonte: BP, Review of World Energy.

di questa modalità di trasporto, non molto distante dal 20% visto nel 2010 (da 246 a 295 G(m³)), rispetto ad appena il 4% (da 571 a 595 G(m³)) del trasporto via tubo (Tav. 1.10).

Capofila di questo rivolgimento è il Qatar, le cui esportazioni di GNL sono aumentate di 48 G(m³) in solo due anni. Nel 2011 il Qatar ha superato la Norvegia come secondo esportatore mondiale di gas naturale, seppure rimane ancora lontano dalla Russia. Segue a distanza la Nigeria con un incremento di 15 G(m³) nel periodo

2010-2011, ma con una previsione di raddoppio nel corso di questo decennio. L'Australia realizzerà un vasto programma di esportazione di GNL che potrebbe portare a una triplicazione dagli attuali 27 G(m³), entro il 2020. In prospettiva un impulso al trasporto via mare potrebbe venire verosimilmente anche dagli Stati Uniti, i quali vantano prezzi all'*Henry Hub* che risultano competitivi in Asia e fanno concorrenza perfino alle esportazioni australiane in quest'area.

Nonostante la crescente incidenza del trasporto via GNL, il mercato

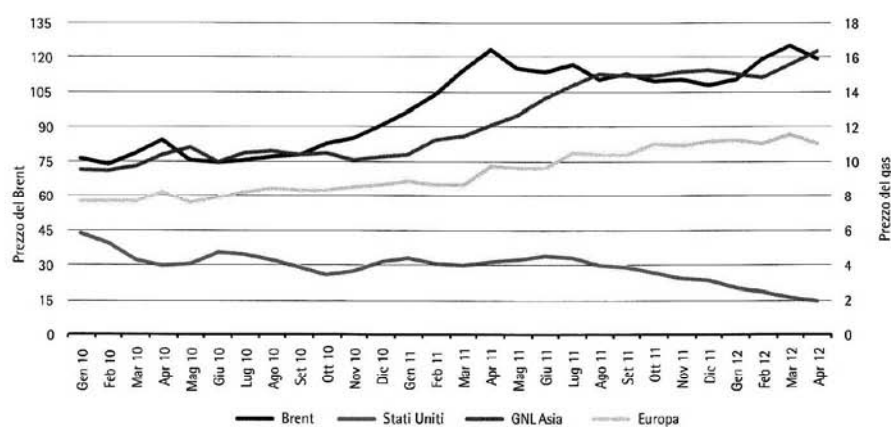


FIG. 1.11

Prezzi internazionali del gas naturale a confronto con il prezzo del Brent
\$/MBtu per i prezzi del gas; \$/barile per il prezzo del Brent

Fonte: World Gas Intelligence e Bloomberg.

del gas rimane ancora essenzialmente regionale. Dalla tavola 1.10 si può valutare che tra l'80 e il 90% dei flussi di trasporto internazionale del gas sono concentrati all'interno delle tre grandi aree mondiali. Tuttavia è verosimile che questo possa cambiare nel corso dei prossimi due decenni con lo sviluppo di nuove rotte di trasporto e il potenziamento di quelle vecchie. Per esempio, sono già nelle fasi finali di negoziazione diversi contratti per l'esportazione di gas naturale nordamericano in Asia e per l'avvio di nuovi impianti di liquefazione negli Stati Uniti. Il GNL copre oramai oltre un terzo del trasporto internazionale a livello globale, rispetto a poco più di un quarto del trasporto coperto nel 2000. Considerando la domanda e l'offerta a livello delle grandi aree mondiali e le principali rotte di trasporto, il GNL parrebbe avviato a superare il 50% del trasporto nell'orizzonte dei prossimi venti anni, favorendo la creazione di un mercato globale.

Prezzi internazionali

A sottolineare la natura regionale del mercato del gas è soprattutto l'andamento dei prezzi nel corso del 2011, assolutamente divergente nelle tre macroaree mondiali di consumo, come illustrato nella figura 1.11. Negli Stati Uniti, principale mercato del Nord America, il prezzo all'*Henry Hub* ha continuato la discesa iniziata già nel 2009, mantenendosi stabilmente al di sotto dei 5 \$/MBtu durante

tutto il 2011, valore poi dimezzato all'inizio del 2012, per precipitare perfino a prezzi inferiori a 2 \$/MBtu per alcuni giorni in aprile. Il prezzo sul mercato asiatico, composto dai prezzi medi del GNL importato in Giappone, Corea del Sud, Cina e Taiwan, ha subito una forte accelerazione, passando da circa 10 \$/MBtu in febbraio, per stabilizzarsi poi su livelli attorno a 15 \$/MBtu dalla seconda metà del 2011. Infine, il prezzo alle frontiere europee, calcolato come media pesata con i consumi degli otto principali paesi consumatori³, ha continuato a salire in modo apparentemente sganciato dal prezzo del greggio, partendo da valori prossimi a 8 \$/MBtu per arrivare a quasi 11 \$/MBtu a cavallo del 2012.

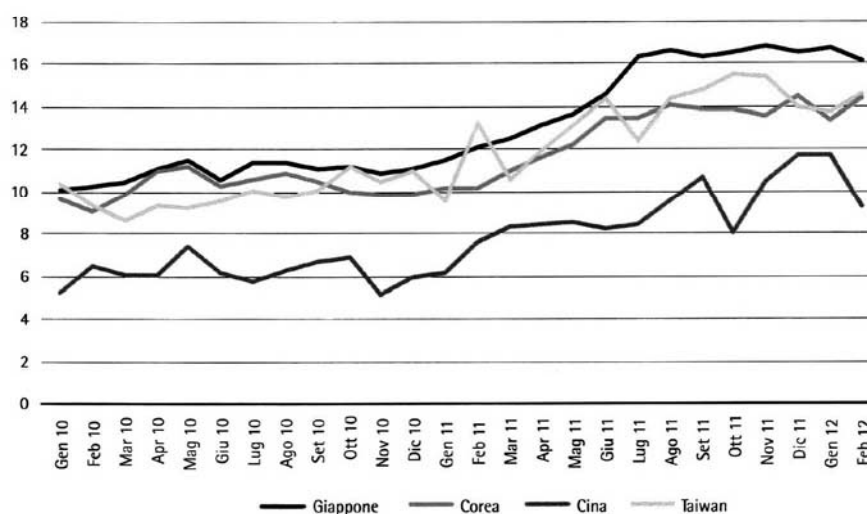
È da segnalare che lo squilibrio tra domanda e offerta e il concomitante incremento del grado di liquidità registrato fra il 2009 e il 2010, e solo parzialmente nel 2011, presso gli *hub* europei hanno provocato l'eccezionale flessione dei prezzi spot del gas. In tale contesto, i numerosi casi di rinegoziazione e arbitrati internazionali sui contratti di lungo termine del gas, attivati dai principali operatori europei, hanno in parte ridefinito le modalità del calcolo dei prezzi anche nella direzione di una parziale indicizzazione ai prezzi degli *hub*.

La produzione di gas degli Stati Uniti è vicina al 90% del consumo e il mercato è liberalizzato con molti concorrenti in tutte le fasi della filiera, per cui il prezzo è legato a quello del greggio solo come riflesso delle potenzialità di sostituzione del gas da parte dei

³ Belgio, Francia, Germania, Italia, Paesi Bassi, Spagna, Regno Unito.

FIG. 1.12

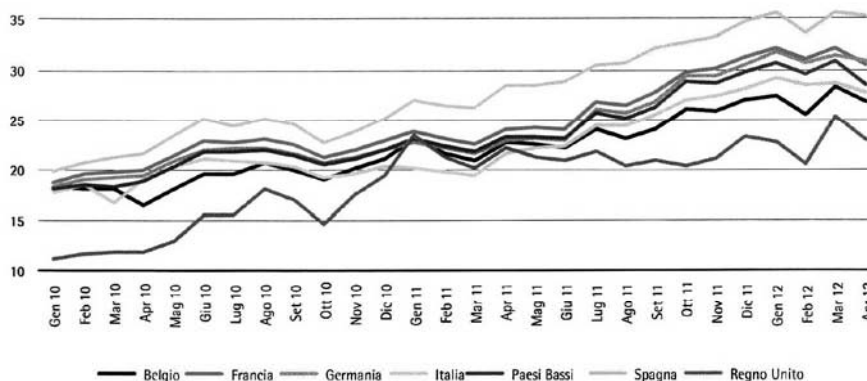
Prezzi del gas naturale
nell'area asiatica
\$/MBtu



Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.13

Prezzo del gas naturale
alle frontiere europee
per paese importatore
c€/m³



Fonte: World Gas Intelligence.

derivati del petrolio sui mercati intermedi e finali. Il crollo del prezzo dai valori elevati superiori a 13 \$/MBtu, raggiunti per alcuni mesi nel 2005 (quando il prezzo del greggio era inferiore a 60 \$/barile) e nel 2008, riflette solo il gioco tra domanda e offerta. In particolare, il forte aumento nel 2008, anno di picco del prezzo del greggio, indica la sostituzione dei prodotti petroliferi con il gas naturale da cui hanno tratto profitto i produttori di gas aumentando il prezzo. Il calo del prezzo a partire dal 2009, notoriamente attribuibile

in primo luogo allo sviluppo del gas di scisti ma anche alla stasi economica, ha un futuro reso incerto dalla bassa rendita dei produttori, molti dei quali coltivano i giacimenti di gas solo perché sono associati al petrolio e ai liquidi del gas naturale, meglio valorizzati del gas medesimo. È in questa ottica che i prezzi future del Nymex indicano prezzi dell'ordine di 5 \$/MBtu nell'orizzonte dei prossimi 3-5 anni, un valore al di sotto del quale molti giacimenti non sono più economici. Per contro, diversi operatori prevedono un

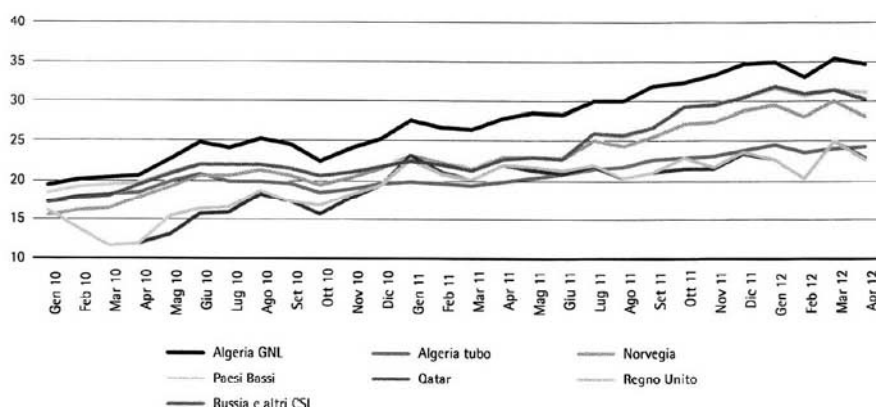


FIG. 1.14

Prezzo del gas naturale
alle frontiere europee
per paese esportatore
c€/m³

Fonte: World Gas Intelligence.

forte sostegno alla produzione proveniente dalle esportazioni verso i mercati a più alto prezzo in Europa e in Asia, come si può dedurre anche dagli impianti di liquefazione in varie fasi di autorizzazione e allestimento.

Il prezzo del GNL nell'area asiatica ha ricevuto un forte impulso dopo il disastro nucleare di Fukushima nel mese di marzo 2011. La progressiva sostituzione di energia nucleare, soprattutto con gas naturale, in Giappone ha impattato l'intero mercato asiatico per via dell'eccezionale mole supplementare di gas naturale che ha dovuto essere importato per la generazione elettrica, stimabile in circa 20 miliardi di metri cubi in un periodo di appena nove mesi. La necessità di reperire queste ulteriori quantità di gas rispetto agli accordi contrattuali di lungo periodo e spesso anche delle capacità di esportazione dei fornitori, ha costretto gli importatori giapponesi ad approvvigionarsi sul mercato spot e mediante contratti a breve, pertanto a prezzi più elevati. Questo ha avuto l'effetto di trascinare in alto il prezzo del gas in tutta l'area asiatica, come illustrato nella figura 1.12.

La scarsa correlazione tra l'aumento del prezzo del gas alle frontiere europee e il prezzo del greggio viene solitamente attribuita al ritardo nell'adeguamento dei prezzi dei vari contratti internazionali, indicizzati ai prodotti petroliferi. Nella seconda metà del 2011 il leggero calo del prezzo del greggio dal massimo relativo raggiunto

in aprile ha contribuito ad attutire l'aumento. Invece, non può, se non in minima parte, avere influito il calo del prezzo negli hub, determinato con meccanismi interamente diversi e con dimensioni limitate in termini di vendite effettive sui mercati all'ingrosso e finali.

Prezzo alla frontiera europea e prezzo agli hub

Il prezzo alla frontiera di un paese è un termine utilizzato per indicare il costo del gas importato all'arrivo nel paese. Tali valori vengono fissati in base a contratti di medio e lungo termine, indicizzati con riferimento a fonti energetiche sostitutive secondo un meccanismo ideato e applicato per la prima volta negli anni Sessanta del secolo scorso nei Paesi Bassi, il primo e per molti anni il maggiore esportatore europeo dell'epoca. I prezzi riportati non sono quelli effettivi nei contratti (peraltro solitamente riservati), ma si tratta di valori stimati in base ai dati raccolti dalle dogane, dove disponibili, oppure in base alle variazioni dei prezzi delle fonti incluse nelle formule di indicizzazione nei vari contratti di approvvigionamento, presunte in base a induzioni sui valori storici. Come si può rilevare dalle figure 1.13 e 1.14, il prezzo alle frontiere è significativamente diverso da paese a paese e da fornitore a fornitore, con scarti anche di 15 c€/m³.

TAV. 1.11

Commercio di gas naturale
negli hub dal 2009 al 2011
G(m³)

HUB	PAESE	VOLUMI COMMERCIALIZZATI			VOLUMI FISICI VENDUTI			CHURN FACTOR		
		2009	2010	2011	2009	2010	2011	2009	2010	2011
NBP	Regno Unito	1.089,3	1.278,1	1.335,4	93,5	105,0	101,4	11,7	12,2	13,2
TTF	Paesi Bassi	82,2	114,8	163,6	27,0	33,8	38,2	3,0	3,4	4,3
NCG	Germania	51,9	79,2	103,2	22,0	28,9	31,9	2,4	2,7	3,2
Gaspool	Germania	14,2	59,0	70,0	–	n.d.	26,7	–	n.d.	2,6
PSV	Italia	24,6	45,3	60,6	11,5	22,5	24,0	2,1	2,0	2,5
Zeebrugge	Belgio	67,0	62,2	80,2	13,0	12,4	20,3	5,2	5,0	4,0
CEGH	Austria	22,8	33,8	38,9	7,6	10,8	11,5	3,0	3,1	3,4
Peg Nord	Francia	19,6	22,8	34,8	7,2	–	11,1	2,7	n.d.	3,1
Peg Sud	Francia	–	–	6,8	–	–	2,3	–	–	3,0
GTF	Danimarca	–	2,8	3,6	–	n.d.	2,3	–	n.d.	1,6
TOTALE		1.371,6	1.698,0	1.897,1	181,8	213,4	269,7	7,5	8,0	7,0

Fonte: World Gas Intelligence.

I prezzi si giustificano, da una parte, con i costi di sviluppo delle infrastrutture necessarie per la produzione e il trasporto del gas, e pertanto vengono in genere associati al meccanismo *take or pay* che obbliga l'acquirente a un esborso, indipendentemente dall'acquisto effettivo del gas contrattato. Dall'altra, sono definiti anche in base alle potenzialità di sostituzione con altre fonti di energia nei mercati intermedi e finali, al fine di assicurare il loro effettivo consumo nelle quantità contrattate. In ogni caso i contratti vengono costruiti in una logica che ascrive al fornitore il rischio di prezzi in calo e all'acquirente il rischio di volumi inferiori al pattuito.

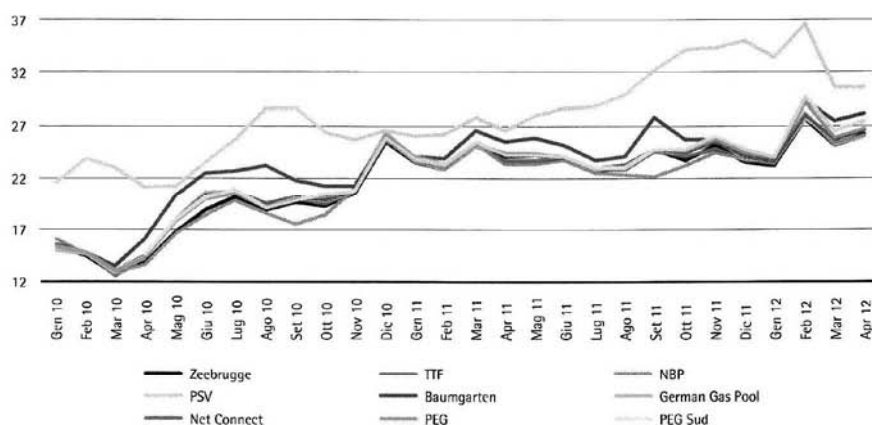
Anche se il settore del gas europeo è cambiato negli ultimi decenni, la maggior parte dei contratti continua a essere stipulata nell'ottica del monopolio storico per la fornitura di specifici soggetti, obbedendo a una logica di copertura dei costi dell'offerta e lasciando poco spazio alla concorrenza, se non nelle fasi di intermediazione, dove comunque sono minimi i margini.

Non è chiaro per quanto tempo ancora e in che misura tali contratti potranno continuare a coesistere con il commercio negli *hub*, soprattutto dato il forte sviluppo del trasporto via nave, assai più flessibile di quello via tubo e capace di rispondere

in tempi rapidi a variazioni della domanda e dell'offerta, come si è visto nel corso del 2011 con gli avvenimenti in Giappone.

Il prezzo negli *hub* è determinato dal rapporto tra la domanda e l'offerta di gas in eccesso o in difetto sul mercato rispetto alle previsioni di domanda contenute nei contratti di approvvigionamento. Sebbene rappresenti solo una frazione del gas effettivamente avviato al consumo, il prezzo negli *hub* fornisce comunque un importante segnale dell'effettivo valore del gas, che poi si riflette nelle rivendite sul mercato. In funzione del prezzo gli operatori possono infatti impiegare il gas sul quale hanno titolo in vari modi: venderlo direttamente sul mercato agli utenti finali; iniettarlo negli stoccaggi e rivenderlo ad altri operatori mediante contratti bilaterali; rivenderlo negli *hub* sia in termini fisici sia mediante contratti futuri.

Il commercio negli *hub* ha conosciuto una significativa crescita negli ultimi anni, come evidenziato nella tavola 1.11, soprattutto in funzione del calo della domanda rispetto alle previsioni nei contratti di fornitura, e non per via di un maggiore sviluppo dei meccanismi di mercato, dato che, in ultima analisi, oltre due terzi del gas consumato nell'Unione europea viene importato in base a contratti di lungo termine con i paesi fornitori. Il livello di

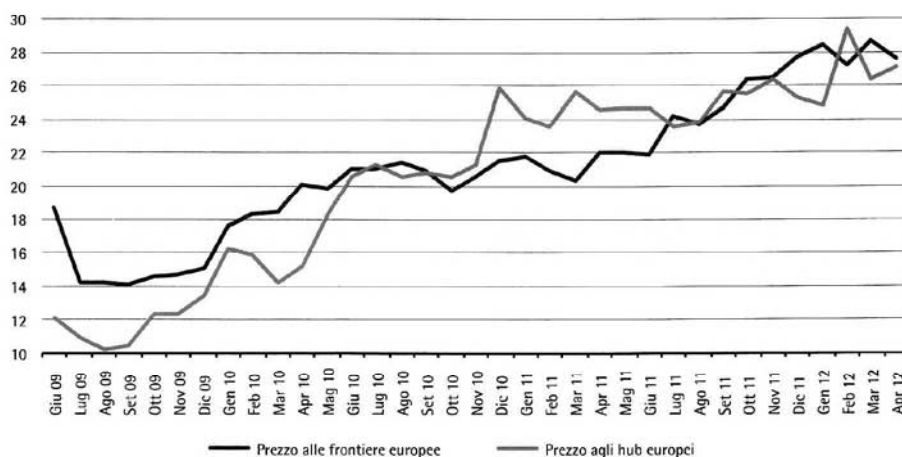


Fonte: Platts.

FIG. 1.15

Prezzi spot del gas naturale negli hub europei dal 2010 al 2012

c€/m³



Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

FIG. 1.16

Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere dal 2009 al 2012

c€/m³

scambi ha ormai raggiunto 270 miliardi di metri cubi, dei quali tuttavia quasi il 40% è attribuibile al *National Balancing Point* (NBP) del Regno Unito.

I prezzi negli *hub* del Nord Europa sono piuttosto allineati anche per la vicinanza fisica e la buona connessione tra le reti che fanno perno sugli *hub* belgi, olandesi e tedeschi (Fig. 1.15). Si distaccano alquanto l'NBP inglese che tende a rilevare i prezzi più bassi, mentre per i prezzi più alti spiccano l'*hub* di Baumgarten austriaco

e, soprattutto, il Punto di scambio virtuale (PSV) italiano che negli ultimi tre anni ha registrato prezzi mediamente superiori alla media degli *hub* di quasi 6 c€/m³.

È difficile che i dieci *hub* riportati nella tavola e nella figura possano tutti sopravvivere nel tempo, a causa della mancanza di liquidità, soprattutto nel Nord Europa continentale. Per analogia con quanto avvenuto negli Stati Uniti, è probabile che il prossimo decennio vedrà il consolidamento di un *hub* in

prevalenza sugli altri, posizionato laddove insistono il maggior numero di fornitori alternativi di gas e laddove si trova una buona concentrazione di infrastrutture di reti e stoccaggi.

Il prezzo più elevato negli *hub* rispetto al prezzo medio alle frontiere, rilevato nella prima parte del 2011, riflette la maggiore tensione tra domanda e offerta, in previsione di un aumento dei consumi che poi non si è verificato. Il forte calo della domanda nella seconda metà dell'anno, soprattutto nell'ultimo trimestre (-18% rispetto all'anno precedente) e nel primo trimestre del 2012, si è prontamente riflesso sui prezzi negli *hub* che sono calati al di sotto dei prezzi alla frontiera (Fig. 1.16).

Il contenimento dei prezzi è più evidente se misurato in dollari

USA anziché in euro, in quanto integra la svalutazione dell'euro nella seconda metà del 2011. Tra agosto 2011 e aprile 2012 il prezzo in dollari USA è aumentato del 4% e in euro del 14%, differenza non da poco se la merce è pagata in dollari.

In realtà i dati statistici indicano una significativa correlazione tra i prezzi agli *hub* e i prezzi alla frontiera (Fig. 1.16). Non potrebbe essere altrimenti, considerando che buona parte del gas commercializzato negli *hub* viene acquistata sulla base di contratti di lungo termine e il commercio negli *hub* viene riservato a lotti residui che gli operatori non riescono a piazzare sul mercato nel quadro dei termini contrattuali, per via di un calo della domanda o a causa di quantitativi di gas messi a disposizione con obiettivi speculativi.

Mercato internazionale del carbone

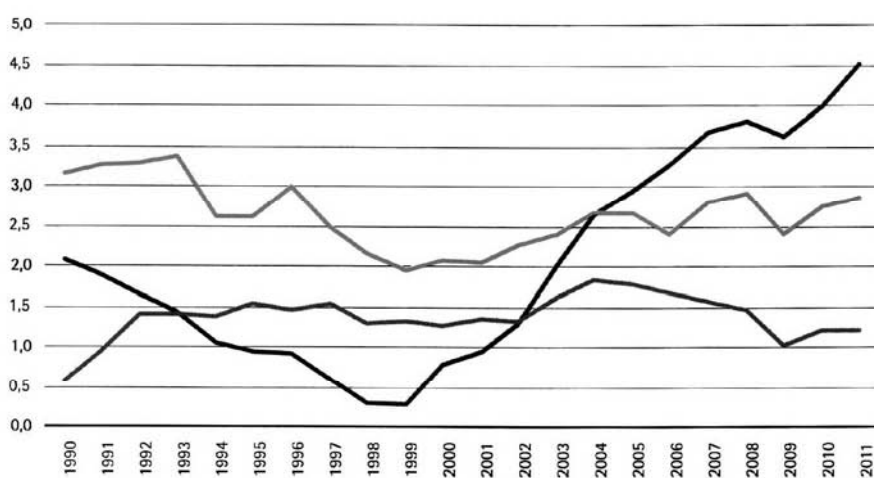
Domanda e offerta

Anche nel 2011 la crescita dei consumi di carbone rispetto all'anno precedente si è attestata su valori più che doppi rispetto alle altre fonti fossili: 5,8% contro l'1,6% che risulta da una crescita del 3,0% per il gas naturale e dello 0,8% per il petrolio. Tale risultato riafferma l'andamento degli ultimi cinque e più anni, durante i quali da fonte fossile in rapido calo alla vigilia degli anni 2000 il carbone si è improvvisamente trasformato in fonte energetica vincente sul piano globale, come si può evincere dalla figura 1.17 che confronta il suo tasso di crescita (media mobile decennale) con quello del gas naturale e del petrolio. La più veloce crescita del carbone nel corso degli ultimi anni ha portato questa fonte ad aumentare la sua incidenza sui consumi energetici primari mondiali da meno del 25% nel 2000 a oltre il 30% oggi.

Notoriamente, tale crescita è dovuta essenzialmente allo sviluppo economico dei paesi asiatici, soprattutto della Cina che nel 2011 ha

consumato oltre la metà del carbone prodotto a livello mondiale. La domanda di energia in questi paesi cresce più velocemente di quanto possa essere soddisfatta con il gas naturale, sia per via della mancanza di infrastrutture di importazione, sia per l'elevato prezzo del gas, soprattutto dopo il suo forte incremento nel 2011, maggiore che nelle altre aree del mondo. Tuttavia, il consistente rialzo dei consumi di carbone, rilevato per il 2011, risente anche di una certa ripresa nei paesi dell'OCSE, rispetto al trend storico decrescente e dopo il forte calo dovuto alla crisi economico-finanziaria del 2009 (Tav. 1.12).

In particolare, nell'area OCSE Pacifico i consumi sono aumentati sia a seguito della chiusura per manutenzione degli impianti nucleari giapponesi dopo il disastro di Fukushima, sia a causa del forte aumento del prezzo del GNL, che ha a sua volta avvantaggiato la generazione da carbone, non solo in Giappone, ma anche in Corea. Nell'area OCSE Europa il carbone si è rafforzato sia in seguito alla chiusura di otto impianti nucleari in Germania per il vantaggio di



Fonte: BP, *Review of World Energy*.

FIG. 1.17

Tasso di crescita del consumo mondiale di fonti fossili tra il 1990 e il 2011: media mobile decennale
Valori percentuali

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PRODUZIONE						
Paesi OCSE	1.426	1.426	1.430	1.346	1.370	1.335
- Nord America	873	866	877	796	814	821
- Pacifico	297	306	310	321	330	294
- Europa	256	254	242	229	226	220
Paesi ex URSS	326	329	348	321	336	353
Altri Paesi	2.701	2.871	2.997	3.165	3.427	3.766
Totale mondo	4.453	4.626	4.774	4.831	5.133	5.454
di cui Unione europea	259	253	240	225	223	214
CONSUMO						
Paesi OCSE	1.685	1.715	1.674	1.499	1.577	1.542
- Nord America	866	878	857	754	795	724
- Pacifico	331	344	355	329	349	364
- Europa	489	492	462	415	433	453
Paesi ex URSS	238	238	253	230	242	255
Altri Paesi	2.597	2.770	2.847	2.993	3.262	3.578
Totale mondo	4.521	4.722	4.774	4.722	5.080	5.374
di cui Unione europea	454	452	421	371	385	403
Variazione scorte mondo	-67	-97	0	109	54	80

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati AIE, BP, *Review of World Energy*, Platts e fonti varie.

TAV. 1.12

Produzione e consumo mondiale di carbone dal 2006 al 2011
Mtec

prezzo sul gas, sia per la forte crescita della domanda di energia elettrica in Turchia (+11,4% rispetto al 2010). È significativo, tuttavia, che i consumi di carbone dell'area OCSE Europa nel 2011 sono rimasti inferiori a quelli rilevati per il 2008. Diversamente nell'area OCSE Nord America i consumi hanno continuato il loro calo tendenziale, interrotto solo brevemente dal rimbalzo del 2010, e semmai accelerato dal calo del prezzo del gas naturale che ha ridotto la convenienza del ricorso al carbone per la generazione elettrica.

Il 2011 ha visto nuovi sviluppi anche sul fronte della produzione. Come negli anni precedenti la crescita di quest'ultima si è concentrata nei paesi asiatici non OCSE che hanno visto un aumento di poco inferiore al 10%, dovuto largamente alla crescita della produzione cinese, tornata a livelli non più riscontrati dal 2005. Da diversi anni la Cina è diventato un paese importatore netto e sta accelerando l'apertura di nuove miniere con la costruzione di ferrovie per il trasporto interno, prevedendo di aggiungere 200 milioni di tec all'attuale produzione di 2.570 milioni di tec, entro il 2015. Molto diversa è la situazione in India – secondo paese asiatico per consumi di carbone, in notevole ritardo con l'attuazione dei programmi di sviluppo di miniere e infrastrutture – dove la produzione è perfino calata nel 2011 (del 2,7%) per via di ritardi nell'approvazione dell'apertura delle miniere e a causa delle alluvioni che l'hanno colpita eccezionalmente sempre nel 2011. Si prevede che il deficit tra domanda e offerta aumenterà, passando dagli attuali 115 milioni di tec a 210 milioni di tec nel 2014 e a 350 milioni di tec nel 2017. Diversa ancora è la situazione dell'Indonesia, che ha praticamente raddoppiato la produzione nell'ultimo quinquennio per superare i 300 milioni di tec nel 2011.

La produzione nell'area OCSE si è invece ridotta significativamente, in parte per via della diminuzione tendenziale in Europa, ininterrotta oramai da decenni (nonostante il continuo aumento della produzione turca), ma prevalentemente per il calo della produzione australiana, causato dalle inondazioni accadute nel mese di gennaio che hanno severamente compromesso la produzione negli ultimi anni, soprattutto nello Stato del Queensland (il principale Stato produttore), dove si è verificata una sua riduzione del 30% nei primi mesi del 2011. È invece aumentata la produzione in Nord America, seppure di poco e

nonostante il forte calo della domanda, per via del consistente aumento delle esportazioni, soprattutto verso l'Europa.

Commercio internazionale

Il commercio internazionale di carbone da vapore rappresenta oggi circa il 12% della produzione totale di carbone (incluso il carbone metallurgico), in termini calorici. La sintesi del commercio internazionale di carbone termico, illustrata nella tavola 1.13, conferma il predominio dell'Indonesia quale principale esportatore di questa fonte, con il 31% del totale. Nel 2011 solo l'Australia, con il 24%, si avvicinava a questi livelli, mentre gli altri paesi negli ultimi anni hanno avuto un andamento stabile o calante delle esportazioni. Le esportazioni di carbone colombiano e russo hanno risentito negativamente di limitazioni infrastrutturali delle ferrovie e/o dei porti, talvolta anche delle miniere. Le esportazioni sudafricane sono diminuite negli ultimi anni anche per via della pirateria somala sulle rotte asiatiche. Il calo delle esportazioni vietnamite è causato dal forte aumento della domanda interna, triplicata in dieci anni, con una consistente riduzione del surplus negli ultimi tre anni. Le esportazioni canadesi riflettono soprattutto la contrazione del mercato interno americano, che a sua volta ha spronato le esportazioni statunitensi verso i porti europei. Manifesto è il crollo delle esportazioni cinesi, decimate in meno di un decennio dal forte aumento della domanda interna.

La tavola 1.14 fornisce una indicazione dei principali flussi internazionali del 2011 ed evidenzia come il mercato mondiale sia polarizzato tra un mercato austro-asiatico e un mercato euro-atlantico, per via dei costi del trasporto che aggiungono da 10 a 20 \$/t in funzione della distanza. Infatti, il 77% delle importazioni di Cina, Giappone, India, Corea e Taiwan proviene da Australia, Indonesia e Vietnam; il 70% delle importazioni dell'Unione europea proviene da Colombia, Russia e Stati Uniti.

Prezzo internazionale

La figura 1.18 indica significative differenze nei prezzi medi del carbone registrati nei mercati atlantico e asiatico. I prezzi, marcatamente più elevati sul mercato asiatico che su quello

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ESPORTAZIONI						
Indonesia	98,0	103,7	106,0	123,0	154,1	181,2
Australia	88,7	88,2	103,6	115,5	135,4	137,6
Russia	69,2	77,9	75,8	71,7	79,5	91,5
Colombia	57,4	61,5	64,3	62,3	57,6	55,5
Sudafrica	47,1	52,1	46,7	45,8	53,0	50,5
Stati Uniti	8,9	12,0	17,1	12,5	12,8	21,4
Canada	21,3	23,4	27,7	19,2	18,0	18,8
Vietnam	26,4	27,9	26,7	21,9	17,4	14,3
Cina	47,0	40,5	33,7	17,5	9,9	5,5
Altri	16,9	49,5	32,8	28,7	37,2	61,7
TOTALE	481,0	536,7	534,3	518,1	574,9	638,0
IMPORTAZIONI						
India	36,1	41,8	49,7	56,9	87,8	115,9
Unione europea	109,2	104,4	92,3	84,9	87,4	113,2
Cina	7,5	35,9	65,4	74,6	93,6	104,1
Giappone	128,3	136,0	94,7	84,3	101,4	103,9
Corea	40,4	45,1	51,2	55,4	62,6	67,4
Taiwan	48,5	51,5	50,8	46,5	49,2	47,7
Altri	111,0	122,1	130,3	115,7	93,0	86,0
TOTALE	481,0	536,7	534,3	518,1	574,9	638,0

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Platts.

PAESI IMPORTATORI	ESPORTAZIONI DA							
AUSTRALIA	INDONESIA	SUDAFRICA	RUSSIA	COLOMBIA	STATI UNITI	ALTRI	TOTALE	
Unione europea	5,5	8,5	10,4	35,9	27,4	12,0	13,5	113,2
Cina	16,1	45,7	6,5	4,9	0,9	0,4	29,5	104,1
India	19,3	58,0	13,4	7,0	0,0	0,5	17,6	115,9
Giappone	51,4	20,4	0,5	6,6	0,2	0,6	24,1	103,9
Corea	22,9	27,2	2,2	6,7	0,2	0,8	7,4	67,4
Taiwan	19,1	19,4	3,1	2,8	0,7	0,2	2,4	47,7
Altri	3,4	2,0	14,4	27,5	26,0	6,9	5,8	86,0
TOTALE	137,6	181,2	50,5	91,5	55,5	21,4	100,3	638,0

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Platts.

TAV. 1.13Commercio internazionale
di carbone termico dal 2006
al 2011

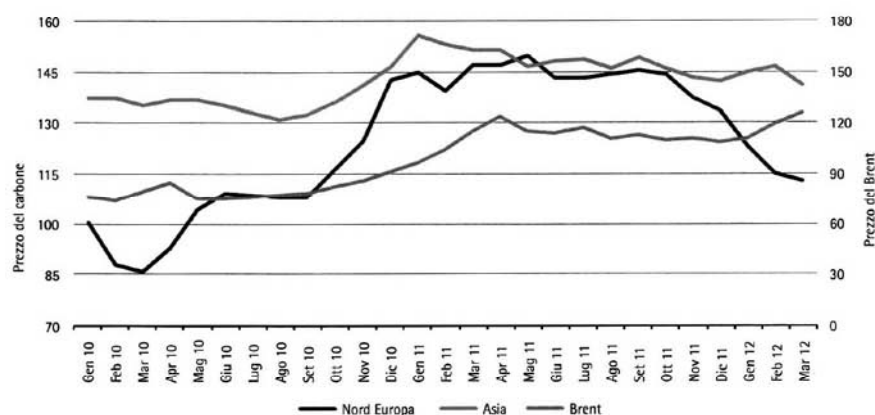
Mtec

TAV. 1.14Principali flussi internazionali
di carbone termico nel 2011

Mtec

FIG. 1.18

Prezzo CIF del carbone
importato in Nord Europa e
Asia e prezzo del Brent
\$/t per il carbone; \$/barile per il Brent



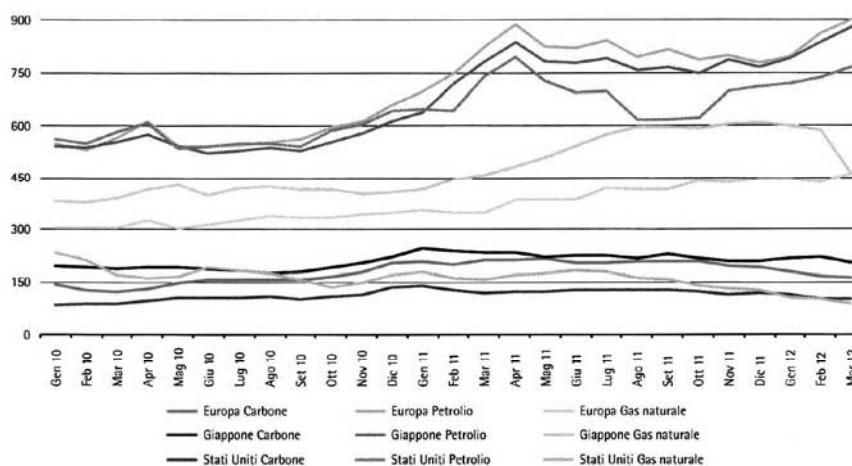
Fonte: Platts, Bloomberg e ICIS LOR.

atlantico, evidenziano soprattutto le maggiori tensioni dovute alla rapida crescita della domanda rispetto a un livello di offerta frenato da limitazioni infrastrutturali. Allo stesso tempo i prezzi sul mercato atlantico risultano calmierati da un eccesso di offerta da parte dei fornitori nordamericani. Nel corso del 2011 il prezzo del carbone sembra anche poco correlato con il prezzo del greggio. Il prezzo medio del Brent è aumentato di quasi il 10% tra maggio 2011 e marzo 2012, mentre il prezzo del carbone nel mercato nordeuropeo calava del 25%. Analogamente, mentre il

prezzo del Dubai aumentava di oltre il 30% tra gennaio 2011 e marzo 2012, il prezzo del carbone nel mercato asiatico diminuiva di quasi il 20%. Appare, invece, una significativa correlazione con il prezzo del greggio nella fase di forte rialzo di quest'ultimo, tra gennaio 2010 e i primi mesi del 2011, durante la quale il prezzo del carbone sui mercati asiatico e nordeuropeo è aumentato, rispettivamente, del 22% e del 44% contro circa il 60% per il greggio. Tuttavia, dallo sfasamento temporale dei picchi si può dedurre che i mercati sono abbastanza separati, anche se

FIG. 1.19

Prezzo comparato delle fonti
fossili in Europa, Giappone
e Stati Uniti
\$/tep



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bloomberg, AIE, ICIS LOR, Platts, World Gas Intelligence.

si influenzano a vicenda o per via della concorrenza diretta tra derivati del petrolio e carbone, oppure più probabilmente attraverso la concorrenza con il gas naturale, soprattutto nella generazione elettrica.

Al di là delle cause che determinano i diversi livelli di prezzo, la figura 1.19 evidenzia il grande vantaggio di prezzo del carbone rispetto a quello delle altre fonti fossili. Il confronto riportato nella figura è in termini puramente calorici e, pertanto, non tiene conto dell'effetto della conversione in energia utile che tuttavia non cambia molto il quadro di convenienza, almeno nei principali

settori di consumo industriale e termoelettrico. La figura, inoltre, mette in rilievo le fondamentali differenze esistenti nel rapporto dei prezzi tra i mercati asiatico, europeo e nordamericano, che peraltro contribuiscono a spiegare il grande successo del carbone nei mercati asiatici. In termini calorici il prezzo del carbone è appena un terzo di quello del gas naturale in questi mercati, mentre sui mercati europei è la metà. Invece, nell'ultimo scorcio del 2011, nel mercato nordamericano il prezzo del gas naturale è sceso a livelli simili a quello del carbone e sta espellendo questa fonte perfino dalla generazione elettrica.

Domanda e offerta di energia in Italia

La bassa crescita del PIL italiano nel 2011 (+0,4%) è stata accompagnata da un calo del fabbisogno energetico primario del 2,1% (da 187,8 a 183,9 Mtep), che più di tutto riflette non l'andamento dell'economia o il risparmio di energia, ma l'effetto del clima assai mite, sia estivo sia invernale, soprattutto negli ultimi mesi dell'anno. Su detta riduzione ha influito anche il prezzo elevato dell'energia durante il corso dell'anno, in aumento sull'anno precedente mediamente del 20%. Come si può rilevare dal bilancio dell'energia primaria riportato nella tavola 1.15, l'andamento della domanda e dell'offerta è stato comunque molto variegato per settori e fonti, in funzione anche dell'impatto differenziato della crisi economico-finanziaria sui vari settori di produzione e consumo.

La produzione interna è cresciuta del 4,4% rispetto al 2010, raggiungendo 35,4 Mtep: un incremento del 18% rispetto alla media del precedente quinquennio, anche se rappresenta appena il 19% del fabbisogno energetico primario.

È leggermente aumentata la produzione complessiva di fonti fossili, ma l'aumento risulta concentrato nelle fonti rinnovabili, incrementate del 6,1% nonostante il forte calo dell'energia

idroelettrica (-11,4%). Notoriamente, il grosso della crescita è avvenuto nel comparto fotovoltaico, più che quintuplicato dall'anno precedente (rispetto al 3% nel 2010) e tale da coprire il 13% della generazione da fonti rinnovabili. Molto più contenuto, seppure sempre apprezzabile, appare lo sviluppo delle energie geotermica ed eolica, entrambe attestate oltre il 5%.

Le importazioni sono nel complesso drasticamente calate da 185,3 a 175,2 Mtep (-5,4%). La diminuzione riguarda esclusivamente il petrolio e il gas naturale (rispettivamente -7,0% e -6,6%), mentre le importazioni di carbone sono leggermente aumentate (+1,3%), come pure quelle delle fonti rinnovabili solide e liquide (+19%) e di energia elettrica (+3,0%). La forte riduzione delle esportazioni, da 30,1 a 27,2 Mtep, è dovuta principalmente al settore dei derivati del petrolio (-9,9%), la cui contrazione riflette le condizioni molto favorevoli dei prodotti americani, rilevate più sopra. Detratte le esportazioni, le importazioni nette sono calate da 155,1 Mtep nel 2010 a 148,0 Mtep, rappresentando pur sempre l'80% del fabbisogno primario. L'aumento delle scorte di gas naturale di 0,6 Mtep è stato più che compensato dalla diminuzione di

TAV. 1.15Bilancio energetico nazionale
nel 2010 e 2011

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
ANNO 2011						
1 Produzione	0,70	6,92	5,31	22,45	0,00	35,38
2 Importazione	14,79	57,63	90,19	2,18	10,42	175,22
3 Esportazione	0,21	0,10	26,36	0,16	0,38	27,20
4 Variazione scorte	-0,63	0,64	-0,52	0,02	0,00	-0,50
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	15,93	63,81	69,67	24,45	10,04	183,89
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,31	-1,41	-5,82	-0,01	-41,85	-49,40
7 Trasformazione in energia elettrica	-11,86	-22,90	-3,65	-19,31	57,72	0,00
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	3,75	39,51	60,20	5,13	25,91	134,49
- industria	3,66	12,67	4,71	0,23	10,57	31,83
- trasporti	0,00	0,72	39,33	1,30	0,91	42,25
- usi civili	0,00	25,50	3,67	3,46	13,95	46,59
- agricoltura	0,00	0,14	2,22	0,14	0,48	2,99
- sintesi chimica	0,09	0,48	6,85	0,00	0,00	7,42
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,42	0,00	0,00	3,42
ANNO 2010						
1 Produzione	0,78	6,89	5,08	21,15	0,00	33,89
2 Importazione	14,60	61,72	97,00	1,83	10,12	185,26
3 Esportazione	0,25	0,12	29,24	0,11	0,40	30,11
4 Variazione scorte	0,19	0,43	0,62	0,03	0,00	1,26
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	14,95	68,06	72,22	22,85	9,72	187,79
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,30	-1,45	-6,11	-0,01	-41,34	-49,20
7 Trasformazione in energia elettrica	-10,68	-24,62	-4,03	-18,04	57,37	0,00
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	3,97	41,99	62,08	4,81	25,74	138,58
- industria	3,86	12,82	4,79	0,22	10,46	32,15
- trasporti	0,00	0,70	39,50	1,31	0,92	42,42
- usi civili	0,00	27,77	4,33	3,14	13,88	49,13
- agricoltura	0,00	0,14	2,27	0,14	0,48	3,04
- sintesi chimica	0,10	0,57	7,72	0,00	0,00	8,39
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,47	0,00	0,00	3,47

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori Ministero dello sviluppo economico.

quelle di carbone e petrolio, di modo che complessivamente risultavano maggiori i prelievi delle immissioni.

In sintesi, la disponibilità di energia primaria per il consumo interno, che poi corrisponde al fabbisogno, è risultata di 69,7 Mtep per il petrolio (-3,5% rispetto all'anno precedente), di 63,8 Mtep per il gas naturale (-6,2%), di 24,4 Mtep per le fonti rinnovabili (+7,0%), di 15,9 Mtep per il carbone (+6,6%) e di 10,0 Mtep per l'energia elettrica importata (+3,3%). Dell'energia totale disponibile, pari a 183,9 Mtep, il 26,9% (49,4 Mtep) è stato consumato per la trasformazione energetica o perso nel trasporto e nella distribuzione di energia, in leggero aumento rispetto al 26,2% del 2010. Nel 2011 il settore elettrico ha contribuito per l'84,7% ai consumi e alle perdite, il

settore petrolifero per l'11,8% e il settore del gas naturale per il 2,9%, quest'ultimo essenzialmente nella fase di trasporto e distribuzione.

L'energia resa disponibile in forma elettrica per il consumo finale è stata pari a 57,4 Mtep, in leggera ascesa (+0,6%) rispetto al 2010. Il gas naturale incideva sull'input totale alla generazione per il 39,7%, seguito dalle fonti rinnovabili (+33,5%) e dal carbone (+21%). È significativo il forte aumento della generazione da carbone (+11,9% rispetto al 2010) a fronte di un notevole calo della generazione da gas naturale (-7,0%) e da fonti petrolifere (-10,0%). Ma primo protagonista della generazione elettrica rimane di gran lunga il settore del fotovoltaico il quale, nonostante il forte calo del comparto

TAV. 1.16

Andamento dei principali indicatori energetici nazionali dal 2005 al 2011

Mtep e numeri indice

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Fabbisogno di energia primaria	197,8	196,2	194,2	191,3	180,3	187,8	183,9
Produzione di energia primaria	29,4	28,7	28,0	29,7	30,3	33,9	35,4
Fonti fossili	16,7	15,3	14,4	13,3	11,4	12,7	12,9
Energia rinnovabile	12,7	13,4	13,6	16,3	18,9	21,1	22,4
Importazioni di fonti fossili	185,0	187,6	185,7	181,5	163,7	173,3	162,6
Carbone	16,6	16,8	16,8	16,8	14,7	14,6	14,8
Petrolio	108,4	107,0	107,8	101,7	94,3	97,0	90,2
Gas naturale	60,6	63,9	61,0	63,0	56,7	61,7	57,6
Impieghi finali	146,6	145,7	143,2	141,1	132,7	138,6	134,5
Industria ^(A)	48,7	48,9	48,1	45,2	37,2	40,5	39,2
Usi civili	47,1	45,3	43,3	45,3	46,4	49,1	46,6
Trasporti	44,0	44,5	44,9	43,7	42,5	42,4	42,3
Altri settori	6,8	6,9	6,9	7,0	6,7	6,5	6,4
Input primario alla generazione elettrica	58,2	59,5	59,2	59,7	55,4	57,4	57,7
Crescita annua del PIL a prezzi costanti (%)	0,1	1,9	1,5	-1,3	-5,2	1,8	0,4
Rapporto energia/PIL (1980=100)							
Energia primaria	88,0	86,1	84,3	84,1	83,7	85,6	83,5
Elettricità	121,4	121,7	120,8	122,4	121,7	123,3	123,5

(A) Comprende la sintesi chimica.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero dello sviluppo economico e Istat.

idroelettrico, è riuscito a imprimere un incremento del 6,1% alla generazione da fonti rinnovabili nel suo insieme.

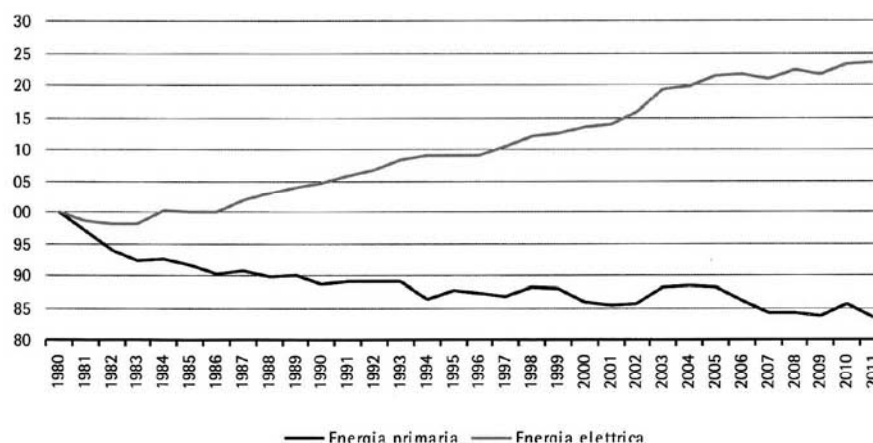
Sottratti i consumi e le perdite del settore energetico, nel 2011 rimanevano un totale di 134,5 Mtep disponibili per i consumi finali, vale a dire una riduzione del 3,0% rispetto ai 138,6 Mtep rimasti nel 2010. I dati riportati nella tavola 1.15 indicano un calo generalizzato attraverso tutti i settori, da valori minimi di 0,4% per i trasporti e 1,0% per l'industria, a un valore massimo dell'11,6% per la sintesi chimica. Il calo è in prevalenza attribuibile al ristagno economico; tuttavia, la forte riduzione dei consumi finali del settore civile (-5,2%) riflette più che altro l'assai più elevato consumo della stagione fredda del 2010. In termini assoluti il calo più forte si è verificato per il gas naturale (-2,5 Mtep), la maggior parte del quale interessa il settore civile (-2,3 Mtep) per il motivo anzidetto. Mentre il consumo di gas naturale è aumentato almeno nel settore dei trasporti (+3,1%), il consumo di derivati petroliferi è sceso in tutti i settori d'uso finale, in prevalenza nella sintesi chimica (-0,9 Mtep) e negli usi civili (-0,7 Mtep), sempre per via delle miti temperature invernali soprattutto in quest'ultimo settore. In termini relativi anche il carbone ha visto un calo importante dei consumi finali (-5,5%), comunque inferiore a quello del gas

naturale (-5,9%). Sono invece aumentati significativamente i consumi di fonti rinnovabili – come biomasse e acqua calda solare (+10,1%) – e di energia elettrica: i primi essenzialmente nel settore civile, i secondi nel settore sia civile (+0,5%) sia industriale (+1,0%), in relazione al relativamente buon momento della siderurgia.

L'andamento dei principali indicatori economici ed energetici riportati nella tavola 1.16 può lasciare l'impressione di forti mutamenti in atto nel sistema energetico nazionale nel corso degli ultimi anni. Ma è difficile valutare in quale misura tali cambiamenti siano determinati da modifiche strutturali anziché da fattori congiunturali. Il 2011 appare in particolar modo un anno anomalo per via della concomitante bassa crescita economica, dell'inverno mite e della fortissima crescita dell'energia fotovoltaica. Per esempio, l'incremento in un solo anno di 7,5 TWh di generazione elettrica da pannelli fotovoltaici (passata da 1.874 GWh nel 2010 a 9.258 GWh nel 2011), equivalente alla generazione di circa sei gruppi da 400 MW a parità di coefficiente di utilizzazione, si è riversato prevalentemente sulla generazione da gas naturale, determinando un calo che può stimarsi in circa 1,2 Mtep (1,5 miliardi di metri cubi).

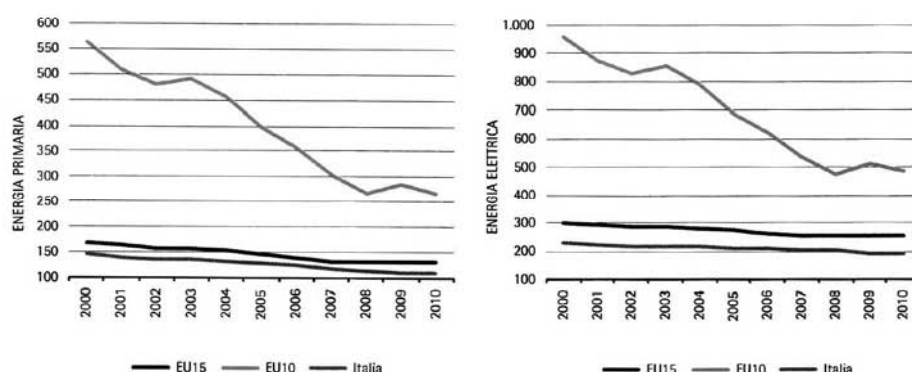
FIG. 1.20

Intensità energetica del PIL^(A)
dal 1980 al 2011
Numeri indice 1980=100



(A) PIL a prezzi costanti 1995.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero dello sviluppo economico e Istat.



(A) PIL a prezzi rivalutati al 2010.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Il rapporto tra energia primaria e PIL è in calo dalla fine degli anni Settanta dell'ultimo secolo, eppure ha subito aumenti non indifferenti nel corso del tempo, l'ultimo dei quali negli anni a cavallo del 2005 (Fig. 1.20). A tale riguardo occorre tenere presente che, almeno nel medio e lungo termine, una riduzione nella crescita del PIL implica un minore ricambio tecnologico e un minore rinnovo degli impianti, che tende a riflettersi in una più lenta discesa dell'intensità energetica. D'altra parte, non è detto che un maggiore tasso di sviluppo dell'economia non risulti in un rialzo dei consumi, soprattutto per quanto

riguarda i consumi rimasti soppressi dalla diminuita capacità di spesa delle famiglie. È opportuno quindi il confronto con gli altri paesi membri dell'Unione europea, che indica un andamento dell'Italia tutto sommato in linea con quello dei paesi dell'Unione europea a 15 (Fig. 1.21), anche considerando le diverse condizioni di partenza. Assai diverse, invece, sono le condizioni dei nuovi paesi membri dell'Unione europea a 10, che partono da un livello di efficienza energetica molto basso e hanno avuto (e hanno ancora) più spazio per una riduzione dei consumi.

Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea

L'Istituto statistico dell'Unione europea (Eurostat) raccoglie e pubblica i dati sui prezzi pagati dal consumatore finale per l'utilizzo dell'energia elettrica e del gas naturale nei diversi Stati membri dall'anno 1985.

Dall'1 luglio 1991 i dati sui prezzi finali pagati dai consumatori industriali sono raccolti e pubblicati ai sensi della direttiva 90/377/EEC, concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica. La direttiva citata ha ampliato la portata della rilevazione statistica preesistente, per quanto riguarda i consumatori industriali, e ha definito una procedura per la comunicazione a Eurostat dei dati relativi a ogni Stato membro. Eurostat ha continuato a effettuare la rilevazione dei prezzi pagati dai consumatori domestici, ancorché non disciplinata dalla direttiva 90/377/EEC, sulla base di un *gentleman's agreement* con gli Stati membri. Il 7 giugno 2007 la Commissione europea, con la decisione 2007/394/CE, ha rivisto la direttiva aggiornando la metodologia di rilevazione dei prezzi al fine di renderla maggiormente coerente con il nuovo assetto di mercato, previsto dalla completa liberalizzazione dell'attività della vendita finale a partire dall'1 luglio 2007. Eurostat ha provveduto ad aggiornare anche la metodologia per la raccolta dei prezzi finali pagati dai clienti domestici, confermando l'accordo volontario sottoscritto dagli Stati membri. A seguito delle sostanziali modifiche apportate alla direttiva 90/377/EEC, per ragioni di chiarezza il Parlamento e il Consiglio europeo, in data 22 ottobre 2008, hanno emanato la direttiva 2008/92/CE sulla trasparenza dei prezzi al

consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, che rappresenta una rifusione delle disposizioni in questione.

La nuova metodologia di rilevazione dei prezzi, come ampiamente descritto nella *Relazione Annuale 2008*, ha sostituito la raccolta dei prezzi puntuali per tipologia di consumatore tipo con la raccolta di prezzi medi semestrali, articolati per classi di consumo e ponderati sulle base delle quote di mercato dei fornitori di energia elettrica e gas. Con l'adozione della nuova metodologia, le serie storiche presentano una soluzione di continuità a partire da gennaio 2008. Infatti, da tale data la nuova metodologia è entrata in vigore ufficialmente anche se, già da luglio 2007, è stata concessa agli Stati membri la possibilità di comunicare i prezzi a Eurostat sulla base della nuova metodologia, anziché sulla base di quella preesistente, e la maggior parte dei paesi ha scelto questa opzione. Si precisa che, con la nuova metodologia di rilevazione, la quale ha per oggetto i prezzi medi, si raccolgono i prezzi pagati dai clienti finali senza distinzione, con riferimento al nostro Paese, tra mercato libero e condizioni di maggior tutela o salvaguardia, mentre la rilevazione precedente rifletteva le tariffe di fornitura nel mercato vincolato.

Le tavole e i grafici riportati nei paragrafi successivi si riferiscono pertanto ai prezzi comunicati a Eurostat sulla base della nuova metodologia di rilevazione, con riferimento all'anno 2011 ed estratti dal database Eurostat in data 8 maggio 2012. Si segnala che, per alcuni paesi e per il prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (27 paesi), i dati inerenti all'anno in esame sono stati forniti in forma provvisoria.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per le utenze domestiche

Nell'anno 2011 i consumatori domestici appartenenti alla prima classe di consumo (<1.000 kWh all'anno) hanno pagato per gli usi elettrici prezzi al lordo delle imposte lievemente inferiori rispetto alla media europea (-1,8%); il relativo prezzo al netto delle imposte era invece moderatamente superiore (+1,3%). Con riferimento alla seconda classe di consumo (1.000-2.500 kWh annui), i prezzi italiani risultano inferiori del 12% al lordo delle imposte e dell'11% al netto, rispetto ai livelli medi europei. Si può pertanto stimare che gran parte delle famiglie italiane, con consumi annui inferiori a 2.500 kWh, paghi per l'elettricità prezzi più bassi o al più in linea con la media europea. Il posizionamento dei prezzi finali italiani per le suddette classi di consumo migliora ulteriormente se confrontato con la media dell'area euro. Per i consumi più elevati, i prezzi italiani

evidenziano scostamenti positivi rispetto ai corrispondenti prezzi medi europei, con differenze crescenti per le classi di consumo più alte (Tav. 1.17).

Con riferimento, in particolare, alla classe di consumo 2.500-5.000 kWh annui, l'Italia appare in parziale recupero rispetto al passato, seppure continui a collocarsi nel gruppo di testa, con prezzi lordi dell'energia elettrica relativamente più elevati della media europea. A tale riguardo, occorre sottolineare che nel periodo 2008-2011 il differenziale di prezzo dell'energia elettrica tra quanto pagato dai clienti domestici italiani rispetto alla media europea si è dimezzato, segnando una riduzione quantificabile in circa il 54%. Tra i paesi con i prezzi più elevati, se raffrontati ai valori medi italiani, rientrano Danimarca, Germania, Svezia e Belgio. I paesi con prezzi al di sotto della media europea includono, fra l'altro, Francia, Finlandia, Regno Unito e Grecia, mentre tra i prezzi più bassi figurano quelli relativi

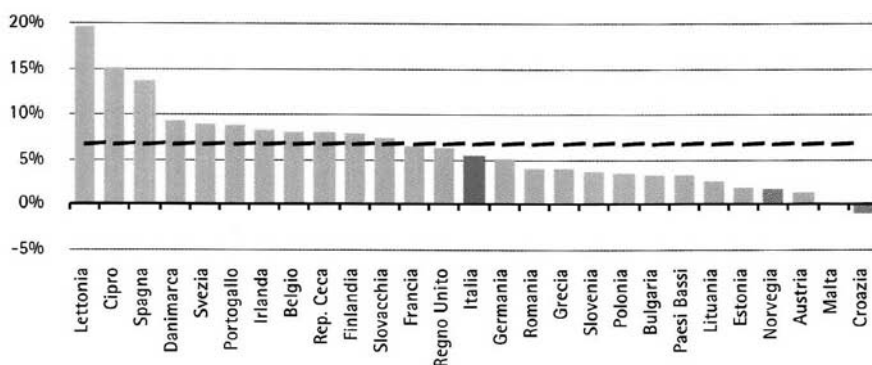


FIG. 1.22

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Variazione percentuale 2011-2010 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh^(A)

(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio dell'Unione europea. Nel grafico sono anche rappresentate le variazioni di prezzo di due paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

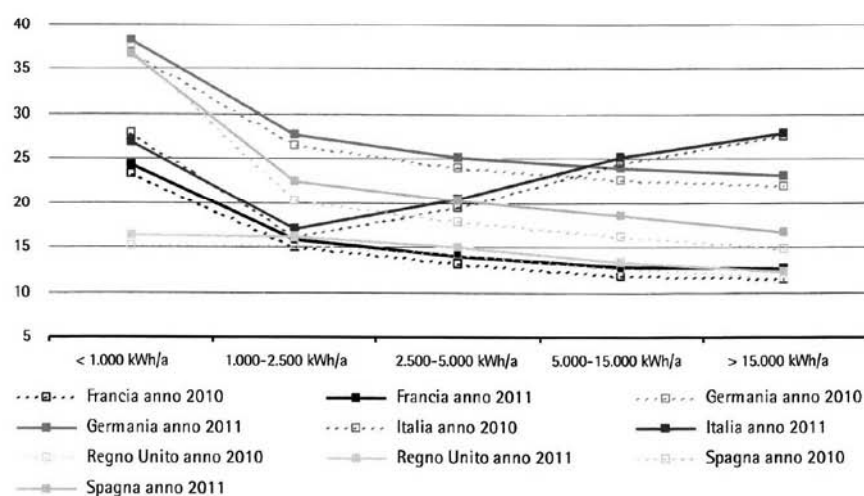
TAV. 1.17

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; anno 2011; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		> 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	20,53	29,32	15,80	22,06	14,43	19,76	13,14	17,93	11,93	16,21
Belgio	22,95	30,00	17,85	23,68	15,84	21,28	13,93	19,00	11,66	16,24
Bulgaria	7,05	8,46	7,03	8,44	7,08	8,50	7,04	8,45	7,07	8,48
Cipro	21,21	25,05	18,79	22,27	18,83	22,32	18,46	21,89	17,71	20,99
Danimarca	15,35	32,49	15,35	32,49	12,89	29,42	11,09	25,74	11,09	25,74
Estonia	7,59	10,39	7,50	10,28	7,34	10,08	7,10	9,79	6,46	9,03
Finlandia	20,56	26,88	13,64	18,37	10,54	14,55	9,08	12,76	7,47	10,77
Francia	19,88	24,45	11,76	15,84	10,06	14,03	8,96	12,87	8,66	12,58
Germania	24,71	38,33	16,03	27,76	14,01	25,30	13,10	24,11	12,61	23,22
Grecia	12,87	15,02	9,18	10,95	10,14	12,44	10,57	13,87	9,69	13,27
Irlanda	35,61	47,78	19,67	24,28	16,70	19,94	14,68	17,17	12,51	14,36
Italia	21,05	26,93	12,79	16,99	14,19	20,49	17,51	25,14	19,90	27,91
Lettonia	9,60	11,71	9,70	11,84	10,29	12,55	10,74	13,10	10,89	13,28
Lituania	10,91	13,19	10,44	12,63	10,07	12,18	9,75	11,80	9,17	11,10
Lussemburgo	22,12	24,85	16,18	18,55	14,43	16,69	13,33	15,54	11,76	13,87
Malta	37,05	39,00	19,00	20,00	16,15	17,00	17,10	18,00	31,35	33,00
Paesi Bassi ^(A)	24,18	n.d.	15,24	10,43	13,13	17,58	11,61	21,03	10,69	17,31
Polonia	14,44	18,36	11,84	15,16	10,99	14,11	10,39	13,38	10,41	13,40
Portogallo	19,30	35,47	11,62	19,88	10,42	17,68	9,32	16,08	8,95	15,11
Regno Unito	15,55	16,32	15,53	16,30	14,37	15,09	12,77	13,40	11,78	12,37
Rep. Ceca	25,79	31,08	19,12	23,06	12,20	14,81	10,21	12,41	8,83	10,74
Romania	8,43	10,94	8,49	11,01	8,36	10,84	8,28	10,75	8,00	10,39
Slovacchia	19,63	23,91	15,55	19,02	13,84	16,96	12,38	15,22	10,75	13,26
Slovenia	16,09	22,76	12,48	16,88	11,14	14,67	10,44	13,47	9,89	12,54
Spagna	29,67	36,80	18,19	22,56	16,41	20,35	14,95	18,53	13,48	16,71
Svezia	25,10	35,13	15,03	22,54	13,58	20,68	11,28	17,82	9,87	16,05
Ungheria	14,51	18,50	13,26	16,95	12,64	16,18	11,91	15,26	12,29	15,74
Croazia	15,18	18,75	9,52	11,79	9,22	11,42	8,80	10,91	8,46	10,49
Norvegia	35,63	46,33	22,18	29,52	14,57	20,02	10,42	14,83	9,18	13,27
Unione europea	21,22	27,57	14,38	19,40	12,96	18,16	12,11	17,37	11,59	16,62
Area euro	23,20	30,65	14,38	20,15	12,97	19,08	12,37	18,66	11,96	17,98

(A) Nei Paesi Bassi è previsto uno sconto sul prezzo finale lordo che, per la prima classe di consumo, rende poco significativo il dato di prezzo al lordo delle imposte.



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.23

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali paesi europei
Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh

ad alcuni paesi dell'Europa orientale. Occorre ricordare inoltre che la comparazione risente di livelli di tassazione poco omogenei tra paesi: pertanto, mentre la Danimarca e la Germania vengono penalizzate dagli alti livelli di tassazione (superiori anche al 50%), il Regno Unito presenta un'incidenza fiscale molto contenuta (intorno al 5%, ben al di sotto della media europea che è vicina al 30%). Il confronto con l'anno precedente, riferito alla medesima classe di consumo, evidenzia in Italia un aumento dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici pari a circa il 5,5%, contro un incremento medio dei prezzi europei che si attesta intorno al 6,7% (Fig. 1.22). Con riferimento alle classi di consumo superiori a 5.000 kWh annui, nel 2011 i prezzi lordi italiani risultano sostanzialmente in linea con i valori registrati nell'anno precedente, proseguendo il trend di graduale riduzione del differenziale rispetto ai prezzi medi europei, che rimangono tuttavia notevolmente inferiori ai valori registrati in Italia.

Prezzi per le utenze industriali

Nell'anno 2011 le imprese italiane hanno pagato prezzi dell'energia elettrica, sia al lordo sia al netto delle imposte, superiori alla media europea per tutte le classi di consumo (Tav. 1.18). Con riferimento

alla classe di consumo 500-2.000 MWh annui, una delle più rappresentative per il mercato italiano, i prezzi medi italiani risultano superiori del 34% al lordo delle imposte e del 27% al netto, rispetto ai livelli medi europei. Anche i prezzi medi lordi pagati dalle imprese danesi e tedesche si collocano su livelli superiori alla media europea. Occorre sottolineare, tuttavia, che tali paesi presentano livelli di imposizione fiscale particolarmente elevati. Per la medesima classe di consumo, con riferimento al differenziale tra il prezzo al lordo delle imposte pagato dalle utenze industriali italiane e il prezzo medio europeo, nel periodo compreso tra il 2008 e il 2011 si registra un lieve incremento (complessivamente pari a circa l'11% per l'intero periodo).

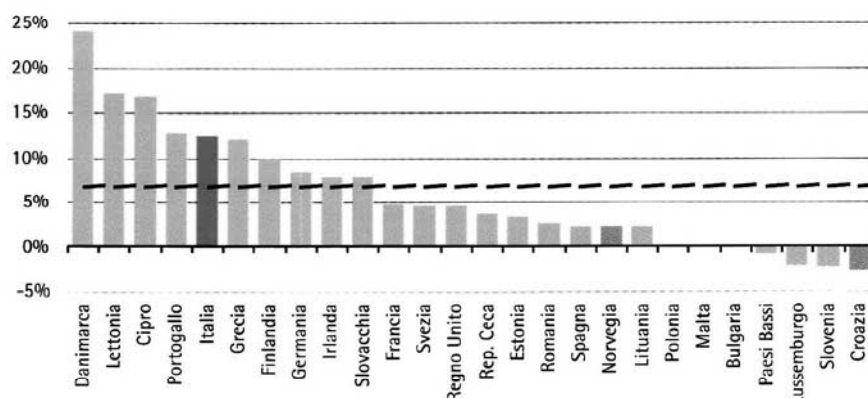
Rispetto ai prezzi registrati nel 2010 per la medesima classe di consumo, i paesi europei evidenziano una tendenza di sensibile incremento dei livelli medi di prezzo che si riflette in un aumento del valore medio europeo, pari a circa il 6,8%. Per quanto concerne l'Italia, il prezzo medio lordo per la classe di consumo 500-2.000 MWh indica una variazione percentuale del 12,5%, superiore rispetto alla media europea (Fig. 1.24).

La figura 1.25 confronta i prezzi medi lordi per i principali paesi europei. Da tale comparazione risulta confermato il livello relativamente più elevato dei prezzi pagati dalle imprese italiane

FIG. 1.24

Variazione dei prezzi finali
dell'energia elettrica
per usi industriali

Variazione percentuale 2011-2010
dei prezzi al lordo delle imposte per
consumi annui compresi tra 500 e
2.000 MWh^(A)



(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio dell'Unione europea. Nel grafico sono anche rappresentate le variazioni di prezzo di due paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

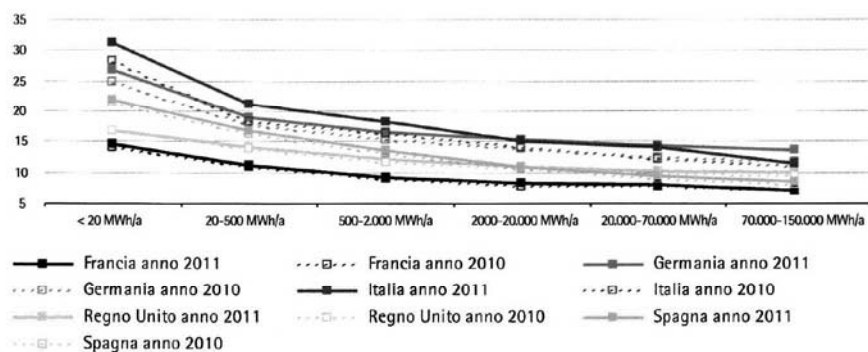
rispetto ai prezzi prevalenti negli altri paesi, in particolare per i livelli di consumo inferiore. Con riferimento alle classi di consumo più elevate, tuttavia, il differenziale nei confronti degli

altri Stati europei si riduce significativamente, con prezzi pagati dalle utenze industriali, in particolare per le classi di consumo più alte, che risultano inferiori a quelli della Germania.

FIG. 1.25

Prezzi finali dell'energia
elettrica per usi industriali per
i principali paesi europei

Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.18

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; anno 2011; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Belgio	16,16	21,59	12,83	17,32	9,96	13,55	8,80	12,03	7,63	10,49	6,97	9,44
Bulgaria	8,01	9,73	7,38	8,97	6,48	7,89	5,78	7,05	5,03	6,15	4,79	5,87
Cipro	20,84	24,69	20,16	23,91	18,23	21,69	16,75	19,99	15,87	18,98	15,69	18,77
Danimarca	11,09	25,74	9,16	24,73	8,43	23,80	8,38	23,77	7,61	22,82	7,61	22,82
Estonia	6,86	9,34	6,56	9,12	6,33	8,82	6,24	8,68	6,02	8,17	5,67	7,60
Finlandia	8,91	11,82	8,08	10,80	6,83	9,27	6,58	8,95	5,56	7,71	5,52	7,66
Francia	10,73	14,53	8,40	11,21	6,75	9,26	6,13	8,14	5,94	7,84	5,32	7,00
Germania	16,57	26,80	11,00	19,08	9,00	16,65	7,98	15,28	7,12	14,29	7,24	13,71
Grecia	13,76	17,75	11,34	14,78	9,50	12,19	7,79	10,20	6,78	8,90	5,31	6,84
Irlanda	17,40	21,71	13,83	15,96	11,91	13,71	9,02	10,26	7,95	8,79	n.d.	n.d.
Italia	21,82	31,43	13,84	21,21	11,90	18,33	10,47	15,15	10,45	14,06	8,83	11,49
Lettonia	13,50	16,47	11,24	13,72	10,43	12,73	9,47	11,55	9,44	11,51	7,96	9,71
Lituania	13,05	15,84	11,38	13,81	10,40	12,63	10,20	12,39	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Lussemburgo	15,75	18,09	10,89	12,00	9,58	10,60	7,10	7,74	6,09	6,55	n.d.	n.d.
Malta	29,00	30,45	20,00	21,00	18,00	18,90	16,00	16,80	15,00	15,75	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	15,04	22,68	10,26	17,07	8,43	12,21	7,58	10,66	7,07	9,38	7,18	9,60
Polonia	15,17	19,26	11,25	14,44	9,29	12,03	7,77	10,15	7,30	9,59	7,06	9,27
Portogallo	10,73	18,94	9,31	13,93	8,99	10,97	8,35	10,05	6,69	8,41	6,06	7,75
Regno Unito	13,62	16,81	11,30	14,13	9,69	12,16	8,73	10,94	8,24	10,22	8,01	9,91
Rep. Ceca	18,18	21,96	14,26	17,25	10,84	13,15	9,70	11,78	9,95	12,08	9,49	11,52
Romania	10,50	13,46	9,78	12,56	8,03	10,40	7,03	9,16	6,34	8,30	6,03	7,90
Slovacchia	19,66	24,11	14,63	18,08	12,26	15,22	11,23	13,99	10,13	12,67	9,12	11,46
Slovenia	12,91	17,25	10,57	13,64	8,89	11,71	7,63	10,16	6,87	9,13	6,68	8,96
Spagna	17,77	22,04	13,50	16,75	10,91	13,53	8,82	10,94	7,62	9,45	6,85	8,50
Svezia	15,38	19,29	9,68	12,17	8,55	10,76	7,43	9,35	6,62	8,33	6,09	7,68
Ungheria	12,20	16,24	10,81	14,50	9,67	13,08	9,21	12,50	9,89	13,35	7,12	9,88
Croazia	11,34	14,03	10,26	12,68	8,93	11,05	7,62	9,42	5,95	7,36	5,50	6,82
Norvegia	9,36	13,49	8,82	12,82	8,63	12,59	7,18	10,77	6,00	9,29	4,29	7,16
Unione europea	15,36	21,61	11,19	16,13	9,33	13,66	8,23	12,02	7,61	11,11	7,10	10,25
Area euro	15,84	22,95	11,29	16,86	9,36	14,22	8,23	12,46	7,57	11,45	7,03	10,48

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi del gas naturale

Prezzi per le utenze domestiche

Nel 2011 il prezzo italiano del gas al netto delle imposte, per un consumatore domestico, si è collocato su livelli in linea con la media europea per la classe di consumo più bassa (consumo minore di 525,36 m³) e per quella più elevata (consumo maggiore di 5.253,6 m³), mentre è risultato superiore alla media europea del 7,3% per la classe di consumo intermedia. Il posizionamento dei prezzi italiani migliora se confrontato con i livelli medi registrati nell'area euro. Il prezzo del gas per le utenze domestiche si è collocato a un livello superiore rispetto al prezzo medio europeo, se calcolato al lordo delle imposte, con scostamenti positivi consistenti per le classi di consumo più alte (consumi annui

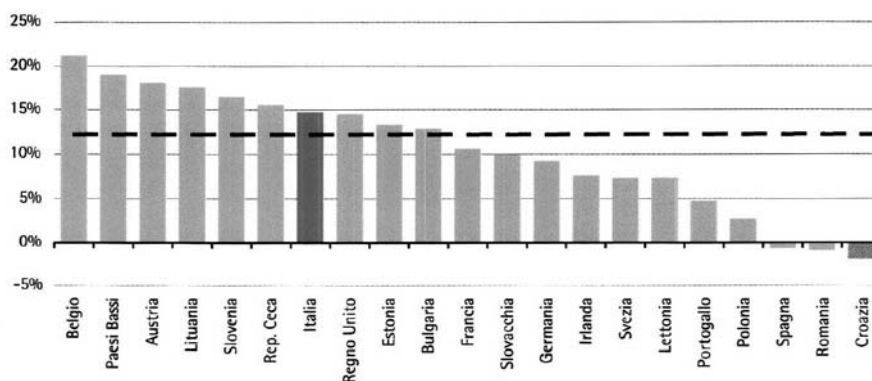
superiori ai 525 m³), per effetto di un livello di imposizione fiscale relativamente elevato rispetto alla media dei paesi europei. Il posizionamento dei prezzi italiani migliora se confrontato alla media dell'area euro, in particolare con riferimento alla prima classe di consumo (inferiore di circa il 9%).

Tra i paesi che presentano prezzi più elevati al lordo delle imposte rispetto alla media europea, per la classe di consumo centrale (consumi annui compresi tra 525 e 5.254 m³), figurano anche Danimarca, Svezia, Paesi Bassi, Slovenia, Austria, Belgio e Portogallo. Per Svezia, Paesi Bassi, Danimarca e Italia questi prezzi sono anche la conseguenza di livelli di tassazione significativamente elevati.

Nel periodo 2008-2011 il differenziale tra il prezzo pagato dalle utenze domestiche italiane e il prezzo medio europeo, per la stessa

FIG. 1.26

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici
Variazione percentuale 2011-2010
dei prezzi^(A) al netto delle imposte per
consumi annui compresi tra 525,36 e
5.253,60 m³



(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio dell'Unione europea. Nel grafico è rappresentata anche la variazione di prezzo della Croazia che non è uno Stato membro dell'Unione europea.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.19

Prezzi finali del gas naturale
per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle
imposte; anno 2011; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m3)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	67,06	90,26	55,30	74,84	48,75	66,62
Belgio	75,95	97,02	57,81	72,16	52,38	66,07
Bulgaria	39,12	46,96	39,74	47,68	40,03	48,04
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	59,78	118,76	59,78	118,76	59,78	118,76
Estonia	47,02	59,29	35,33	45,26	33,35	42,87
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	105,95	127,42	54,00	64,83	46,62	55,81
Germania	83,35	109,73	48,27	64,93	45,72	61,88
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	56,57	67,53	49,59	59,60	46,31	55,89
Italia	71,51	98,18	53,05	82,97	45,19	76,08
Lettonia	60,67	72,21	37,11	44,61	36,71	44,20
Lituania	61,70	74,65	42,57	51,51	36,73	44,44
Lussemburgo	67,69	74,08	50,37	56,02	47,42	54,40
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	78,37	119,77	51,45	84,59	48,02	79,74
Polonia	52,12	64,11	41,43	50,96	38,17	46,95
Portogallo	81,89	90,99	63,98	71,30	54,99	61,37
Regno Unito	54,40	57,09	47,73	50,12	41,65	43,71
Rep. Ceca	80,05	96,05	50,21	60,25	47,54	57,04
Romania	15,33	29,81	15,48	29,65	15,26	28,93
Slovacchia	88,36	106,02	43,08	51,66	45,32	54,40
Slovenia	69,91	89,54	59,64	77,22	51,81	67,84
Spagna	61,46	72,52	48,23	56,89	48,86	57,67
Svezia	120,38	188,31	69,19	124,32	60,79	113,81
Ungheria	51,77	64,71	47,81	59,76	46,94	58,68
Croazia	32,11	39,48	32,11	39,48	32,11	39,48
Norvegia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Unione europea	71,76	90,66	49,45	64,34	44,60	59,10
Area euro	81,92	107,62	51,45	71,42	46,62	66,15

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

classe di consumo, è risultato crescente sia al netto sia al lordo delle imposte. Il differenziale dei prezzi netti, che nel 2008 era quasi nullo, ha registrato un lieve aumento, per cui a fine periodo il prezzo italiano ha segnato un valore del 7,3% superiore alla media europea, come già evidenziato; il differenziale dei prezzi lordi ha subito un incremento più sensibile per effetto del quale il prezzo italiano, che all'inizio del periodo osservato era superiore del 15% rispetto alla media europea, nel 2011 è risultato superiore del 29%. Con riferimento alla medesima classe di consumo, il prezzo medio europeo al netto delle imposte evidenzia un notevole incremento, in termini percentuali, rispetto al 2010 (+12% circa); a livello nazionale, tra i paesi con aumenti più significativi, si collocano Belgio (21%), Paesi Bassi (19%), Austria (18%), Slovenia (16%), nonché alcuni paesi dell'area baltica, mentre lievi diminuzioni si registrano in Spagna e in Romania. Nel 2011 il prezzo medio italiano si attesta su livelli superiori a quelli registrati nel 2010, segnando un incremento del 14,7% (Fig. 1.26).

Nel confronto con i principali paesi europei i prezzi italiani netti risultano, con riferimento alla classe di consumo più bassa, inferiori a quelli di Francia e Germania e superiori ai prezzi pagati in Spagna e nel Regno Unito. Rispetto alle classi di consumo più elevate, i prezzi pagati

nei principali paesi europei evidenziano una maggiore convergenza, con differenziali reciproci relativamente limitati (Fig. 1.27).

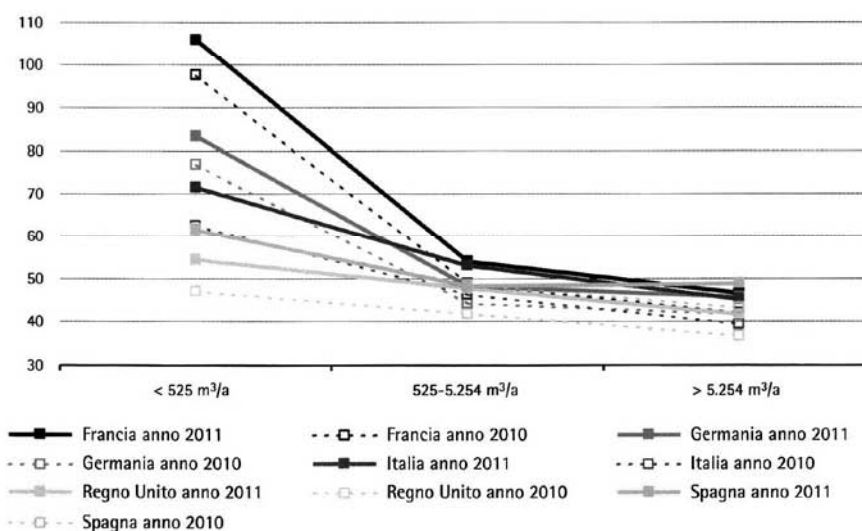
Prezzi per le utenze industriali

Nel 2011 i prezzi lordi pagati dalle imprese italiane per l'utilizzo del gas (esclusi gli impieghi non energetici e per la generazione elettrica) si sono collocati su livelli superiori alla media europea per la classe di consumo più bassa fino 26 k(m³)/anno, mentre sono risultati inferiori alla media europea per i consumi più elevati. Per quanto riguarda i prezzi al netto delle imposte, i livelli registrati risultano abbastanza in linea con la media europea, con scostamenti positivi o negativi limitati per tutte le classi di consumo (Tav. 1.20).

Con riferimento alla classe di consumo 2,63-26,27 M(m³)/anno, Danimarca, Svezia, Germania, Finlandia, nonché alcuni paesi dell'Europa orientale, spesso penalizzati dagli alti livelli di tassazione, evidenziano prezzi lordi superiori alla media europea, mentre Regno Unito, Irlanda, Spagna, Belgio, Paesi Bassi e Portogallo si collocano, insieme con l'Italia, su livelli relativamente inferiori. Per la medesima classe di consumo, il differenziale dei prezzi al netto delle imposte pagati dalle utenze industriali italiane e il re-

FIG. 1.27

Prezzi finali del gas naturale
per usi domestici per i
principali paesi europei
Prezzi al netto delle imposte; c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

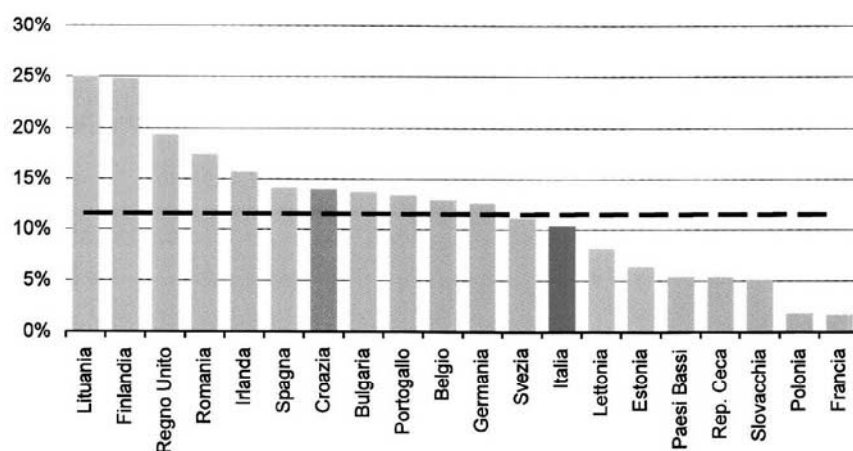


FIG. 1.28

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali
Variazione percentuale 2011-2010
dei prezzi^(A) al netto delle imposte
per consumi annui compresi
tra 2,63 e 26,27 M(m³)

(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio dell'Unione europea. Nel grafico è rappresentata anche la variazione di prezzo della Croazia, che non è uno Stato membro dell'Unione europea.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

lativo prezzo medio europeo, nel periodo compreso fra il 2008 e il 2011, è andato progressivamente annullandosi, rendendo il prezzo italiano sostanzialmente in linea con quello europeo (inferiore del 2% rispetto alla media europea a fine periodo). Il corrispettivo differenziale dei prezzi lordi, che poneva il prezzo italiano a un livello già leggermente inferiore al prezzo medio europeo all'inizio del periodo osservato (-3%), è andato aumentando in valore assoluto, rendendo il prezzo italiano nel 2011 ulteriormente più basso rispetto alla media europea (-12%).

In confronto all'anno precedente, i prezzi finali al netto delle imposte della medesima classe di consumo evidenziano in Italia un aumento di circa il 10%, lievemente inferiore rispetto all'incremento medio dell'Unione europea, pari a circa l'11%. Una significativa crescita dei prezzi del gas naturale si registra in Regno Unito (+19%), Irlanda (+16%), Spagna (+14%) e Germania (+13%), mentre si assiste a un incremento dei prezzi inferiore a quello medio dell'Unione europea in alcuni paesi dell'Europa orientale, nei Paesi Bassi e, seppure in misura contenuta, in Italia (Fig. 1.27).

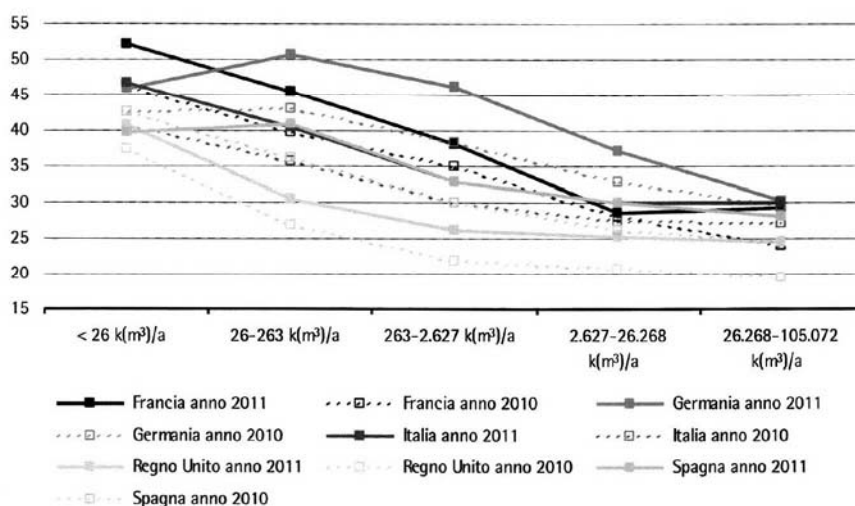


FIG. 1.29

Prezzi finali del gas naturale
per usi industriali per i
principali paesi europei
Prezzi al netto delle imposte; c€/m³

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.20

Prezzi finali del gas naturale
per i consumatori industriali
Prezzi al netto e al lordo delle
imposte; anno 2011; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m ³)									
	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Belgio	52,94	66,37	44,03	55,50	33,35	42,28	27,87	34,78	27,07	33,56
Bulgaria	36,37	43,64	34,56	41,47	32,02	38,43	29,51	35,47	28,55	34,27
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	59,78	118,76	59,78	118,76	35,13	87,83	33,04	85,22	n.d.	n.d.
Estonia	33,10	42,01	31,12	39,42	29,64	37,33	28,95	36,28	27,75	34,51
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	37,80	57,08	37,86	57,14	33,77	52,12
Francia	52,04	63,69	45,45	55,33	38,15	46,44	28,67	34,09	29,39	34,22
Germania	46,06	59,90	50,65	65,35	46,22	60,07	37,06	49,19	30,26	41,10
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	43,89	53,13	40,87	49,68	38,34	45,38	28,11	30,55	n.d.	n.d.
Italia	46,62	67,23	40,41	53,01	32,76	38,85	30,11	34,34	29,90	34,78
Lettonia	37,60	47,03	35,33	44,23	32,18	40,40	31,16	39,14	28,08	35,39
Lituania	42,23	51,10	42,45	51,37	41,30	49,97	39,72	48,06	n.d.	n.d.
Lussemburgo	51,26	55,54	49,95	53,79	47,89	51,56	36,70	39,19	n.d.	n.d.
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	41,11	72,24	36,15	59,46	29,28	42,33	27,03	35,48	25,54	31,29
Polonia	42,77	52,61	38,53	47,39	34,13	41,99	29,69	36,52	27,20	33,46
Portogallo	58,59	65,59	47,49	52,54	37,95	41,74	32,95	36,18	30,61	33,62
Regno Unito	40,73	50,75	30,58	38,62	26,25	33,21	25,31	31,34	24,54	29,89
Rep. Ceca	48,08	59,28	40,73	50,46	33,50	41,78	31,54	39,43	28,18	35,39
Romania	17,41	31,95	17,19	31,38	17,25	31,09	17,70	29,06	18,56	28,51
Slovacchia	49,59	61,18	44,05	54,55	38,49	47,87	31,84	39,92	27,50	34,66
Slovenia	58,07	75,36	57,52	74,67	46,35	61,27	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Spagna	39,84	47,02	40,94	48,33	32,95	38,87	30,00	35,42	28,00	33,04
Svezia	61,34	114,50	54,03	105,36	47,18	96,80	42,34	90,74	n.d.	n.d.
Ungheria	48,60	62,26	45,85	58,83	38,36	49,46	38,56	49,71	33,47	43,34
Croazia	44,26	54,44	44,26	54,44	44,26	54,44	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Norvegia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Unione europea	44,98	59,60	42,03	54,72	35,71	45,80	30,66	38,98	n.d.	n.d.
Area euro	46,63	61,79	44,85	57,87	38,09	48,02	31,86	39,74	n.d.	n.d.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

L'*European Emission Trading Scheme* (EU ETS), introdotto dalla direttiva 2003/87/CE, ha previsto un primo periodo di applicazione negli anni 2005-2007 (Fase 1), in vista della fase relativa agli anni 2008-2012 (Fase 2), durante la quale si dovranno raggiungere i target di riduzione delle emissioni fissati dal Protocollo di Kyoto (-8% rispetto al 1990 per l'Unione europea a 15 paesi e -6,5% per l'Italia).

Il 17 dicembre 2008 il Parlamento europeo ha approvato la proposta della Commissione europea, tesa a modificare l'attuale sistema di scambio delle quote come definito dalla direttiva 2003/87/CE, con riferimento agli anni successivi al 2012. La nuova direttiva 2009/29/CE è stata formalmente adottata in via definitiva dal Parlamento e dal Consiglio europei a fine marzo 2009; sulla base della nuova direttiva, a partire dal 2013 le installazioni operanti nel settore termoelettrico non riceveranno più permessi gratuiti

ma, salvo opzioni limitate e temporanee di deroga a questa regola, dovranno acquistare i permessi partecipando ad aste su piattaforme organizzate. Germania, Polonia e Regno Unito sono gli unici Stati che hanno optato per istituire aste nazionali per la vendita dei permessi d'emissione nella Fase 3 dell'ETS, avvalendosi dell'opzione prevista dal regolamento sulle aste, approvato nell'ottobre del 2010. Per gli altri paesi sarà invece selezionata una piattaforma unica a livello europeo.

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2010-2011

I dati del registro europeo (*Community Independent Transaction Log - CITL*), estratti in data 2 aprile 2012, mettono in evidenza una significativa riduzione delle emissioni a livello europeo nel 2011 rispetto all'anno precedente, nell'ordine del 12% circa⁴.

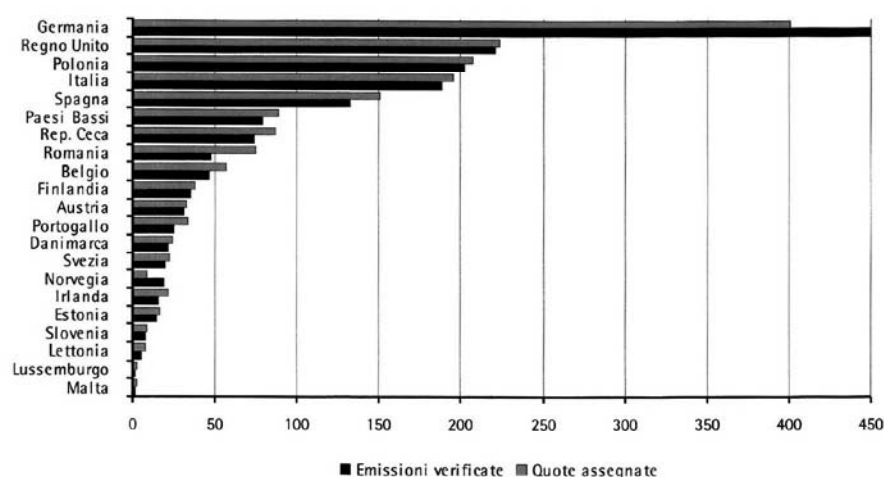


FIG. 1.30

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2011^(A)
MtCO₂

(A) Nel grafico sono riportati i paesi per i quali i dati relativi alle emissioni sono stati comunicati almeno dal 90% delle installazioni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL in data 2 aprile 2012.

⁴ A tale data, la quota di copertura delle emissioni, calcolata come percentuale delle quote assegnate alle installazioni adempienti rispetto al totale delle assegnazioni, è pari al 100% nel 2010 e all'89,2% nel 2011.

TAV. 1.21

Emissioni effettive e
assegnazioni per gli anni
2010-2011 in Italia
MtCO₂

SETTORE PRODUTTIVO	2010			2011		
	ASSEGNAZIONI	EMISSIONI VERIFICATE	DIFFERENZA	ASSEGNAZIONI	EMISSIONI VERIFICATE	DIFFERENZA
Impianti di combustione	120,6	122,4	-1,8	115,4	120,4	-4,9
Impianti di raffinazione	19,7	24,9	-5,2	19,7	23,7	-4,0
Produzione di acciaio	19,1	12,8	6,3	19,1	14,3	4,9
Produzione di calce e cemento	31,0	23,6	7,5	31,0	22,2	8,8
Produzione di vetro	3,1	2,7	0,3	3,1	2,8	0,2
Produzione di ceramica e laterizi	0,8	0,4	0,4	0,8	0,3	0,4
Produzione di pasta per carta e cartoni	5,5	4,5	0,9	5,4	4,5	0,9
Altre attività	0,4	0,3	0,1	0,4	0,3	0,0
TOTALE SETTORI	200,0	191,5	8,5	194,9	188,6	6,3

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CTL in data 2 aprile 2012.

Con riferimento al 2011, considerando i paesi nei quali almeno il 90% delle installazioni ha comunicato le proprie emissioni, si evidenzia una sovrallocazione di quote poco superiore a 60 MtCO₂. A tale esito hanno contribuito soprattutto Romania (27 MtCO₂), Spagna (18 MtCO₂) e Repubblica Ceca (12 MtCO₂). La Germania, per contro, ha registrato una situazione di forte sottoallocazione, di poco inferiore a 50 MtCO₂. Si ricorda che il registro è aggiornato quotidianamente e che riflette tutti i movimenti di variazione dei permessi (per esempio, modifiche di assegnazioni per apertura di nuovi impianti e/o ampliamenti, oppure chiusura di impianti esistenti e rettifiche di dati). Per l'Italia, in particolare, con riferimento ai settori soggetti all'EU ETS, è stato verificato un ammontare di emissioni nel 2011 pari a 188,6 MtCO₂, che determina una sovrallocazione di poco superiore a 6 MtCO₂. A questo risultato hanno contribuito in maniera significativa le dinamiche nei settori della produzione sia della calce e del cemento sia dell'acciaio, che hanno registrato un surplus di quote rispettivamente pari a 8,8 e a 4,9 MtCO₂. Gli impianti di combustione e quelli di raffinazione hanno invece scontato un deficit di permessi, rispettivamente pari a 4,9 e a 4,0 MtCO₂.

Prezzo della tonnellata di CO₂ nel 2011

Nel mercato europeo dei permessi di emissione EUA (*European Union Allowance*) il valore degli scambi nel 2011 ha evidenziato una crescita del 5,5% rispetto al 2010, raggiungendo i 106 miliardi di euro. Questo livello rappresenta l'84% del mercato mondiale dei gas serra.

Nel corso del 2011, il prezzo del contratto spot dei permessi EUA nella Borsa Bluenext (caratterizzata dai volumi di scambio maggiori), dopo un incremento superiore a 1,5 €/tCO₂ intorno alla metà del mese di marzo, ha subito una forte riduzione nel mese di giugno, raggiungendo i 12 €/tCO₂. Nell'ultimo trimestre dell'anno il prezzo ha registrato una costante diminuzione, scendendo sotto i 7 €/tCO₂ nel mese di dicembre. Il prezzo medio su base annuale è risultato pari a 13,02 €/tCO₂. Nel 2011 si evidenzia una forte contrazione dei volumi scambiati rispetto all'anno precedente, passati da circa 270 milioni di tonnellate a circa 45 milioni di tonnellate.

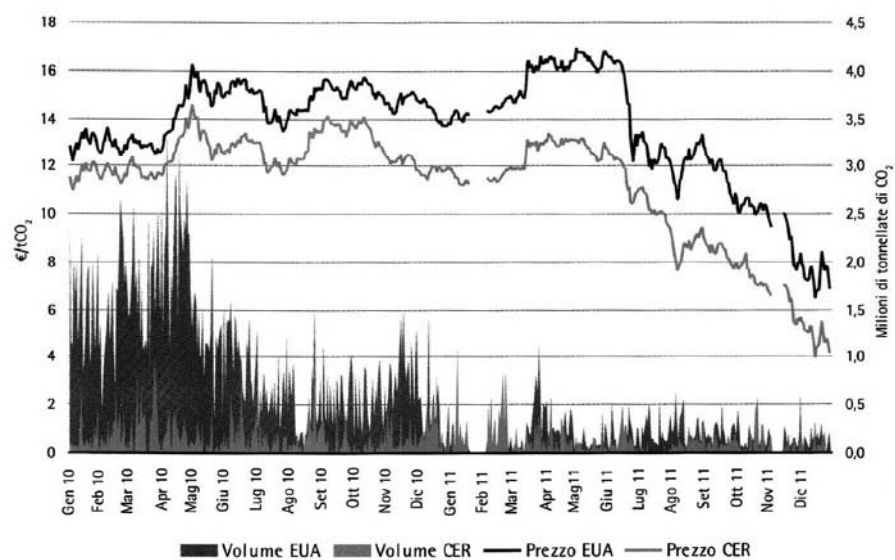
Nella stessa Borsa, il prezzo medio spot dei crediti CER (*Certified Emission Reduction*, provenienti dalle riduzioni di emissioni dei progetti in atto nei paesi in via di sviluppo, previsti dai meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto) è risultato pari a 9,94 €/tCO₂, con

uno spread rispetto al prezzo dei permessi EUA che ha raggiunto il punto massimo nel mese di giugno (4,15 €/tCO₂). Anche in questo caso si è registrata una riduzione dei volumi scambiati nel corso del

2011, nell'ordine del 38% circa, risultando questi pari a poco meno di 29 milioni di tonnellate rispetto a circa 46 milioni di tonnellate nell'anno precedente.

FIG. 1.31

Andamento dei prezzi spot della CO₂ nella Borsa Bluenext nel 2010-2011
€/tCO₂; milioni di tonnellate di CO₂



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bluenext.

2.

Struttura,
prezzi e qualità
nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2011

Secondo i primi dati (provvisori) diffusi dal gestore della rete nazionale, nel 2011 la domanda di energia elettrica è aumentata dello 0,6% rispetto all'anno precedente. In particolare, la domanda è risultata pari a 332,3 TWh, in crescita di poco meno di 2 TWh rispetto al 2010. Durante lo stesso periodo, il PIL ha registrato un aumento dello 0,4%. La domanda relativa al 2011 è comunque ancora molto inferiore in confronto a quella registrata nel periodo precedente la crisi, risultando più bassa di circa 7 TWh se paragonata alla disponibilità per il consumo nel 2008.

La tavola 2.1 presenta il bilancio dell'energia elettrica in Italia, indicando le disponibilità e gli impieghi nel 2011, confrontati con gli

analoghi valori registrati nel 2010.

Nel corso del 2011, la produzione nazionale destinata al consumo ha coperto l'86,3% del fabbisogno complessivo, confermando nella sostanza la quota registrata nell'anno precedente (86,6%). La parte restante della domanda è stata soddisfatta mediante importazioni nette dall'estero per 45,6 TWh, in aumento del 3,3% rispetto all'anno precedente, in ragione di un incremento dell'energia ricevuta dall'estero. Con riferimento agli impieghi, il leggero aumento dei consumi al netto delle perdite è da attribuirsi a un moderato incremento della domanda da parte del settore industriale, pari a circa 1 TWh, e del settore terziario, nell'ordine di 0,8 TWh.

TAV. 2.1

Bilancio dell'energia
elettrica nel 2010-2011
GWh

	2010	2011 ^(A)	VARIAZIONE %
Produzione lorda	302.062	300.389	-0,6%
Servizi ausiliari	11.314	11.223	-0,8%
Produzione netta	290.748	289.166	-0,5%
Ricevuta da fornitori esteri	45.987	47.349	3,0%
Ceduta a clienti esteri	1.827	1.723	-5,7%
Destinata ai pompaggi	4.454	2.518	-43,5%
Disponibilità per il consumo	330.455	332.274	0,6%
Perdite	20.570	20.574	0,0%
Consumi al netto delle perdite	309.884	311.700	0,6%
Agricoltura	5.610	5.600	-0,2%
Industria	138.439	139.400	0,7%
Terziario	96.284	97.060	0,8%
Domestico	69.551	69.640	0,1%

(A) I dati relativi al 2011 sono provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel corso del 2011 la produzione lorda totale di energia elettrica è risultata pari a circa 300,3 TWh, in diminuzione dello 0,6% rispetto al livello registrato nel 2010. I dati disaggregati per fonte evidenziano un calo della produzione termoelettrica (-3,7%), che è passata da circa 222 TWh nel 2010 a 214 TWh nel 2011 (Tav. 2.2). La produzione di energia elettrica da gas naturale ha riportato una

contrazione del 7,0% rispetto al livello raggiunto un anno prima, mentre è aumentata in misura significativa la generazione elettrica da carbone (+11,1%). Nel 2011 è continuata la contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-9,5%), che segue alla riduzione dell'anno precedente (-37,6%).

La produzione da fonti rinnovabili è aumentata nel 2011 del 9,4% rispetto al livello segnato nel 2010. Tale risultato è stato conseguito nonostante la riduzione della produzione idroelettrica da apporti

TAV. 2.2

Produzione lorda
per fonte
nel periodo 2004-2011
GWh

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011 ^(A)
Produzione termoelettrica	241.626	248.228	256.879	260.323	255.362	219.007	221.808	213.676
Solidi	45.518	43.606	44.207	44.112	43.074	39.745	39.734	44.145
Gas naturale	129.772	149.259	158.079	172.646	172.697	147.270	152.736	142.045
Prodotti petroliferi	47.253	35.846	33.830	22.865	19.195	15.878	9.908	8.967
Altro	19.083	19.517	20.762	20.700	20.396	16.113	19.430	18.520
Produzione da fonti rinnovabili	54.531	48.584	50.781	47.899	58.164	69.330	76.965	84.193
Biomassa e rifiuti	4.499	4.845	5.286	5.441	5.966	7.631	9.440	11.320
Eolico	1.847	2.343	2.971	4.034	4.861	6.543	9.126	10.140
Fotovoltaico	4	4	2	39	193	677	1.906	10.730
Geotermico	5.437	5.325	5.527	5.569	5.520	5.342	5.376	5.654
Idroelettrico da apporti naturali	42.744	36.067	36.994	32.815	41.623	49.138	51.117	46.349
Produzione idroelettrica da pompaggi	7.164	6.860	6.431	5.666	5.604	4.305	3.290	2.463
PRODUZIONE TOTALE	303.321	303.672	314.090	313.888	319.130	292.642	302.062	300.332
Per memoria:								
Produzione idroelettrica totale	49.908	42.927	43.425	38.481	47.227	53.443	53.771	48.812

(A) I dati relativi al 2011 sono provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Terna.

naturali (-9,3%) ed è imputabile, oltre che al forte aumento registrato nella generazione da biomassa e rifiuti (+19,9%), fonte eolica (+11,1%) e geotermica (+5,2%), alla crescita esponenziale nella generazione fotovoltaica (+463%), che ha raggiunto circa 10,7 TWh, contro i circa 1,9 TWh dell'anno precedente.

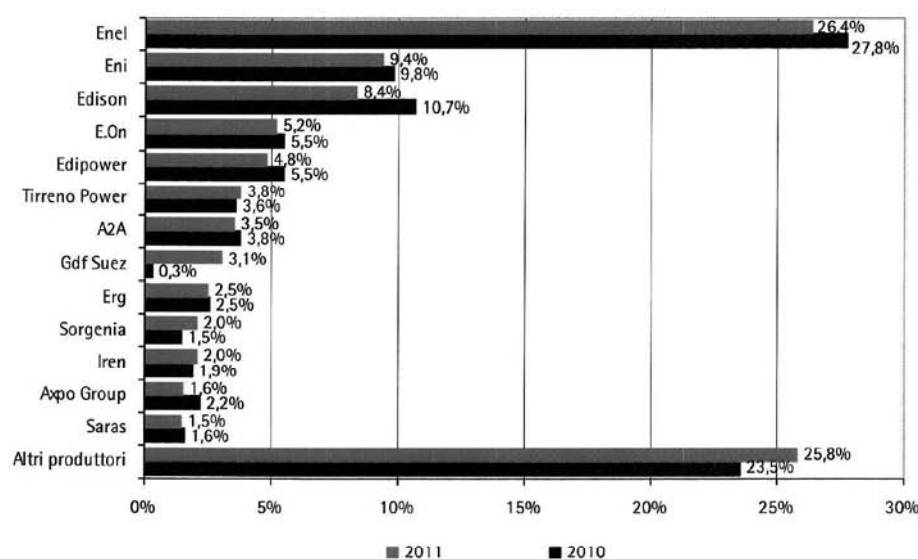
La figura 2.1 riporta le quote di generazione dei principali operatori nel 2011, confrontate con quelle del 2010.

Rispetto a quanto avvenuto negli anni precedenti, prosegue la contrazione della quota di mercato del gruppo Enel (26,4%), rispetto al valore registrato nel 2010 (pari al 27,8%); inoltre, si riducono significativamente la quota di Edison (8,4% nel 2011 contro il 10,7% nel 2010) e, in misura inferiore, le quote di mercato di Eni, E.On ed Edipower. A beneficiare dei maggiori spazi di mercato resi disponibili dai principali produttori sono stati GDF Suez, la cui quota di mercato è balzata dallo 0,3% nel 2010 al 3,1% nel 2011,

e gli operatori di piccole dimensioni. A tale riguardo si segnala che nel corso dell'esercizio 2011, a seguito dello scioglimento della Joint Venture tra Acea e GDF SUEZ Energia Italia, quest'ultima tra l'altro ha acquisito, in virtù della scissione non proporzionale di Acea Electrabel Produzione, il 100% di tale società ora denominata GDF Suez Produzione, che attualmente possiede, direttamente o indirettamente, tre impianti di produzione termoelettrica a ciclo combinato. Anche gli impianti eolici detenuti da Acea Electrabel Produzione sono passati a GDF Suez Energia Italia, che ha inoltre acquisito interamente e poi incorporato la società Eblacea, aumentando di conseguenza la sua partecipazione in Tirreno Power fino al 50%. Il calcolo dell'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI), con generazione lorda, evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato, in linea con la tendenza degli scorsi anni. L'indice relativo al 2011 assume un valore pari a 967, contro un

FIG. 2.1

Contributo dei maggiori gruppi
alla produzione nazionale lorda
Confronto 2010-2011;
dati in percentuale



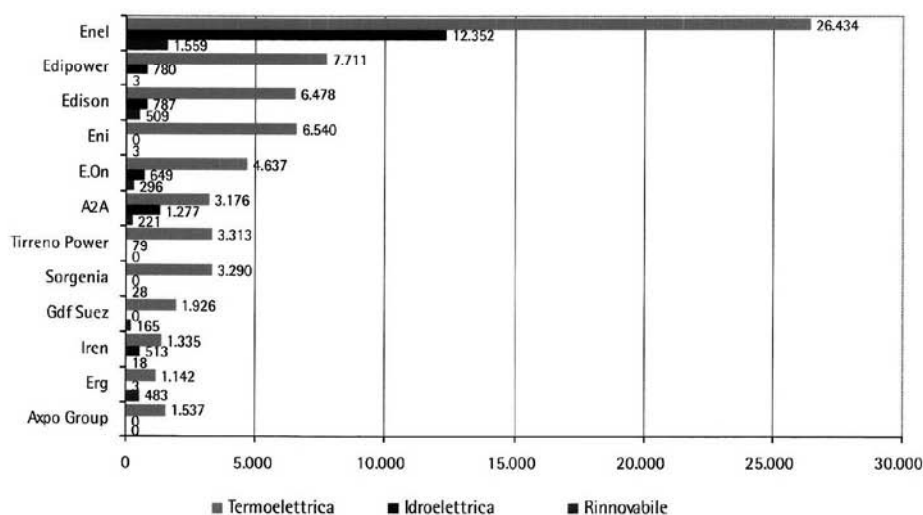
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

livello pari a 1.097 nel 2010. Gli impianti termoelettrici dei principali sei operatori hanno garantito nel 2011 una disponibilità di capacità

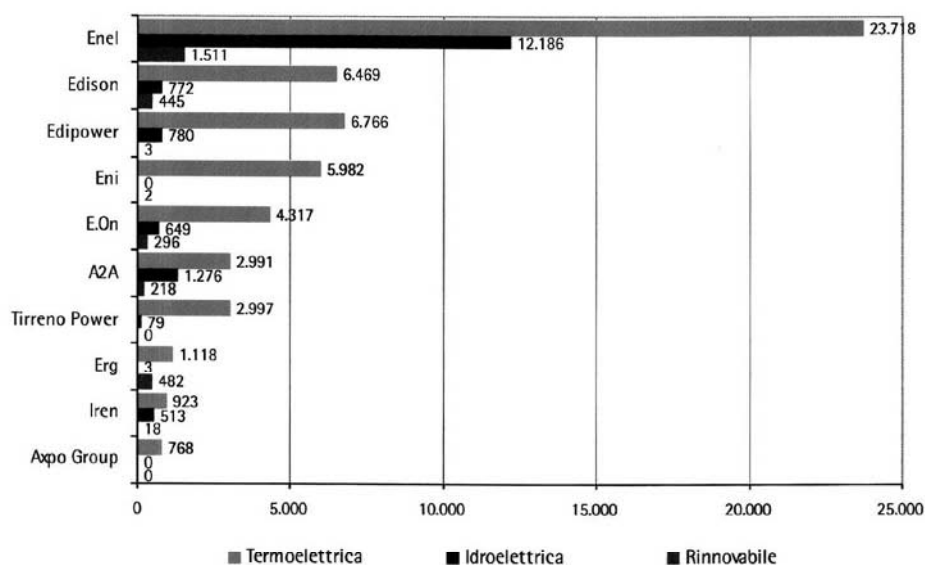
di generazione, per almeno il 50% delle ore, pari a oltre il 90% della relativa capacità installata (Figg. 2.2 e 2.3).

FIG. 2.2

Disponibilità di capacità lorda
dei maggiori gruppi nel 2011
MW



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.3

Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) dei maggiori gruppi nel 2011
MW

La tavola 2.3 evidenzia la disponibilità di potenza lorda e la dinamica nel tempo della disponibilità netta del parco impianti termoelettrico, idroelettrico e rinnovabile, come risulta dalle dichiarazioni degli operatori che hanno risposto all'Indagine

dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Dal 2000 a oggi, la potenza complessivamente installata raddoppia, con un forte incremento della potenza netta sia termoelettrica (+38 GW circa) sia rinnovabile (+11 GW circa).

	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMoeLETTRICA	TOTALE
Potenza lorda	22,5	11,6	75,6	109,6
Potenza netta	22,2	11,3	72,2	105,8
- di cui:				
fino al 1975	12,7	0,0	7,7	20,4
dal 1975 al 1990	3,6	0,1	9,0	12,6
dal 1990 al 2000	2,4	0,5	17,2	20,1
dopo il 2000	3,6	10,7	38,4	52,6

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.3

Potenza lorda e netta in Italia dal 1975 a oggi
GW

La figura 2.4 riporta le quote percentuali dell'energia destinata al consumo, prodotta dai maggiori operatori nazionali. Il calcolo delle quote è stato effettuato al netto dell'energia CIP6 ceduta dal Gestore dei servizi elettrici (GSE) al mercato, nonché dell'energia destinata ai pompaggi e alle esportazioni.

Rispetto all'anno precedente, prosegue la riduzione, seppure limitata, della quota di mercato del gruppo Enel (da 28,4% a 27,7%); inoltre diminuisce in modo significativo la quota del gruppo Edison (da 11,2% nel 2010 a 9% nel 2011). Ad avvantaggiarsi della contrazione delle quote di mercato dei suddetti operatori non sono i maggiori concorrenti (i gruppi Eni, E.On ed Edipower

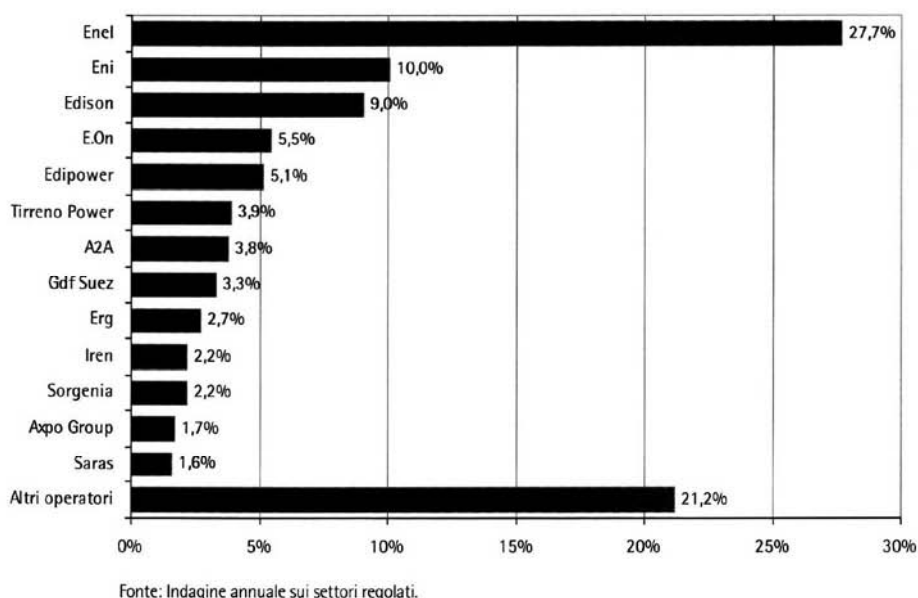
registrano moderate riduzioni delle proprie quote), ma gli operatori di dimensione inferiore. La società GDF Suez vede aumentare in modo esponenziale il proprio contributo alla produzione di energia elettrica destinata al consumo (da 0,3% nel 2010 a 3,3% nel 2011) per effetto delle citate operazioni societarie.

Nel complesso il grado di concentrazione del mercato della generazione destinata al consumo registra, per effetto delle variazioni delle quote detenute dagli operatori, una riduzione rispetto all'anno precedente, in linea con il trend degli ultimi anni. In particolare, l'indice HHI nel 2011 risulta pari a 1.077, in diminuzione dal valore di 1.163 segnato nel 2010.

FIG. 2.4

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione di energia elettrica destinata al consumo nel 2011

Dati in percentuale



La tavola 2.4 mostra il contributo percentuale dei principali gruppi alla generazione termoelettrica nazionale, con riferimento ai principali combustibili convenzionali, sulla base delle dichiarazioni degli operatori che hanno risposto all'Indagine dell'Autorità. Enel si conferma il primo produttore di energia elettrica da fonti convenzionali, con una presenza molto elevata nella generazione da carbone (74,8% del totale) e significativa nella generazione da gas naturale e da prodotti petroliferi. I gruppi Eni ed Edison, principali concorrenti del gruppo Enel, evidenziano una presenza importante

nella generazione termoelettrica da gas naturale e da gas derivati. Nel settore delle energie rinnovabili, in base alle dichiarazioni pervenute dagli operatori, Enel si conferma primo operatore nazionale nella generazione elettrica da fonte idroelettrica (40%) e da fonte geotermica (100%). Nel comparto della produzione di energia elettrica da fonte eolica e solare, la produzione risulta ripartita tra una platea ampia di operatori. La società A2A si conferma primo operatore nazionale nella generazione di energia elettrica da biomassa, biogas e rifiuti solidi (Tav. 2.5).

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)
Enel	74,8	22,2	13,4	0,6
Eni	0,0	15,4	17,1	17,6
Edison	0,0	0,0	12,7	21,1
E.ON	9,6	4,7	6,4	0,0
Edipower	3,1	37,7	6,2	0,0
Tirreno Power	8,2	0,0	5,3	0,0
Gdf Suez	0,0	0,0	6,4	0,0
Erg	0,0	4,0	2,1	18,4
A2A	4,3	0,0	3,1	0,0
Sorgenia	0,0	0,0	4,4	0,0
Iren	0,0	0,4	3,6	0,1
Altri operatori	0,0	15,6	19,4	42,2
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

(A) Comprende oli combustibili BTZ e STZ, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, oli combustibili ATZ e MTZ, altri prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore, l'espansione di gas compresso, altri combustibili.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.4

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2011

Dati in percentuale

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	SOLARE	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Enel	40,4	100,0	8,6	2,6	3,5
A2A	6,6	0,0	0,0	0,0	14,3
Hydro Dolomiti Enel	6,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Edison	5,0	0,0	7,1	1,0	0,9
C.V.A.	5,5	0,0	0,0	1,0	0,0
Edipower	5,2	0,0	0,0	0,2	0,0
SF Energy	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0
E.ON	3,4	0,0	5,6	0,0	0,0
Iren	2,2	0,0	0,0	0,1	1,1
Ital Green Energy Holding	0,0	0,0	0,0	0,2	11,8
Sel	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Altri operatori	17,9	0,0	78,7	94,9	68,4
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.5

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2011

Dati in percentuale

La tavola 2.6 descrive la ripartizione regionale dei produttori di energia elettrica che hanno risposto all'Indagine dell'Autorità, in termini di numerosità dei soggetti e di quote di generazione, oltre che di capacità installata, per i tre principali operatori.

Il Trentino Alto Adige è la regione che presenta il maggior numero di operatori in proporzione al numero di abitanti. La Lombardia si conferma la regione che presenta il più basso tasso di concentrazione nella generazione elettrica, con una quota di mercato dei tre principali produttori inferiore al 40%; segue il Piemonte con una quota al di sotto del 50%. Le regioni che mostrano quote superiori all'80% sono, in ordine decrescente: Liguria, Valle d'Aosta, Lazio, Marche, Umbria e Sardegna.

In termini di capacità installata Basilicata, Puglia e Lombardia presentano i tassi di concentrazione relativamente più bassi, mentre in Liguria, Valle d'Aosta e Umbria la quota detenuta dai tre principali operatori risulta superiore al 90%.

Le regioni Veneto, Emilia Romagna, Lazio e Toscana si caratterizzano per una significativa presenza di autoproduttori rispetto al numero complessivo degli operatori presenti in regione (superiore al 20% del totale).

Dalla tavola 2.6 risulta anche che nelle regioni del Centro-Nord il contributo alla generazione regionale dei primi tre operatori è inferiore alla loro quota di capacità installata, mentre in numerose regioni del Sud si verifica l'opposto.

TAV. 2.6

Presenza territoriale
degli operatori nel 2011

REGIONE	NUMERO OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Valle d'Aosta	22	2	90,9	93,1
Piemonte	284	32	47,2	69,0
Liguria	28	3	97,2	97,4
Lombardia	369	57	37,2	55,4
Trentino Alto Adige	1.050	52	55,6	60,2
Veneto	164	41	71,4	87,5
Friuli Venezia Giulia	72	9	67,3	77,8
Emilia Romagna	141	31	73,1	69,4
Toscana	82	19	67,6	71,1
Lazio	60	13	88,9	89,6
Marche	64	3	87,2	82,8
Umbria	35	3	85,8	92,2
Abruzzo	44	5	56,8	65,8
Molise	25	1	68,7	75,1
Campania	66	6	60,6	63,4
Puglia	296	6	75,0	52,4
Basilicata	45	4	55,2	38,2
Calabria	50	0	69,0	67,6
Sicilia	109	4	66,3	60,6
Sardegna	37	4	84,6	70,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Produzione incentivata: energia fotovoltaica

Il programma di incentivazione in Conto energia, attivo a partire dal settembre 2005, è un meccanismo di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Nel 2011 il Ministero dello sviluppo economico, con decreto 5 maggio 2011, ha modificato il regime di incentivazione del fotovoltaico introducendo, a partire dall'1 giugno 2011, il Quarto conto energia, a sostituzione del Terzo conto energia precedentemente in vigore.

Il Quarto conto energia si riferisce agli impianti fotovoltaici di potenza non inferiore a 1 kW, che entrano in esercizio nel periodo compreso tra l'1 giugno 2011 e il 31 dicembre 2016, stabilendo nuovi livelli tariffari e due obiettivi indicativi di capacità cumulata installata, pari a 23 GW, e di costo annuo del meccanismo di incentivazione, compreso tra 6 e 7 miliardi di euro. Il Quarto conto energia stabilisce una classificazione delle tipologie di intervento, utile ai fini del riconoscimento tariffario, in impianti fotovoltaici,

distinti tra impianti "su edifici" e altri impianti, impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative, impianti a concentrazione e impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica.

Il regime di incentivazione si articola su due periodi: un periodo transitorio, fino al 31 dicembre 2012, che prevede l'applicazione di tariffe *feed-in-premium* e con *cap* di costo vincolanti per gli impianti fotovoltaici di grande dimensione, e un periodo a regime, fino al 2016, con tariffe onnicomprensive.

Nella tavola 2.7 si riportano il numero e la potenza degli impianti in esercizio e che beneficiano del meccanismo di incentivazione in Conto energia. La potenza totale degli impianti in esercizio in Italia al 31 marzo 2011 risulta pari a circa 13 GW, quasi triplicata rispetto al livello registrato un anno prima.

La Puglia evidenzia il maggior livello di potenza installata, pari a 2.218 MW, seguita dalla Lombardia (1.354 MW), dall'Emilia Romagna (1.284 MW), dal Veneto (1.188 MW) e dal Piemonte (1.089 MW).

TAV. 2.7

Risultati del Primo, Secondo, Terzo e Quarto Conto energia
Impianti in esercizio al 31 marzo 2012;
numero e potenza in kW

	CLASSE 1		CLASSE 2		CLASSE 3		CLASSI 4, 5, 6		TOTALE	
	1 kW ≤ P ≤ 3 kW		3 kW ≤ P ≤ 20 kW		20 kW ≤ P ≤ 200 kW		P > 200 kW			
	NUM.	POTEN.	NUM.	POTEN.	NUM.	POTEN.	NUM.	POTEN.	NUM.	POTEN.
Valle d'Aosta	345	949	661	5.981	68	5.212	2	1.440	1.076	13.581
Piemonte	7.896	21.691	12.898	116.498	3.141	252.723	884	697.684	24.819	1.088.595
Liguria	1.418	3.692	1.613	12.460	209	16.517	36	21.629	3.276	54.297
Lombardia	18.452	50.586	24.463	195.182	6.247	499.780	963	609.306	50.125	1.354.853
Trentino Alto Adige	5.872	16.626	7.074	73.159	1.924	134.278	170	75.261	15.040	299.325
Veneto	13.834	38.141	28.167	202.952	4.189	335.939	731	610.495	46.921	1.187.526
Friuli Venezia Giulia	4.633	12.959	11.736	83.450	1.286	95.482	117	111.308	17.772	303.199
Emilia Romagna	11.777	30.856	15.347	130.207	4.067	323.943	951	799.255	32.142	1.284.260
Toscana	6.834	18.379	9.406	79.417	1.570	128.168	324	254.231	18.134	480.195
Lazio	6.900	18.532	10.549	77.288	935	72.983	422	705.891	18.806	874.694
Marche	4.203	11.352	5.727	48.684	1.591	132.831	801	604.587	12.322	797.454
Umbria	3.241	9.102	3.982	32.630	834	59.047	285	223.343	8.342	324.122
Abruzzo	1.816	5.049	5.031	43.051	772	64.533	375	353.386	7.994	466.020
Molise	337	949	1.072	9.344	181	13.227	92	101.338	1.682	124.857
Campania	3.084	8.663	6.353	47.959	680	52.820	204	267.916	10.321	377.358
Puglia	7.359	20.463	13.198	100.909	1.683	116.977	1.735	1.979.826	23.975	2.218.175
Basilicata	1.008	2.856	1.845	17.369	688	40.684	251	164.006	3.792	224.915
Calabria	2.677	7.599	5.823	46.543	522	38.702	184	147.731	9.206	240.575
Sicilia	6.635	18.691	12.303	93.462	1.176	91.049	485	674.810	20.599	878.013
Sardegna	5.935	16.711	8.679	62.986	495	38.870	205	291.226	15.314	409.793
ITALIA	114.256	313.846	185.927	1.479.529	32.258	2.513.762	9.217	8.694.669	341.658	13.001.806

Fonte: GSE.

Produzione incentivata: solare termodinamico

Gli impianti solari termodinamici, a differenza degli impianti fotovoltaici, convertono indirettamente l'energia solare in energia elettrica passando attraverso una prima fase di trasformazione dell'energia solare in energia termica di un fluido termovettore.

Il decreto ministeriale dell'11 aprile 2008 definisce il meccanismo di incentivazione per gli impianti solari termodinamici anche ibridi¹ di nuova costruzione ed entrati in esercizio in data successiva al 18 luglio 2008, giorno di pubblicazione della delibera attuativa dell'Autorità 14 luglio 2008, ARG/elt 95/08.

Gli incentivi, calcolati in base alle tariffe riportate nella tavola 2.8,

sono riconosciuti per l'energia elettrica prodotta dall'impianto esclusivamente per la produzione solare imputabile, e si aggiungono ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

I valori delle tariffe sono riferiti agli impianti entrati in esercizio nel periodo intercorrente fra la data di emanazione della delibera ARG/elt 95/08 e il 31 dicembre 2012.

Per gli impianti che entreranno in esercizio nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2013 e il 31 dicembre 2014, è prevista una decurtazione delle tariffe pari al 2% per ciascuno degli anni di calendario successivi al 2008 (con arrotondamento alla terza cifra decimale).

TAV. 2.8

Tariffe incentivanti per gli impianti solari termodinamici (DM 11/04/2008)

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	€/kWh
Impianto in cui la frazione solare sia superiore all'85%	0,28 + vendita energia
Impianto in cui la frazione solare sia compresa tra il 50% e l'85%	0,25 + vendita energia
Impianto in cui la frazione solare sia inferiore al 50%	0,22 + vendita energia

Fonte: GSE.

Produzione incentivata: tariffa fissa onnicomprensiva

A partire dall'1 dicembre 2008, gli impianti in esercizio alimentati da fonte rinnovabile, di potenza nominale media annua non superiore

a 1 MW, e 200 kW per la sola fonte eolica, hanno diritto, su richiesta del produttore, a una tariffa fissa onnicomprensiva in alternativa ai certificati verdi, di entità variabile a seconda della fonte, per un periodo di 15 anni (Tav. 2.9).

TAV. 2.9

Tariffa fissa onnicomprensiva per tipo di fonte rinnovabile
Tariffe in €/kWh

FONTE	TARIFFA
Eolica	0,30
Geotermica	0,20
Moto ondoso e maremotrice	0,34
Idraulica diversa da moto ondoso e maremotrice	0,22
Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi, a eccezione degli oli vegetali puri tracciabili ex regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, 19 gennaio 2009	0,28
Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi, a eccezione degli oli vegetali puri tracciabili ex regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, 19 gennaio 2009	0,18

Fonte: GSE.

¹ Negli impianti ibridi l'energia solare viene integrata in un gruppo termoelettrico di produzione convenzionale, mentre negli impianti non ibridi l'intera energia solare viene destinata al ciclo termodinamico finale di produzione dell'energia.

L'applicazione della tariffa fissa onnicomprensiva determina un onere per il sistema pari alla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica, secondo le modalità e i prezzi definiti dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244, e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato.

Produzione incentivata: energia CIP6

Nel 2011 l'energia ritirata dal GSE ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e della delibera dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, è risultata pari a 26.693 GWh, corrispondente al 9,2% della produzione nazionale netta (Tav. 2.10). Rispetto al 2010 i ritiri sono diminuiti complessivamente di circa 11 TWh (-29,2%).

L'analisi di dettaglio dell'energia assimilata che beneficia dell'incentivazione CIP6 evidenzia come la riduzione complessiva registrata nel 2011, pari a 9,7 TWh, sia stata determinata in esito al

notevole calo dell'energia CIP6 ritirata da impianti esistenti (-9,5 TWh) e dalla conclusione dei ritiri da nuovi impianti per restanti 0,2 TWh. Nel 2011 l'energia assimilata in convenzione CIP6 ha rappresentato il 10% della generazione termica convenzionale netta, in diminuzione rispetto al valore registrato nel 2010 (14,3%). La riduzione della produzione CIP6 da fonti rinnovabili riportata nel 2011, pari a circa 1,3 TWh, è invece stata determinata in prevalenza da una contrazione della generazione da nuovi impianti. In particolare, nel 2011 si è registrato un calo della generazione da impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU, nonché, previo accertamento, da impianti equiparati (-1,0 TWh), impianti eolici e geotermici (-0,4 TWh) e da impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente fino a 3MW (-0,1 TWh), solo minimamente compensato dall'incremento dell'energia generata da impianti esistenti (+0,2 TWh). Le convenzioni CIP6 relative a impianti per la produzione di energia rinnovabile hanno contribuito al 5,9% della generazione complessiva netta da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto all'8,2% circa del 2010.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CIP6	48.340	46.462	41.653	36.194	37.707	26.693
di cui assimilata	39.068	38.268	34.224	29.364	31.558	21.806
di cui rinnovabile	9.272	8.194	7.429	6.830	6.149	4.886
Delibera n. 108/97	689	115	54	-	-	-
TOTALE	49.029	46.577	41.707	36.194	37.707	26.693

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.10

Energia ritirata dal GSE nel periodo 2006-2011 (energia CIP6 ed energia di cui alla delibera n. 108/97)
GWh

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Impianti nuovi	20.465	16.935	13.658	3.139	231	-
Impianti esistenti	18.603	21.333	20.566	26.224	31.328	21.806
TOTALE	39.068	38.268	34.224	29.364	31.558	21.806

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.11

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti assimilate nel periodo 2006-2011
GWh

TAV. 2.12

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6
da fonti rinnovabili nel periodo
2006-2011
GWh

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Impianti nuovi	8.958	7.857	7.015	5.527	4.520	3.003
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente oltre 3 MW	987	591	578	375	126	7
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	137	88	84	37	7	1
- di cui impianti eolici e geotermici	2.566	2.217	1.687	1.165	376	14
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	5.198	4.949	4.666	3.950	4.011	2.982
- di cui impianti idroelettrici potenziati	70	13	-	-	-	-
Impianti esistenti	314	337	414	1.303	1.629	1.883
TOTALE	9.272	8.194	7.429	6.830	6.149	4.886

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Nel 2011 i costi totali dei ritiri del GSE per l'energia CIP6 sono stimabili in circa 3,3 miliardi di euro, in prevalenza (circa il 72%) legati alla remunerazione dell'energia CIP6 prodotta da impianti assimilati.

La tavola 2.13 presenta il dettaglio dei costi relativi alle fonti assimilate e rinnovabili incentivate tramite il meccanismo CIP6, per tipologia di produzione. Rispetto all'anno precedente i costi relativi alle fonti assimilate risultano inferiori di circa il 21%, per effetto, da un lato, della riduzione nella quantità ritirata (-29%) e, dall'altro, di un incremento della remunerazione unitaria.

Nel 2011 i costi dell'energia CIP6 sono principalmente ascrivibili ai ritiri da impianti esistenti, per i quali si registra un deciso calo

delle quantità ritirate rispetto all'anno precedente e un incremento della remunerazione unitaria, che è stata pari a circa 107,2 €/kWh. Nessun ritiro risulta invece da nuovi impianti, rispetto ai circa 231 MWh registrati nel 2010. Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, la riduzione dei costi, pari a circa 220 milioni di euro, è stata determinata soprattutto dalla contrazione dei volumi di energia ritirata (-20,5%), cui è corrisposta una sostanziale stabilità della remunerazione unitaria. In particolare, a fronte di un aumento dei costi associati ai ritiri da impianti esistenti per circa 50 milioni di euro, si è assistito a una riduzione dei volumi di energia CIP6 ritirata da impianti nuovi, per una corrispondente contrazione dei costi pari a circa 270 milioni di euro.

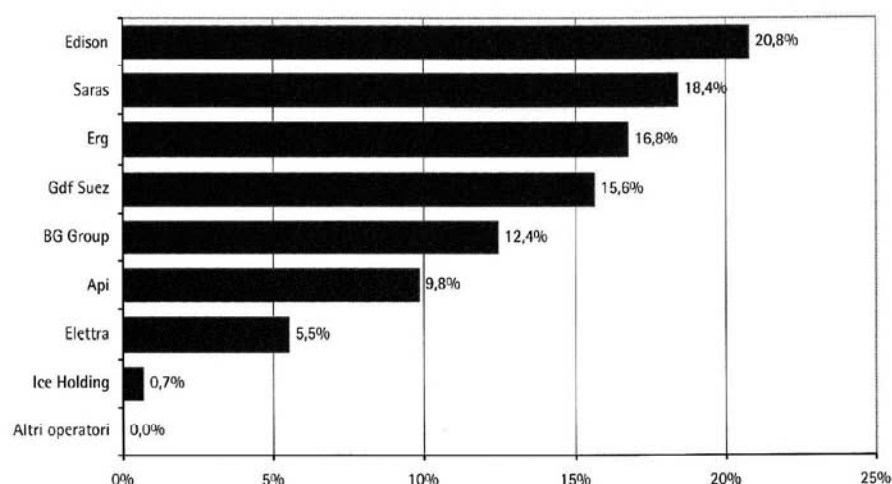
	REMUNERAZIONE TOTALE	QUANTITÀ	REMUNERAZIONE UNITARIA
Fonti assimilate	2.338,5	21.806,4	107,24
Fonti assimilate nuove	-	-	-
Fonti assimilate esistenti	2.338,5	21.806,4	107,24
Fonti rinnovabili	918,3	4.886,2	187,94
Fonti rinnovabili nuove	714,2	3.003,4	237,79
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente oltre 3 MW	0,9	6,6	135,51
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	0,1	0,5	147,30
- di cui impianti eolici e geotermici	2,5	14,1	175,80
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	710,7	2.982,2	238,32
- di cui impianti idroelettrici potenziati	-	-	-
Fonti rinnovabili esistenti	204,1	1.882,8	108,42
TOTALE	3.256,8	26.692,6	122,01

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Per quanto riguarda le fonti assimilate, sulla base delle dichiarazioni degli operatori che hanno risposto all'Indagine dell'Autorità, risulta che otto operatori effettuano la quasi totalità della generazione elettrica in convenzione CIP6; le quote maggiori spettano ai gruppi Edison (20,8%), Saras (18,4%) ed Erg (16,8%). Per i ritiri, invece, dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, la società A2A realizza quasi un terzo (30,9%) della generazione rinnovabile, seguita da

Ital Green Energy Holding (14,1%), Api (7,7%) e International Power (5,8%). Complessivamente i primi dieci operatori coprono oltre l'80% dell'energia totale rinnovabile in convenzione CIP6.

Per effetto dell'applicazione di quanto previsto dalla legge 23 luglio 2009, n. 99, che ha introdotto la possibilità di risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6, il peso della generazione CIP6 è destinato a esaurirsi progressivamente.



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.13

Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2011

Remunerazione totale in M€; quantità in GWh; remunerazione unitaria in €/MWh

FIG. 2.5

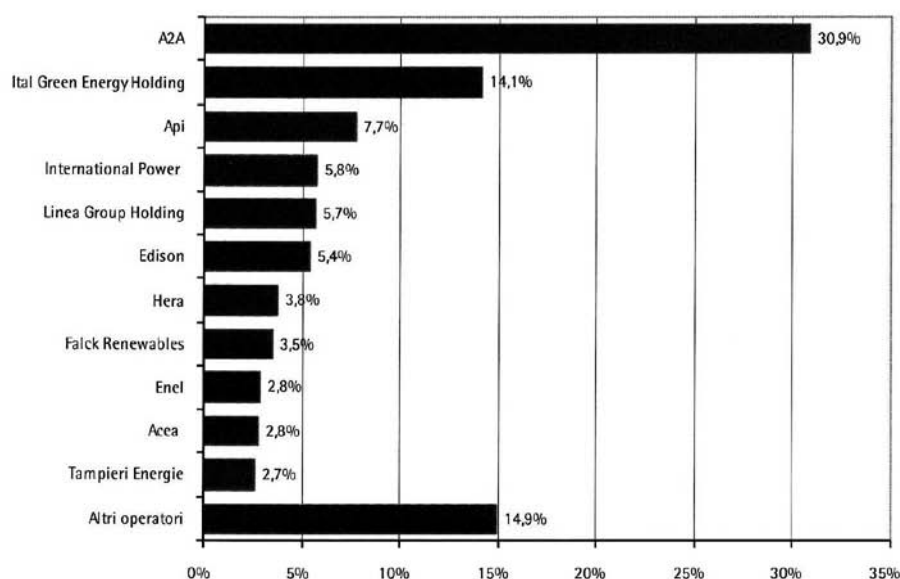
Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti assimilate nel 2011

Dati in percentuale

FIG. 2.6

Contributo dei maggiori gruppi
alla generazione CIP6 da fonti
rinnovabili nel 2011

Dati in percentuale



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Importazioni nette

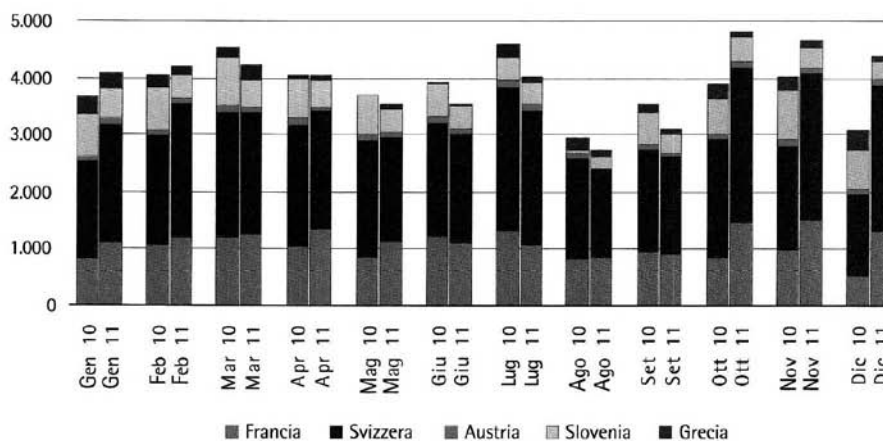
Il saldo estero per il 2011, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna, è ammontato a 45.626 GWh, quale differenza tra le importazioni, pari a 47.349 GWh (+3,0% sul 2010), e le esportazioni, pari a 1.723 GWh (-5,7% sul 2010). Nel 2011 esso ha garantito la copertura del fabbisogno nella misura del 13,7%.

L'incremento delle importazioni nel 2011 è legato a un forte aumento dell'energia proveniente dalla Francia (+2.646 GWh) e dalla Svizzera (+2.391 GWh), solo in parte bilanciato da una riduzione delle importazioni dalla Slovenia (-2.717 GWh).

Per quanto riguarda le esportazioni, la diminuzione dei flussi di energia ha riguardato prevalentemente gli scambi con la Francia (-161 GWh).

FIG. 2.7

Importazioni di energia elettrica
per frontiera nel 2010 e nel 2011
GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

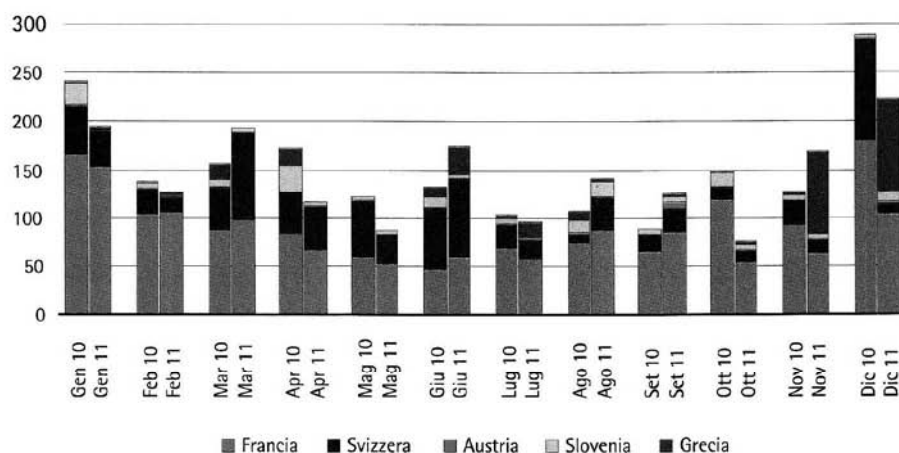


FIG. 2.8

Esportazioni di energia elettrica
per frontiera nel 2010 e nel 2011
GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

La società Terna è il principale proprietario della Rete di trasmissione nazionale (RTN) di energia elettrica. Analogamente all'anno precedente, nel 2011 sono risultati attivi nel settore della trasmissione altri dieci operatori di rete.

Nel corso del 2011 si è registrato un leggero incremento delle linee a 380 kV e delle linee con tensione inferiore a 150 kV, in parte

compensato da una riduzione delle linee a 220 kV. Nello stesso anno si è rilevato un significativo incremento delle stazioni con tensione inferiore a 150 kV.

Il 31 dicembre 2011 l'azionista di riferimento di Terna, ovvero la Cassa depositi e prestiti, possedeva una quota azionaria pari al 29,85%; Romano Minozzi ed Enel risultavano detenere, rispettivamente, il 5,6% e il 5,1% del capitale sociale, mentre il restante 59,5% era ripartito tra investitori istituzionali e altri azionisti.

	2009	2010	2011
Numero operatori di rete	9	11	11
Linee 380 kV (km)	10,514	10,560	10,609
Linee 220 kV (km)	11,358	11,308	11,277
Linee ≤ 150 kV (km)	40,311	40,712	40,741
Linee 500 kV a corrente continua (km)	491	949	949
Linee 400 kV a corrente continua (km)	207	255	255
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862
Numero stazioni 380 kV	139	144	150
Numero stazioni 220 kV	151	154	157
Numero stazioni ≤ 150 kV	110	149	163

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

TAV. 2.14

Asset della RTN

Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

Distribuzione

Tra le operazioni societarie rilevanti nel settore della distribuzione di energia elettrica nel corso del 2011, si evidenzia che a seguito di una scissione parziale di tutti i rami d'azienda, a esclusione di quelli ambientale e idrico, Azienda Sondriese Multiservizi ha ceduto alla beneficiaria Aem Tirano l'attività di distribuzione di energia elettrica con decorrenza 1 gennaio 2011, con contestuale cambio di denominazione sociale da Aem Tirano ad Azienda Energetica Valtellina Valchiavenna (Aevv). Inoltre, in data 1 gennaio 2011 l'Aevv

ha incorporato la Società Servizi Valdisotto, e il Comune di Ossana ha ceduto l'attività di distribuzione di energia elettrica all'impresa SET Distribuzione. Dall'1 gennaio 2011, infine, Enel Distribuzione ha ceduto tutta la rete di distribuzione dell'Alto Adige a Selnat (90% Sel, 10% Enel). I dati provvisori sulla composizione societaria degli operatori di distribuzione evidenziano la prevalenza di soci appartenenti a enti pubblici (40,1%); significativa è anche la quota di persone fisiche (36,1%), in crescita in confronto al 2010, e di società che non operano nel settore energetico (13,5%), in leggero calo rispetto alla precedente rilevazione.

TAV. 2.15

Composizione societaria
dei distributori nel 2011^(A)

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	40,1
Persone fisiche	36,1
Società diverse	13,5
Imprese energetiche nazionali	4,7
Imprese energetiche locali	4,4
Flottante	0,8
Istituti finanziari nazionali e altri	0,3
TOTALE	100,0

(A) Dati provvisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.16 è rappresentata la distribuzione territoriale dei gestori e delle reti di distribuzione per tipologia di rete, come emerge dai dati raccolti dall'Autorità presso i distributori. Rispetto allo scorso anno si è registrato un moderato incremento della

lunghezza delle reti in bassa e media tensione. Si evidenzia inoltre l'elevato numero di distributori della regione Trentino Alto Adige (70) a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta l'1,5% circa del totale nazionale.

TAV. 2.16

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI ^(B)
Valle d'Aosta	2.671.539	1.524.100	56.600	2
Piemonte	64.648.142	28.739.038	32.281	11
Liguria	21.380.902	6.964.860		1
Lombardia	83.951.488	41.698.742	44.330	10
Trentino Alto Adige	11.937.650	5.745.935	136.705	70
Veneto	62.119.562	26.711.530	22.116	3
Friuli Venezia Giulia	15.178.509	8.128.300	3.844	6
Emilia Romagna	67.420.530	32.144.355	30.654	3
Toscana	58.574.714	26.542.319		2
Lazio	66.339.840	29.147.763	613.546	6
Marche	29.219.657	11.569.102		6
Umbria	19.899.010	8.723.910		2
Abruzzo	25.919.618	10.065.635		7
Molise	7.983.339	3.694.122		1
Campania	60.472.472	24.624.725		3
Puglia	61.544.461	31.509.294		3
Basilicata	15.113.434	9.989.823		1
Calabria	42.642.223	17.783.719		1
Sicilia	78.039.613	36.294.737		11
Sardegna	35.639.198	18.103.341		2
ITALIA	830.695.901	379.705.350	940.076	151

(A) Dati provvisori.

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Lunghezza delle reti
di distribuzione
al 31 dicembre 2011^(A)
Lunghezza delle reti in metri

Complessivamente, i distributori elettrici italiani che hanno risposto all'Indagine sono 134 sui 143 presenti al 31 dicembre 2011, per un volume totale distribuito pari a 286,8 TWh. Enel Distribuzione

è il primo operatore del Paese, con l'86,0% dei volumi distribuiti, seguito da A2A Reti Elettriche (3,9%), Acea Distribuzione (3,2%) e Aem Torino Distribuzione (1,4%). Gli altri distributori detengono

TAV. 2.17

Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2011^(A)
Volumi distribuiti in GWh

OPERATORE	UTENTI NON DOMESTICI		UTENTI DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA
Enel Distribuzione	6.641.243	192.939	24.742.825	53.582	31.384.068	246.521
A2A Reti Elettriche	214.612	9.343	901.759	1.742	1.116.371	11.086
Acea Distribuzione	331.951	6.349	1.284.983	2.904	1.616.934	9.253
AEM Torino Distribuzione	139.952	3.026	552.333	940	692.285	3.966
Hera	62.130	2.081	197.724	415	259.854	2.496
Set Distribuzione	61.588	1.738	233.681	380	295.269	2.118
Agsm Distribuzione	36.809	1.535	127.645	274	164.454	1.808
Selnet	26.459	1.588	63.264	141	89.723	1.730
Azienda Energetica Reti	35.684	1.009	112.364	221	148.048	1.230
A.I.M. Servizi a Rete	18.307	1.078	54.079	120	72.386	1.198
Deval	27.702	787	103.060	148	130.762	935
Accgas-Aps	27.781	556	113.992	229	141.773	785
Altri operatori	133.582	2.798	453.412	892	586.994	3.689
TOTALE	7.757.800	224.827	28.941.121	61.988	36.698.921	286.815

(A) Dati provvisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

quote inferiori all'1% (Tav. 2.17).

Nella tavola 2.18 si riporta l'attività dei distributori suddivisa per classe di numerosità dei punti di prelievo, con i relativi volumi distribuiti, complessivi e medi per operatore. Gli operatori

appartenenti alla prima classe (punti di prelievo > 500.000) sono Enel Distribuzione, Acea Distribuzione, A2A Reti Elettriche e Aem Torino Distribuzione, mentre 54 distributori servono meno di 1.000 punti di prelievo.

TAV. 2.18

Attività dei distributori nel 2011^(A)
Volumi in GWh

CLASSI DI NUMEROSITÀ DEI PUNTI DI PRELIEVO	NUMERO OPERATORI	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	VOLUME DISTRIBUITO	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO MEDIO PER OPERATORE	VOLUME MEDIO PER OPERATORE
> 500.000	4	34.809.658	270.826	8.702.415	67.706
100.000-500.000	6	1.140.160	9.372	190.027	1.562
50.000-100.000	3	225.443	3.281	75.148	1.094
20.000-50.000	8	223.892	1.519	27.987	190
5.000-20.000	20	190.811	1.201	9.541	60
1.000-5.000	39	88.245	495	2.263	13
< 1.000	54	20.712	120	384	2
TOTALE	134	36.698.921	286.815	273.873	2.140

(A) Dati provvisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Con riferimento alla clientela domestica, il 90% circa dei punti di prelievo appartiene alla classe di potenza compresa tra 1,5 kW e 3,0 kW, cui corrisponde l'85% circa dei volumi distribuiti. Il prelievo medio nel 2011 è stato pari, per la totalità dei consumatori domestici, a 2.142 kWh (Tav. 2.19).

Per quanto riguarda i clienti non domestici, il 44% circa dei volumi distribuiti nel 2011 ha interessato la clientela allacciata in media tensione e poco più di un quinto la clientela allacciata in alta e altissima tensione. Quasi il 99% dei punti di prelievo afferisce, tuttavia, alla clientela in bassa tensione (Tav. 2.20).

TAV. 2.19

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2011 per classe di potenza e di consumo^(A)

Volumi distribuiti in GWh

CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	VOLUMI DISTRIBUITI	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO (kWh)
Fino a 1,5 kW	298	654.450	456
Fino a 1.800 kWh	162	605.690	268
1.800-2.640 kWh	66	29.805	2.212
2.641-4.440 kWh	46	12.984	3.571
Oltre 4.400 kWh	20	2.175	9.110
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	4	3.796	1.035
Da 1,5-3,0 kW	52.522	26.021.429	2.018
Fino a 1.800 kWh	12.953	13.502.054	959
1.800-2.640 kWh	15.983	6.598.739	2.422
2.641-4.440 kWh	17.153	4.513.317	3.800
Oltre 4.440 kWh	5.627	862.208	6.526
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	807	545.111	1.480
Oltre 3 kW	9.168	2.265.242	4.047
Fino a 1.800 kWh	755	687.047	1.100
1.800-2.640 kWh	1.249	489.975	2.550
2.641-4.440 kWh	2.388	581.631	4.105
Oltre 4.440 kWh	4.596	446.395	10.297
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	179	60.194	2.969
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	61.988	28.941.121	2.142

(A) Dati provvisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.20

Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2011 per livello di tensione e di potenza^(A)

Volumi distribuiti in GWh

LIVELLO DI TENSIONE E CLASSE DI POTENZA	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI DISTRIBUITI
Bassa tensione	7.651.288	77.211
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	220	2
- illuminazione pubblica	258.578	6.125
Altri usi	7.392.490	71.085
di cui:		
- fino a 1,5kW	1.481.687	1.163
- da 1,5 kW a 3 kW	2.052.026	3.369
- da 3 kW a 4,5 kW	368.016	1.290
- da 4,5 kW a 6 kW	1.311.311	5.876
- da 6 kW a 10 kW	924.969	8.385
- da 10 kW a 15 kW	673.654	10.810
- da 15 kW a 30 kW	373.046	14.018
- da 30 kW a 42 kW	43.735	2.932
- da 42 kW a 50 kW	56.543	5.590
- oltre 50 kW	107.503	17.652
Media tensione	104.983	99.570
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	16	69
- illuminazione pubblica	998	351
- altri usi	103.771	99.005
- punti di emergenza	198	146
Alta e altissima tensione	1.529	48.046
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	293	4.250
- altri usi	1.232	43.730
- punti di emergenza	4	66
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	7.757.800	224.827

(A) Dati provvisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Connessioni

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con la rete di trasmissione, si precisa che i dati di seguito riportati si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2011 da Terna.

Nell'anno 2011 tale operatore ha ricevuto circa 350 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 15 GW, e nello stesso anno ha messo a disposizione più o meno 330 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 12,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 66 giorni lavorativi.

Intorno a 150 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2011, corrispondenti a una potenza totale di circa 5,1 GW, e per solo quattro di questi, corrispondenti a più o meno 330 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD). Inoltre, sono state messe a disposizione tre STMD, corrispondenti a circa 310 MW, con tempi medi per la messa a disposizione della STMD, al netto delle interruzioni consentite, pari a 28 giorni lavorativi. Tutte le STMD messe a disposizione sono state accettate dai richiedenti la connessione, mentre per nessuna di esse è stata realizzata la connessione nell'anno 2011.

Nel 2011 Terna ha effettuato un'unica connessione di cliente passivo, con un tempo di realizzazione dell'intervento pari a 615 giorni lavorativi, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con le reti di distribuzione, si precisa che i dati riportati di seguito si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2011 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti².

Nell'anno 2011 le imprese distributrici hanno ricevuto più di 150.000 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 circa 11,1 GW, e nello stesso anno hanno messo a disposizione intorno a 140.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 8,7 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 16 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 34 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 53 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Poco meno di 116.000 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2011, corrispondenti a una potenza totale di circa 4,2 GW.

Nell'anno 2011 sono state realizzate più di 97.000 connessioni, corrispondenti a circa 1,8 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 18 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici³;
- 37 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi⁴.

Nell'anno 2011 le imprese distributrici hanno ricevuto 75 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere con le reti di alta tensione, corrispondenti a una potenza totale di circa 890 MW, e nello stesso anno hanno messo a disposizione 44 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 600 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 44 giorni lavorativi.

Trentuno preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2011, corrispondenti a una potenza totale di circa 350 MW, e per solo due di questi, corrispondenti a circa 20 MW,

² Tra le imprese distributrici con più di 100.000 clienti, alla data del 24 maggio 2012:

• Acea Distribuzione, Aem Torino Distribuzione, Azienda Energetica Reti, Enel Distribuzione, Hera e Set Distribuzione hanno inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2011, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica;

• A2A Reti Elettriche, Acegas-Aps, Agsm Distribuzione e Deval non hanno ancora inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2011, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica.

³ 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.

⁴ 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.

è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD. Inoltre, è stata messa a disposizione una STMD, corrispondente a circa 7 MW, con un tempo per la messa a disposizione, al netto delle interruzioni consentite, pari a sei giorni lavorativi. La STMD messa a disposizione è stata accettata dal richiedente la connessione, ma questa non è stata realizzata nel medesimo anno. Con riferimento

agli utenti passivi, sulla base di stime preliminari, nel corso del 2011 sono state effettuate poco più di 330.000 connessioni con le reti di distribuzione, per la quasi totalità in bassa tensione. Il tempo medio per effettuare tali connessioni è risultato pari a 13,5 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a poco più di nove giorni lavorativi.

TAV. 2.21

Numero di connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2011^(A)

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO CONNESSIONI	TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI) ^(B)
Bassa tensione	331.702	9,1
Media tensione	1.690	24,7
TOTALE	333.392	13,5

(A) Dati provvisori.

(B) 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.

Mercato all'ingrosso

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE), 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. L'operatore, 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, mentre il 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 e le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni sull'MGP. Il 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, con orari di chiusura diversi e in successione.

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. 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 sottofasce di programmazione, 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.

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, trimestrale e annuale.

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.

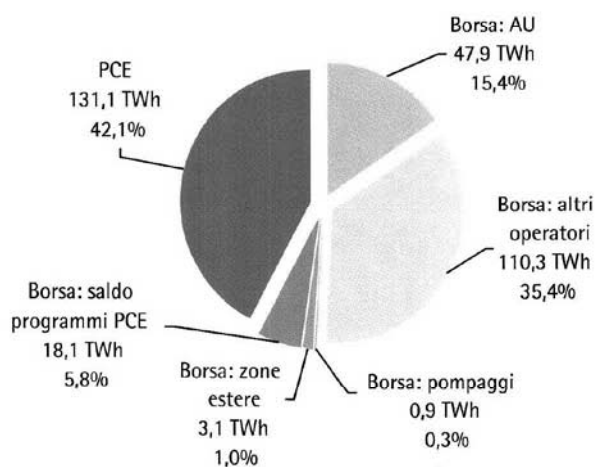
Da ultimo si evidenzia che gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma conti energia (PCE) che rappresenta la piattaforma di registrazione dei contratti bilaterali.

Borsa elettrica: domanda nel Mercato del giorno prima

Nel 2011 la domanda di energia elettrica nel Sistema Italia è stata pari a 311,5 TWh, in diminuzione del 2,2% rispetto al 2010.

La domanda nazionale si è ridotta del 2,1%, in ragione soprattutto di una forte contrazione dei volumi acquistati nella zona Nord (-4,0%). In controtendenza, la domanda in Sardegna è invece cresciuta a livelli molto sostenuti (+14,3%). In netto calo, se paragonata al 2010, risulta anche la domanda estera (-8,1%).

Le operazioni sulla Borsa elettrica hanno raggiunto i 180,3 TWh, in diminuzione del 9,6% rispetto all'anno precedente; la liquidità del mercato si è pertanto attestata al 57,9%, inferiore di poco meno di cinque punti percentuali rispetto al 2010. Alla riduzione della domanda di Borsa ha contribuito in maniera determinante la contrazione degli acquisti effettuati dagli operatori diversi dall'Acquirente unico, passati da 134,3 TWh a 110,3 TWh (-17,9%). La domanda sottostante i contratti bilaterali, al contrario, ha registrato un incremento di circa 12 TWh (+10,1%), a seguito di un forte aumento della domanda espressa dagli operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico (+28,4%). In riduzione sono invece risultati gli acquisti effettuati da quest'ultimo tramite contratti bilaterali (-12,1%).



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.9

Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2011

Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

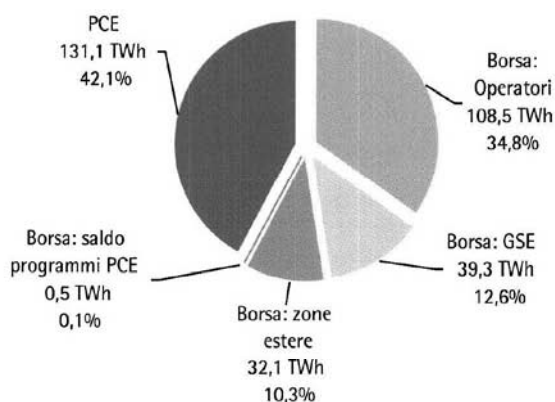
L'andamento dei volumi offerti in Borsa evidenzia un calo del 10,3% delle proposte degli operatori nazionali rispetto al 2010, risultando queste nell'ultimo anno pari a 108,5 TWh. In forte riduzione sono

anche le offerte del GSE (-15,8%), passate da 46,7 TWh nel 2010 a 39,3 TWh nel 2011.

Con riferimento alla PCE, a un forte aumento dell'offerta nazionale (+11,4%) si è accompagnato un significativo incremento dell'offerta estera (+4,0%), attestatasi a 17,8 TWh nel 2011.

FIG. 2.10

Composizione percentuale
dell'offerta di energia
elettrica nel 2011



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul Mercato del giorno prima

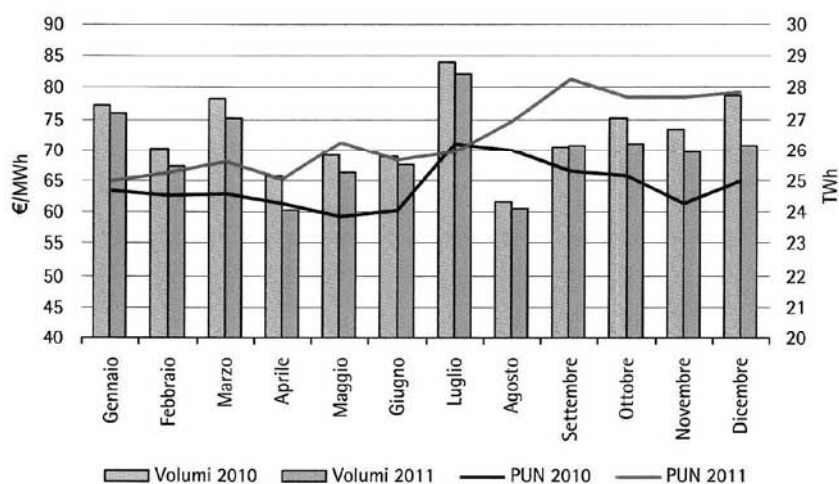
La Borsa elettrica italiana ha registrato per il 2011 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 72,23 €/MWh, in forte aumento rispetto all'anno precedente (+12,6%). L'incremento è risultato particolarmente accentuato nelle ore fuori picco⁵, con riferimento alle quali il prezzo medio è aumentato di più di 9 €/MWh rispetto all'anno precedente.

Il prezzo medio mensile più elevato è stato rilevato nel mese di settembre, quando ha superato gli 81 €/MWh, mentre il picco di domanda mensile si è confermato nel mese di luglio (28,4 TWh).

Con riferimento ai prezzi medi di vendita, si è registrata una leggera riduzione dello spread tra prezzo massimo e prezzo minimo zonale rispetto al 2010. Lo spread, in particolare, è risultato pari a circa 24 €/MWh, come differenza tra il prezzo medio registrato in Sicilia (93,11 €/MWh) e quello nella macrozona Sud (69,04 €/MWh); nel 2010 lo spread, calcolato considerando le stesse due macrozone, era pari a poco meno di 31 €/MWh. Analizzando le variazioni tendenziali su base annuale, emerge un aumento generalizzato del prezzo medio in tutte le zone, particolarmente accentuato nella macrozona Sud (+17,0%). La Sicilia è invece risultata la zona caratterizzata dall'incremento più moderato del prezzo medio di vendita (+3,8%).

FIG. 2.11

Andamento del Prezzo unico
nazionale e volumi scambiati
nel 2010 e nel 2011
€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

⁵ Sulla base della definizione adottata dal GME, le ore fuori picco comprendono tutte le ore dei giorni festivi e, nei giorni lavorativi, le ore comprese tra le 0.00 e le 8.00 e tra le 20.00 e le 24.00.

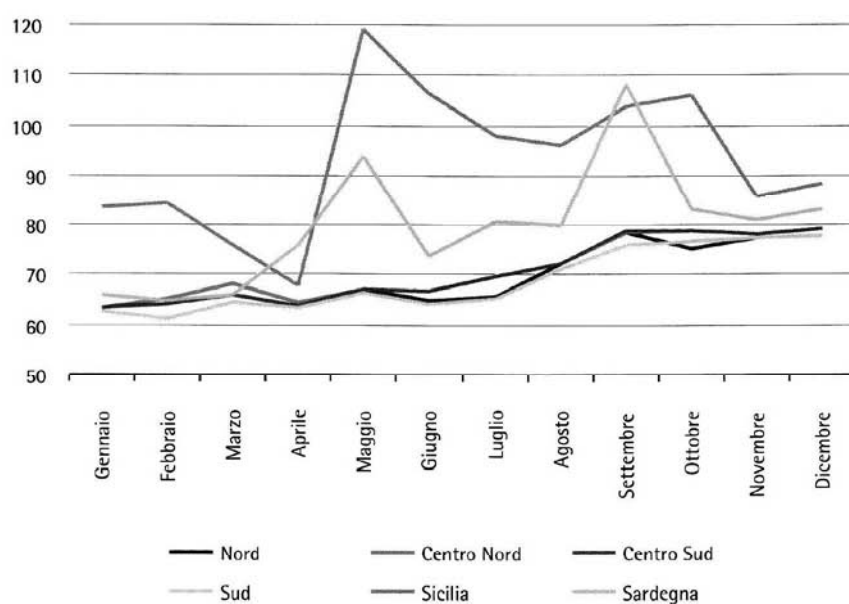


FIG. 2.12

Andamento mensile
dei prezzi zionali nel 2011
€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: indicatori di concentrazione nel Mercato del giorno prima

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 1.205), mentre più critica risulta la situazione in Sicilia (HHI medio pari a 3.278) e in Sardegna (HHI medio pari a 3.627).

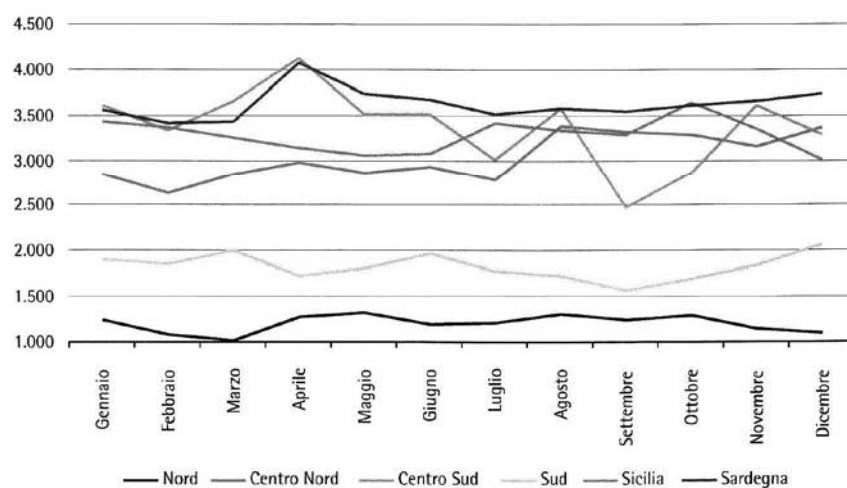


FIG. 2.13

Valori dell'indice HHI
nel 2011

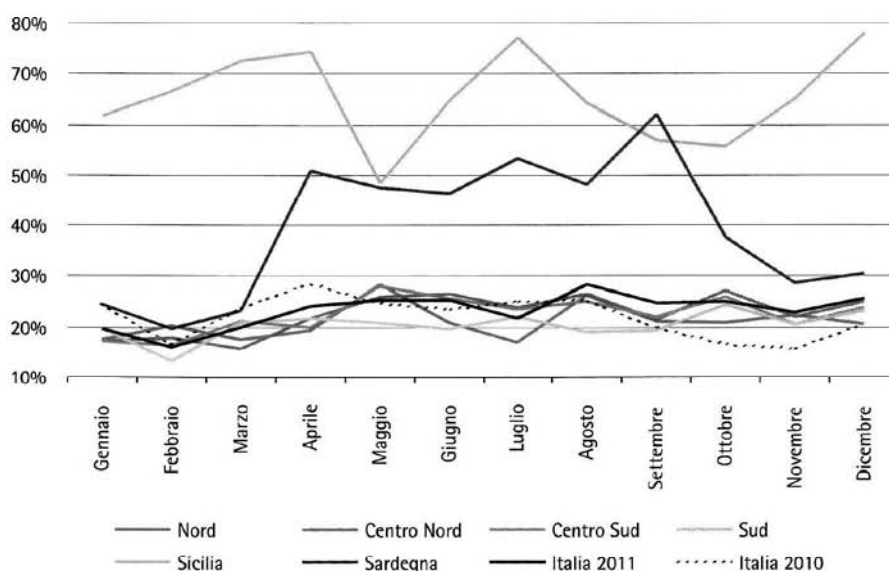
Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

L'indice di operatore marginale a livello di Sistema Italia, calcolato con riferimento ai volumi, mostra un leggero incremento rispetto al 2010, mentre la percentuale dei volumi complessivamente scambiati sui quali il primo operatore ha fissato il prezzo è stata

mediamente del 22% circa nel 2010; tale quota ha superato il 23% nel 2011. A livello zonale, le condizioni di maggiore criticità si evidenziano in Sicilia (indicatore in media pari al 65% circa) e in Sardegna (indicatore in media pari al 39% circa).

FIG. 2.14

Valori dell'indice di operatore marginale: quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo il primo operatore a livello zonale



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul Mercato infragiornaliero

Nel corso del 2011 nel MI1 e nel MI2 sono stati scambiati rispettivamente 14,5 TWh e 5,4 TWh di energia. Il prezzo medio di acquisto nel MI1 è risultato pari a 71,22 €/MWh, quello nel MI2

pari a 70,17 €/MWh.

A livello zonale, tanto nel MI1 quanto nel MI2 il prezzo medio massimo è stato registrato in Sicilia (rispettivamente 90,16 €/MWh e 80,02 €/MWh), quello più basso nella zona Sud (rispettivamente 67,42 €/MWh e 66,76 €/MWh).

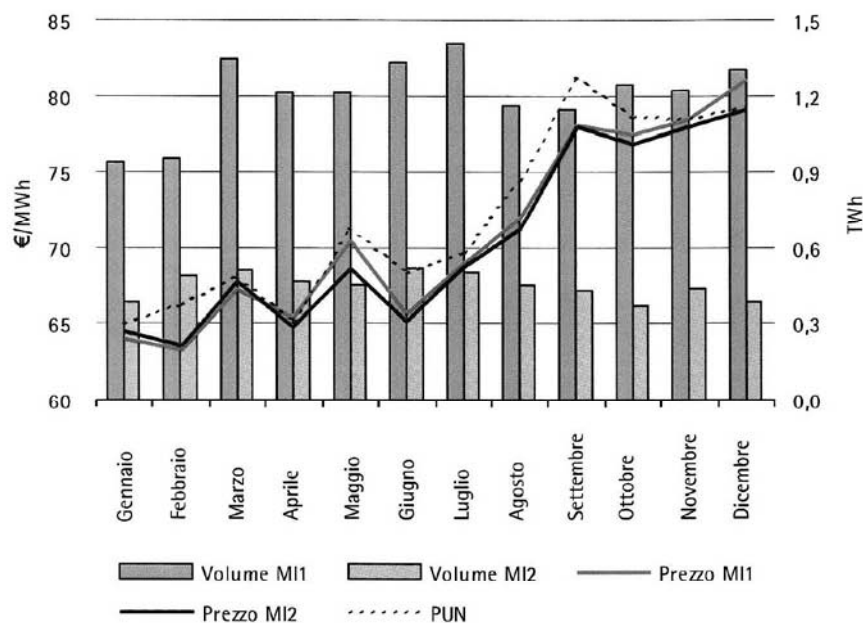


FIG. 2.15

Andamento dei prezzi
e delle quantità sul Mercato
infragiornaliero nel 2011
€/MWh; TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: Mercato per il servizio di dispacciamento

Per quanto riguarda l'MSD, i dati ufficiali relativi al 2011 sono disponibili con riferimento al mercato *ex ante*. Gli acquisti a salire sono risultati pari a 4,7 TWh, in diminuzione del 32,1% rispetto al 2010.

Un picco negli acquisti è stato registrato nel mese di gennaio, quando essi hanno raggiunto 0,5 TWh di energia. Le quantità scambiate a scendere sono invece state pari a 4,9 TWh, in forte riduzione in confronto all'anno precedente (-67,1%). Il punto di massimo in termini di volumi scambiati è stato toccato nel mese di luglio (0,7 TWh).

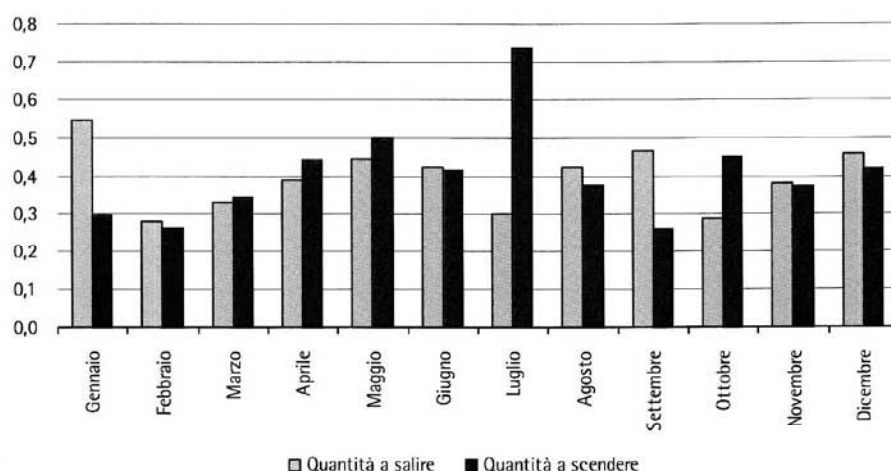


FIG. 2.16

Quantità sul Mercato
del servizio di dispacciamento
ex ante nel 2011
TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: confronto con le principali Borse europee

Nel corso del 2011 l'andamento dei prezzi nelle principali Borse elettriche europee è risultato alquanto diversificato (Fig. 2.17). Il prezzo medio annuale è infatti fortemente aumentato su Omel (+34,9%) e in modo rilevante anche su EPEX Germania (+14,9%) e IPEX (+12,6%), mentre i prezzi su Nordpool hanno registrato una significativa diminuzione (-11,3%), in ragione dei livelli particolarmente elevati raggiunti nel 2010 a seguito delle anomale

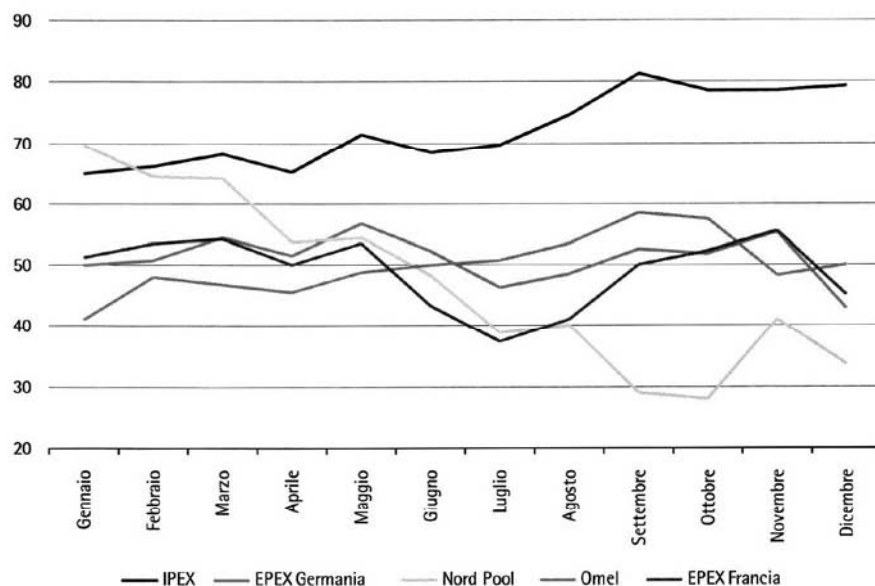
condizioni climatiche verificatesi nell'anno.

In ragione di tali dinamiche, quest'ultima Borsa ha fatto registrare nel 2011 il prezzo medio inferiore su base annuale (47,05 €/MWh), mentre il prezzo medio sulla Borsa italiana continua a rimanere il più elevato, con un differenziale che supera i 25 €/MWh rispetto alla Borsa scandinava e supera i 20 €/MWh in confronto a tutte le altre principali Borse. Con riferimento al 2010 lo scarto tra il prezzo nella Borsa italiana e quello nella Borsa con prezzo inferiore, Omel, si era attestato a più di 27 €/MWh.

FIG. 2.17

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2011

Valori medi baseload; €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

Piattaforma conti energia

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 al massimo due mesi di anticipo rispetto alla data di consegna fisica.

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. 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 2011 relative a contratti bilaterali hanno riguardato 288,1 TWh (+22,6% rispetto all'anno precedente).

Gli operatori hanno registrato prevalentemente contratti non standard (60,3%), i volumi dei quali sono cresciuti del 32,3% rispetto al 2010.

Più contenuto è risultato l'aumento dei volumi scambiati tramite contratti standard (+9,6%), in gran parte *baseload* (87,6 TWh) e, in quota inferiore, *peakload* (13,2 TWh) e *off peak* (8,9 TWh).

Mercato a termine dell'energia elettrica

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 contratti della tipologia baseload e peakload con periodi di consegna pari al mese, al trimestre e all'anno. 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".

Nel 2011 sono stati scambiati 8.228 contratti, corrispondenti a 31,7 TWh di energia, contro i 6,3 TWh scambiati nel 2010; 28,0 TW di energia sono stati scambiati attraverso contratti baseload, 3,7 TWh tramite contratti peakload.

Per entrambe le tipologie di prodotto gli scambi hanno riguardato in netta prevalenza i prodotti annuali.

DURATA	PRODOTTI BASELOAD	PRODOTTI PEAKLOAD
Mensili	752	125
Trimestrali	4.214	532
Annuali	23.040	3.004
TOTALE	28.007	3.660

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

TAV. 2.22

Volumi scambiati sul Mercato
a termine nel 2011

GWh

Mercati per l'ambiente

Mercato dei certificati verdi

Il sistema dei certificati verdi costituisce una forma di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili basata su meccanismi di mercato. Secondo quanto disposto dalla legge n. 244/07, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dall'1 aprile 1999 fino al 31 dicembre 2007 ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili (certificati verdi) per i primi dodici anni di esercizio. Gli impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dall'1 gennaio 2008 hanno diritto ai certificati verdi per un periodo di quindici anni.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati dalle fonti, che beneficiano dell'emissione dei certificati verdi di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW (0,2 MW per gli impianti eolici) ed entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, la legge n. 244/07 stabilisce il diritto, in alternativa ai certificati verdi e su richiesta del produttore, a usufruire di una tariffa fissa di entità variabile a seconda della fonte utilizzata, per un periodo di quindici anni. Agli impianti aventi diritto ai certificati verdi, entrati in esercizio prima del 31

dicembre 2007, continuano ad attribuirsi i certificati in misura corrispondente alla produzione netta di energia elettrica. Nel mercato dei certificati verdi la domanda è costituita dall'obbligo per produttori e importatori di immettere annualmente in rete una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Il decreto legislativo n. 79/99, in particolare, prevede dal 2002 l'immissione in rete di una quota pari al 2% dell'energia elettrica prodotta (al netto degli autoconsumi) o importata nell'anno precedente da fonte non rinnovabile eccedente i 100 GWh/anno. A partire dal 2004 e fino al 2006, la quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete nell'anno successivo è stata incrementata dello 0,35% annuo, sulla base del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Nel periodo 2007-2012, la quota è incrementata, sulla base della legge n. 244/07, dello 0,75% annuo. L'obbligo di immissione in rete di una quota di energia rinnovabile può essere soddisfatto, oltre che attraverso la produzione/importazione di energia rinnovabile, mediante l'acquisto di certificati verdi da altri operatori. La negoziazione di certificati verdi può avvenire sulla base di contratti bilaterali, oppure presso la piattaforma organizzata e gestita dal GME.

La tavola 2.23 evidenzia le contrattazioni avvenute nel mercato

TAV. 2.23

Esiti della contrattazione
dei certificati verdi nel 2011

Certificati negoziati in MWh;
prezzo medio in €/MWh

TIPOLOGIA DI CERTIFICATI VERDI E ANNO DI RIFERIMENTO	MERCATO GME		BILATERALI	
	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO ^(A)	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO ^(A)
Rinnovabili (2008)	1.168	84,23	490	81,65
Rinnovabili (2009)	53.946	84,85	156.868	68,94
Rinnovabili (2010)	1.588.100	85,11	9.679.868	77,27
Rinnovabili (2011)	2.412.925	80,32	14.319.816	79,56
Teleriscaldamento (2007)	-	-	416	-
Teleriscaldamento (2008)	1.267	82,96	7.219	81,13
Teleriscaldamento (2009)	18.460	83,92	292.662	62,70
Teleriscaldamento (2010)	50.607	80,48	2.508.090	77,78

(A) I prezzi medi dei certificati verdi sono espressi al netto dell'IVA.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

gestito dal GME nel corso del 2011, distinguendo tra i certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti da fonte rinnovabile (certificati IAFR) e i certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Nella tavola si riportano anche gli esiti delle contrattazioni avvenute presso la Piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi (PBCV), piattaforma informatica che consente la registrazione e la regolazione di transazioni bilaterali aventi a oggetto la cessione di certificati verdi.

Nel corso del 2011, il prezzo medio di vendita nel mercato gestito dal GME, pari a 82,25 €/MWh, è risultato superiore del 5% rispetto a quello relativo alle contrattazioni bilaterali (78,33 €/MWh).

La liquidità del mercato organizzato si è attestata al 13% circa, in leggero aumento rispetto al 2010 (10% circa).

A partire dal 2008, secondo quanto disposto dalla legge n. 244/07, i certificati verdi emessi dal GSE sono collocati sul mercato a un prezzo pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica, definito dall'Autorità e registrato nell'anno precedente⁶.

Per l'anno 2011, il prezzo di offerta dei certificati nella disponibilità del GSE è stato fissato pari a 113,10 €/MWh, in ragione di un valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica nel 2011, fissato dalla delibera 28 gennaio 2011, ARG/elt 5/11, di 66,90 €/MWh. Si evidenzia che il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, ha previsto un processo di graduale *phase out* del meccanismo dei certificati verdi, che avrà termine entro il 2015.

In base al decreto, il GSE ritirerà i certificati emessi dal 2011 al 2015 in eccesso rispetto a quelli necessari per soddisfare la quota d'obbligo, a un prezzo corrispondente al 78% del prezzo di riferimento definito dalla legge n. 244/07.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

I Titoli di efficienza energetica (TEE), denominati anche "certificati bianchi", sono stati disciplinati dai decreti del Ministero delle attività produttive 20 luglio 2004, che hanno determinato gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, per il periodo 2005-2010. Il decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 21 dicembre 2007, ha integrato e modificato i precedenti decreti del 2004, determinando gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica che dovranno essere conseguiti dai distributori di energia elettrica e dalle imprese distributrici di gas naturale nel periodo 2008-2012⁷. Per ciascuno degli anni successivi al 2007, sono soggetti agli obblighi i distributori che alla data del 31 dicembre per gli anni antecedenti a ciascun obbligo abbiano connessi con la propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali. Infine, il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, di recepimento della direttiva europea 2006/32/CE, ha previsto ulteriori modifiche alla struttura del sistema e alla sua gestione, rimandandone la definizione a futuri decreti attuativi.

⁶ La legge n. 244/07 prevede che il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica sia definito dall'Autorità in attuazione dell'art. 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03, inerente alle condizioni di ritiro dedicato di energia rinnovabile. Ai sensi della delibera 6 novembre 2007, n. 280/07, il prezzo riconosciuto ai produttori nell'ambito del ritiro dedicato è quello che si forma sul mercato elettrico (c.d. "prezzo zonale orario"), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore.

⁷ In particolare, il decreto fissa un obiettivo complessivo di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia elettrica e di gas naturale pari a 2,2 Mtep nel 2008, 3,2 Mtep nel 2010, 4,3 Mtep nel 2011, 5,3 Mtep nel 2011 e 6,0 Mtep nel 2012.

I TEE sono emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori medesimi e di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO), al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica.

Per ottemperare a tale compito, il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE. Le emissioni dei TEE avvengono sulla base dei risparmi conseguiti dai distributori o dalle ESCO e comunicati al GME dall'Autorità.

Quest'ultima, con la delibera 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche, ha definito le *Linee guida* per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti e ha stabilito i criteri e le modalità per il rilascio dei TEE.

I TEE hanno un valore pari a 1 tep e, nella formulazione inizialmente prevista dalle Linee guida, si distinguono in tre tipologie:

- tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi diversi da quelli del tipo I e del tipo II.

Successivamente, in attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo n. 115/08 in merito al riconoscimento del contributo tariffario, con la delibera 11 febbraio 2010, EEN 1/09, l'Autorità ha

modificato la definizione dei TEE di tipo III e introdotto una quarta tipologia di TEE:

- TEE di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, non destinate all'impiego per autotrazione;
- TEE di tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, destinate all'impiego per autotrazione.

I distributori di energia elettrica e di gas naturale possono conseguire gli obiettivi di incremento di efficienza energetica anche acquistando i relativi TEE da altri soggetti, con contrattazioni bilaterali o con scambi su un apposito mercato organizzato e gestito dal GME, che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento.

Con riferimento alle transazioni bilaterali, l'Autorità ha stabilito, con la delibera 28 dicembre 2007, n. 345/07, che a partire dall'1 aprile 2008 i soggetti ammessi a operare nel Registro dei TEE comunichino al GME, unitamente alle quantità di TEE scambiati attraverso la contrattazione bilaterale, i relativi prezzi di scambio.

Nel corso del 2011 sono stati scambiati nel mercato organizzato 1.276.797 TEE, in prevalenza del tipo I (57,4%). Considerando anche gli scambi su base bilaterale, che hanno riguardato 2.819.736 TEE, in totale sono stati negoziati TEE corrispondenti a un risparmio di poco superiore a 4 milioni di tep; la liquidità del mercato organizzato è risultata del 31% circa, sostanzialmente in linea con la percentuale registrata nel 2010.

TAV. 2.24

Esiti della contrattazione nel mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2011
Quantità in tep; prezzi in €/tep

TIPOLOGIA	MERCATO GME		BILATERALI	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
I	732.603	100,13	1.625.576	77,72
II	414.728	101,16	758.260	88,28
III	129.466	103,12	435.900	97,91

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Mercato finale della vendita

La tavola 2.25 presenta la ripartizione delle vendite finali di energia elettrica nel 2011 (esclusi gli autoconsumi e le perdite di rete) e del numero totale dei clienti (approssimato dal numero dei punti di prelievo) per tipologia di mercato, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: produttori, esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori. Nonostante la natura provvisoria dei dati utilizzati, sia di fonte Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso gli operatori, si presta ovviamente a possibili revisioni in

sede di consolidato, alla data di chiusura di questa Relazione Annuale, i dati raccolti dall'Autorità sono rappresentativi di una popolazione che riflette circa il 92% dei dati provvisori di Terna riferiti ai consumi finali⁸.

Sulla base dei dati dichiarati dagli operatori, la quota del mercato tutelato sul mercato totale si è ridotta sia in termini assoluti sia in termini relativi rispetto all'anno precedente, mentre in crescita risulta la quota del mercato libero. Il servizio di salvaguardia ha

TAV. 2.25

Mercato finale della vendita per mercato e tipologia di cliente nel 2011

Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Mercato di maggior tutela	73.503	28.791
Domestico	49.425	24.016
Non domestico	24.078	4.775
Mercato di salvaguardia	5.899	107
Mercato libero	187.316	7.680
Domestico	12.516	4.813
Non domestico	174.800	2.867
MERCATO TOTALE	266.717	36.578

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

⁸ Il valore dei consumi finali calcolato da Terna è pari a 311,7 TWh. Se nell'ambito dei dati raccolti dall'Autorità, al totale delle vendite al mercato finale si aggiungono gli autoconsumi e le vendite a clienti finali non allacciati alle reti di distribuzione, si ottiene un valore dei consumi finali pari a 286,4 TWh, che corrisponde al 92% circa del totale di Terna.

TAV. 2.26

Vendite al mercato finale per gruppo societario e per tipologia di cliente nel 2011
GWh

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE
		BT	MT	AT/AAT	
Enel	49.769	36.275	10.456	1.671	98.171
Edison	1.511	4.185	11.243	4.903	21.842
Acea	2.607	3.015	4.670	2.015	12.307
Eni	788	749	4.638	5.241	11.416
A2A	1.657	2.528	2.718	3.556	10.460
Hera	618	3.190	5.665	257	9.730
E.On	345	2.421	4.170	1.435	8.370
Modula	5	675	1.904	4.950	7.535
Iren	985	1.439	3.784	619	6.827
Energetic Source	43	1.645	4.093	468	6.248
Axpo Group	–	386	1.028	4.284	5.698
Egea	24	329	3.165	619	4.138
Exergia	–	1.609	1.437	228	3.275
Dolomiti Energia	429	1.165	1.550	31	3.176
C.I.E.	–	997	1.832	51	2.879
Agsm Verona	267	720	1.296	50	2.333
C.V.A.	144	818	1.096	–	2.058
Azienda Energetica – Etschwerke	213	491	1.025	92	1.822
Assoutility	–	64	1.461	53	1.578
Innowatio	–	80	729	595	1.405
Altri operatori	2.536	14.200	24.607	4.107	45.449
TOTALE OPERATORI	61.941	76.983	92.568	35.224	266.717

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

interessato circa 107.000 utenze, pari più o meno al 2,2% delle vendite complessive.

Nonostante la progressiva contrazione della quota di mercato negli ultimi anni, il gruppo Enel si conferma l'operatore principale nel segmento della vendita finale, con il 37% circa dei volumi complessivamente venduti. Nel segmento non domestico connesso in bassa tensione, Enel si dimostra comunque l'operatore più importante con una quota del 47%.

Al secondo posto nella classifica generale si posiziona il gruppo Edison, con una quota complessiva dell'8,2%, cui contribuiscono in larga misura le vendite ai clienti non domestici connessi in media e in alta tensione. Seguono il gruppo Acea, con una quota del 4,6%, ed Eni, che ha raggiunto una quota del 4,3% quasi

esclusivamente in virtù di vendite a clienti non domestici. I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono circa i tre quarti delle vendite complessive.

La figura 2.18 illustra la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale. In particolare, il segmento del mercato libero risulta più ampio nelle regioni settentrionali (con la regione Friuli Venezia Giulia al primo posto), mentre nella maggior parte delle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela e della salvaguardia sono più estesi della media nazionale.

La regione Calabria presenta la più bassa percentuale di apertura del mercato, con una quota delle vendite del mercato libero sulle vendite complessive pari al 47% circa.

Sulla base dei dati forniti dai distributori, nel 2011 il tasso di

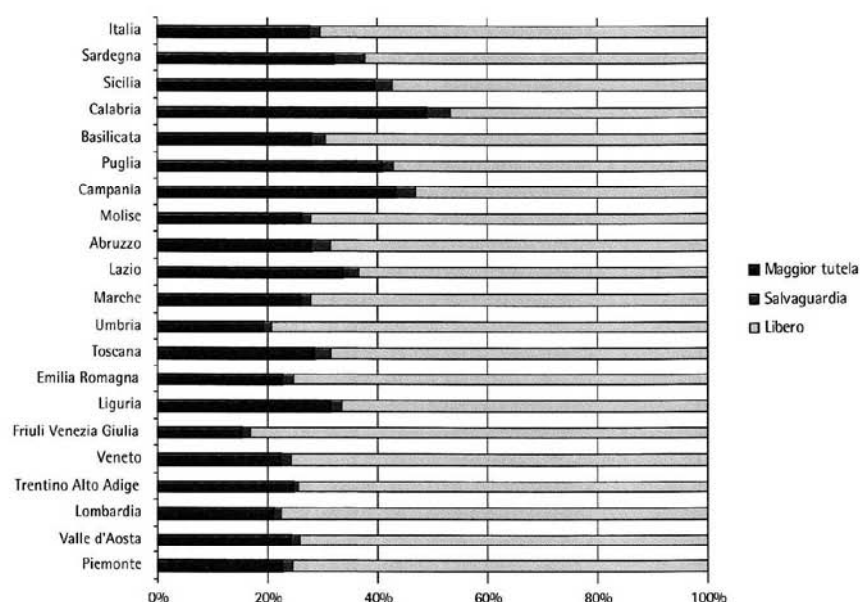


FIG. 2.18

Vendite al mercato finale
nel 2011 per regione
e per tipologia di mercato
Ripartizione percentuale

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

*switching*⁹ complessivo è risultato pari al 22,9%, in termini di volumi distribuiti, e ha coinvolto il 7% della clientela del mercato elettrico (Tav. 2.27).

Il 5,8% dei clienti domestici e l'11,7% dei clienti non domestici risultano aver cambiato fornitore. Con riferimento ai volumi

prelevati, le corrispondenti percentuali salgono, rispettivamente, al 7,1% e al 27,3%. Tra la clientela non domestica il segmento più dinamico in termini di punti di prelievo è stato quello dei clienti connessi in media tensione.

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	7,1%	5,8%
Non domestico:	27,3%	11,7%
di cui:		
- bassa tensione	19,9%	11,4%
- media tensione	30,6%	27,1%
- alta e altissima tensione	32,3%	22,6%
TOTALE	22,9%	7,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.27

Tassi di switching dei clienti finali
nel 2011

⁹ I dati di switching sono stati rilevati utilizzando la definizione prevista dalla Commissione europea, ovvero l'attività di *switching* è 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, oppure il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

Servizio di maggior tutela

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese¹⁰ 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.

A partire dai dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici,

nel 2011 le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 73,5 TWh per quasi 29 milioni di punti di prelievo, in riduzione di più o meno il 6% rispetto al 2010. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 49 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (intorno a 24 milioni) (Tav. 2.28).

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%.

TAV. 2.28

Servizio di maggior tutela
nel 2011 per tipologia di cliente

Volumi in GWh; numero dei punti
di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	38.044	17.454
Monoraria	2.505	1.187
Bioraria volontaria	497	199
Bioraria obbligatoria	35.042	16.068
Domestici residenti oltre 3 kW	5.610	1.298
Monoraria	782	170
Bioraria volontaria	216	50
Bioraria obbligatoria	4.613	1.079
Domestici non residenti	5.771	5.264
Monoraria	451	434
Bioraria volontaria	129	93
Bioraria obbligatoria	5.191	4.737
Illuminazione pubblica	424	22
Monoraria	416	21
Multioraria	8	1
Altri usi fino a 16,5 kW	12.824	4.434
Monoraria	1.355	437
Bioraria	139	32
Multioraria	11.329	3.965
Altri usi oltre 16,5 kW	10.830	319
Monoraria	739	25
Bioraria	48	3
Multioraria	10.043	292
TOTALE	73.503	28.791

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁰ Ai sensi della delibera 27 giugno 2007, n. 156/07, piccole imprese sono 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.

Il consumo medio del cliente domestico è risultato poco inferiore ai 2.100 kWh all'anno; per un cliente domestico residente il dato si articola in circa 2.200 kWh con potenza fino a 3 kW, e in 4.300 kWh con potenza oltre i 3 kW, mentre per un consumatore non residente esso è pari a circa 1.100 kWh. Il 64% dei consumatori residenti fino a 3 kW di potenza appartiene alle prime tre classi

di consumo (consumi inferiori a 2.500 kWh/anno), mentre il 30% dei consumatori residenti oltre i 3 kW di potenza appartiene alle ultime due classi di consumo (consumi superiori a 5.000 kWh/anno). Per quanto riguarda invece i consumatori non residenti (secondo case) il 65% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) (Tav. 2.29).

TAV. 2.29

Servizio di maggior tutela:
vendite ai clienti domestici per
tipologia di cliente e per classe
di consumo nel 2011

Volumi in GWh; numero dei punti
di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	38.044	17.454
0-1.000 kWh	1.485	2.892
1.000-1.800 kWh	6.055	4.264
1.800-2.500 kWh	8.640	4.037
2.500-3.500 kWh	11.421	3.889
3.500-5.000 kWh	7.865	1.941
5.000-15.000 kWh	2.522	429
> 15.000 kWh	55	1
Domestici residenti oltre 3 kW	5.610	1.298
0-1.000 kWh	29	57
1.000-1.800 kWh	126	86
1.800-2.500 kWh	301	138
2.500-3.500 kWh	798	265
3.500-5.000 kWh	1.533	366
5.000-15.000 kWh	2.583	376
> 15.000 kWh	241	10
Domestici non residenti	5.771	5.264
0-1.000 kWh	1.162	3.436
1.000-1.800 kWh	1.113	822
1.800-2.500 kWh	834	394
2.500-3.500 kWh	893	304
3.500-5.000 kWh	760	185
5.000-15.000 kWh	806	115
> 15.000 kWh	204	7
TOTALE DOMESTICI	49.425	24.016

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.30 propone la ripartizione dei volumi (circa 23,7 TWh) e dei punti di prelievo (circa 4,7 milioni) relativi agli altri usi dell'energia elettrica per classe di consumo. Circa il 79% dei consumatori non domestici (escludendo l'illuminazione pubblica) appartiene alla prima classe di consumo (< 5 MWh/anno) per un volume

corrispondente di consumo pari a quasi un quinto delle vendite totali. Il 93% dei punti di prelievo presenta una potenza inferiore a 16,5 kW per oltre il 54% dei consumi. Poco più della metà dei punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW è caratterizzata in larga misura (86%) da consumi compresi tra 20 e 500 MWh.

TAV. 2.30

Servizio di maggior tutela:
vendite a clienti non domestici
(altri usi) per classe di consumo
e di potenza nel 2011

Volumi in GWh; numero dei punti
di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Altri usi fino a 16,5 kW	12.824	4.434
< 5 MWh	4.378	3.718
5-10 MWh	2.889	416
10-15 MWh	1.700	140
15-20 MWh	1.175	68
20-50 MWh	2.439	88
50-100 MWh	209	4
100-500 MWh	23	0
500-2.000 MWh	8	0
2.000-20.000 MWh	2	0
Altri usi oltre 16,5 kW	10.830	319
< 5 MWh	116	57
5-10 MWh	300	40
10-15 MWh	395	31
15-20 MWh	477	27
20-50 MWh	3.257	100
50-100 MWh	3.090	45
100-500 MWh	3.018	19
500-2.000 MWh	165	0
2.000-20.000 MWh	13	0
TOTALE ALTRI USI	23.654	4.753

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il mercato della maggior tutela risulta 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'85,2%; seguono Acea Energia (4,6%), A2A Energia (3,7%) e Iren Mercato (1,4%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%. (Tav. 2.31)

TAV. 2.31

Principali esercenti il servizio
di maggior tutela nel 2011
Volumi in GWh; quota percentuale

RAGIONE SOCIALE	VOLUMI	QUOTA %
Enel Servizio Elettrico	62.656	85,2
Acqa Energia	3.394	4,6
A2A Energia	2.745	3,7
Iren Mercato	1.054	1,4
Hera Comm	583	0,8
Trenta	501	0,7
Azienda Energetica – Etschwerke	367	0,5
Acegas-Aps Service	263	0,4
Agsm Energia	254	0,3
Vallenergie	177	0,2
A.I.M. Energy	165	0,2
A.E.M. Gestioni	106	0,1
Amet	93	0,1
Umbria Energy	76	0,1
Asm Vendita e Servizi	62	0,1
Gelsia	59	0,1
Altri esercenti	948	1,3
TOTALE	73.503	100

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato libero

Nel 2011 il numero di società di vendita attive nel mercato libero si è assestato su livelli analoghi a quelli registrati nel 2010, rispetto a un trend di costante aumento rilevato nel corso del decennio passato. Parallelamente nel 2011 è aumentato in misura moderata il volume medio unitario delle vendite (966 GWh, contro 947 GWh nel 2010), seppure su quote decisamente inferiori rispetto

al 2000 (1.580 GWh).

Il 14% dei principali venditori attivi (28 operatori) nel 2011 ha coperto l'85% circa delle vendite complessive (Tav. 2.32).

Nella tavola 2.33, i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente; il 90% circa dei volumi ha interessato i cosiddetti "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), pari a circa 2,7 milioni di punti di prelievo (35% del totale del mercato libero).

TAV. 2.32

Attività dei venditori nel periodo
2000-2011 per classe di vendita
GWh

	2000	2007	2008	2009	2010	2011
Numero di distributori	194	163	151	147	149	137
Numero di venditori attivi	27	135	149	177	193	194
Fino a 10 TWh	1	4	3	2	4	3
5-10 TWh	1	3	5	6	4	9
1-5 TWh	5	24	24	22	20	16
0,1-1 TWh	11	41	41	53	65	62
< 0,1 TWh	9	63	76	94	100	104
Volume venduto (TWh) ^(A)	43	182	189	181	183	187
Fino a 10 TWh	21	86	78	68	78	67
5-10 TWh	8	25	37	44	32	63
1-5 TWh	11	55	56	46	45	30
0,1-1 TWh	3	15	16	20	27	26
< 0,1 TWh	0	2	2	2	2	2
Volume medio unitario (GWh)	1.580	1.349	1.267	1.022	947	966
Fino a 10 TWh	20.865	21.561	25.920	34.165	19.474	22.238
5-10 TWh	8.158	8.253	7.491	7.415	7.878	7.022
1-5 TWh	2.122	2.288	2.334	2.105	2.227	1.876
0,1-1 TWh	246	354	385	369	414	413
< 0,1 TWh	36	27	24	24	20	17

(A) I volumi relativi alle vendite sul mercato libero coprono solo una parte dei volumi rilevati da Terna, comunque non inferiore all'89% negli anni 2000-2010.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.33

Mercato libero nel 2011
per tipologia di cliente
Volumi in GWh; numero dei punti
di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
BT	63.428	7.590
Domestico	12.516	4.813
Illuminazione pubblica	5.105	210
Altri usi	45.808	2.566
MT	88.842	90
Illuminazione pubblica	373	1
Altri usi	88.469	89
AT e AAT	35.045	1
Altri usi	35.045	1
TOTALE	187.316	7.680

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2011 sul mercato libero risultano essersi approvvigionati circa 4,8 milioni di clienti domestici, per complessivi 12,5 TWh (+41% rispetto ai consumi dello scorso anno) (Tav. 2.33). Circa il 40% delle

vendite (contro il 44% nel 2010) ha interessato le classi di consumo oltre 3.500 kWh/anno, corrispondenti a circa un quinto dei punti di prelievo (Tav. 2.34).

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
< 1.000 kWh	318	582
1.000-1.800 kWh	1.358	947
1.800-2.500 kWh	2.222	1.032
2.500-3.500 kWh	3.571	1.205
3.500-5.000 kWh	3.097	756
5.000-15.000 kWh	1.842	287
> 15.000 kWh	108	4
TOTALE DOMESTICI	12.516	4.813

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.34

Mercato libero domestico nel 2011 per classe di consumo
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
< 5 MWh	BT	2.657	1.450
5-10 MWh	BT	2.925	407
10-15 MWh	BT	2.623	214
15-20 MWh	BT	2.324	134
< 10 MWh	MT	45	8
10-20 MWh	MT	40	3
< 20 MWh	AT e AAT	0	0
20-50 MWh	Tutti	11.215	354
50-100 MWh	Tutti	9.726	140
100-500 MWh	Tutti	24.854	119
500-2.000 MWh	Tutti	27.071	29
2.000-20.000 MWh	Tutti	47.628	9
20.000-50.000 MWh	Tutti	12.929	0
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.958	0
70.000-150.000 MWh	Tutti	7.143	0
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	19.664	0
TOTALE NON DOMESTICI		174.800	2.867

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.35

Mercato libero non domestico nel 2011 per classe di consumo
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

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 91 TWh (circa il 52% delle vendite complessive nel relativo segmento di mercato), mentre intorno alla metà dei clienti consuma meno di 5 MWh all'anno (Tav. 2.35).

Considerando il mercato libero nel suo complesso, nel 2011 il

principale operatore in termini di vendite risulta essere il gruppo Enel, che tuttavia ha visto ridimensionarsi ulteriormente la propria quota di mercato (17,9% nel 2011 contro il 19% nel 2010 e il 27% nel 2009). In contrazione è anche la quota di mercato di Edison, che passa dal 13% nel 2010 all'11,7% nel 2011.

I primi dieci operatori rappresentano il 64,2% del mercato in termini di volumi venduti.

TAV. 2.36

Principali esercenti sul mercato libero nel 2011

Volumi in GWh; quota percentuale

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA %
Enel	33.574	17,9%
Edison	21.842	11,7%
Eni	11.416	6,1%
Acea	8.913	4,8%
E.On	8.370	4,5%
A2A	7.713	4,1%
Sorgenia	7.665	4,1%
Modula	7.535	4,0%
Hera	6.929	3,7%
Energetic Source	6.248	3,3%
Iren	5.773	3,1%
Axpo Group	5.698	3,0%
Egea	4.138	2,2%
Repower	4.084	2,2%
C.I.E.	2.879	1,5%
Dolomiti Energia	2.675	1,4%
Telecom Italia	2.100	1,1%
Agsm Verona	2.078	1,1%
C.V.A.	1.881	1,0%
Assoutility	1.578	0,8%
Exergia	1.534	0,8%
Altri esercenti	32.691	17,5%
TOTALE ESERCENTI MERCATO LIBERO	187.316	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.37 fotografa i livelli di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero, per regione. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale si riferiscono alla quota di mercato dei primi tre operatori (singoli esercenti e non gruppi societari) e alla percentuale dei punti di prelievo da questi serviti. Le regioni settentrionali, fatta eccezione per la Valle d'Aosta, presentano indici di concentrazione solitamente più contenuti

rispetto a quelli meridionali. In particolare, Veneto, Piemonte e Lombardia risultano le regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori intorno al 40% delle vendite complessive regionali; viceversa, la Valle d'Aosta e la Campania presentano il livello di concentrazione più elevato in termini di quota dei clienti serviti dai primi tre operatori, rispettivamente pari all'84% e all'83,1%.

TAV. 2.37

Livelli di concentrazione
nella vendita di energia elettrica
sul mercato libero
Quota di mercato dei primi tre operatori;
percentuale dei punti di prelievo
da questi serviti

REGIONE	NUMERO OPERATORI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% PUNTI DI PRELIEVO
Valle d'Aosta	42	89,4	84,0
Piemonte	113	39,3	48,3
Liguria	90	46,3	70,2
Lombardia	139	40,5	71,1
Trentino Alto Adige	70	59,6	62,4
Veneto	113	38,6	60,5
Friuli Venezia Giulia	83	47,1	56,0
Emilia Romagna	112	42,8	74,6
Toscana	102	41,8	70,6
Lazio	106	61,0	74,2
Marche	75	62,1	60,1
Umbria	91	42,2	60,9
Abruzzo	87	45,7	74,7
Molise	64	50,5	58,3
Campania	89	56,8	83,1
Puglia	87	55,2	66,1
Basilicata	73	64,3	70,9
Calabria	74	63,5	75,4
Sicilia	81	62,0	78,9
Sardegna	72	53,9	71,3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Servizio di salvaguardia

Tutti i clienti che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza contratti 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. Nel 2011 il

servizio di salvaguardia ha interessato circa 107.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio pro die, che hanno prelevato elettricità per circa 5,9 TWh. Quest'ultimo dato rappresenta una flessione del 6,5% circa rispetto al 2010. Il 6,3% delle vendite in regime di salvaguardia riguarda l'illuminazione pubblica, la quota restante gli altri utilizzi industriali/commerciali, con prevalenza di connessioni in media tensione (63% del totale delle vendite) (Tav. 2.38).

TAV. 2.38

Servizio di salvaguardia
nel 2011 per tipologia di cliente
Volumi in GWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
BT	1.993	94.443
Illuminazione pubblica	368	14.311
Altri usi	1.625	80.132
MT	3.727	12.424
Illuminazione pubblica	6	37
Altri usi	3.721	12.388
AT	179	92
Altri usi	179	92
TOTALE SALVAGUARDIA	5.899	106.959

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.39

Servizio di salvaguardia
nel 2011 per regione
Volumi in GWh

REGIONE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Valle d'Aosta	13	189
Piemonte	424	4.883
Liguria	119	3.137
Lombardia	705	13.908
Trentino Alto Adige	45	951
Veneto	493	7.157
Friuli Venezia Giulia	162	2.068
Emilia Romagna	484	7.375
Toscana	472	11.417
Lazio	586	7.862
Marche	126	3.027
Umbria	61	2.120
Abruzzo	181	4.149
Molise	22	763
Campania	520	10.157
Puglia	253	6.009
Basilicata	53	1.040
Calabria	215	4.259
Sicilia	528	10.467
Sardegna	438	6.021
ITALIA	5.899	106.959

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, l'Autorità ha approvato disposizioni inerenti all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015. La tariffa media nazionale a copertura dei costi

di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2012 risulta pari a 2,483 c€/kWh. Nella tavola 2.40 tale tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2011, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di riferimento per l'anno 2012¹¹.

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	TOTALE
2011	0,443 ^(A)	1,651	0,273	2,368
2012	0,535 ^(A)	1,688	0,259	2,483
Variazione %	20,6%	2,3%	-5,1%	4,9%

(A) Circa la metà della variazione evidenziata con riferimento alla tariffa media per il servizio di trasmissione nel 2011-2012 è riconducibile al cambiamento del perimetro delle reti di trasmissione dell'energia elettrica a seguito dell'acquisizione, da parte di Terna, della rete di distribuzione in alta tensione di ELAT e della sua contestuale inclusione nella RTN. La quota restante della variazione della tariffa media per il servizio di trasmissione è riconducibile ai nuovi investimenti di Terna, entrati in esercizio nel 2010.

	2011	2012	DIFFERENZA
BT usi domestici	3,617	3,885	0,268
BT illuminazione pubblica	1,846	1,917	0,071
BT altri usi	2,913	3,021	0,108
MT illuminazione pubblica	1,176	1,237	0,061
MT altri usi	1,254	1,359	0,105
AT	0,551	0,582	0,031
AAT (>220KV)	0,504	0,516	0,012

TAV. 2.40

Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura c€/kWh

TAV. 2.41

Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente c€/kWh

¹¹ Per questo motivo, i valori riportati nella tavola relativi al 2011 non sono confrontabili con quelli presentati nella Relazione Annuale degli anni precedenti.

TAV. 2.42

Servizio di misura: tariffe
medie per tipologia di cliente
c€/kWh

	2011	2012	DIFFERENZA
BT usi domestici	0,878	0,863	-0,015
BT illuminazione pubblica	0,061	0,061	0,000
BT altri usi	0,270	0,230	-0,040
MT illuminazione pubblica	0,062	0,059	-0,003
MT altri usi	0,028	0,026	-0,002
AT	0,005	0,005	0,000
AAT (>220KV)	0,001	0,001	0,000

Prezzi del mercato al dettaglio

Sulla base dei dati ancora provvisori raccolti dall'Autorità, nel 2011 il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento di energia elettrica è risultato pari a 92,69 €/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 (Tav. 2.43).

Per quanto riguarda invece le vendite relative al servizio di maggior tutela, il prezzo medio si è attestato sui 97,05 €/MWh. Questo prezzo è stato rilevato chiedendo agli esercenti il servizio di maggior tutela di includere esclusivamente le seguenti componenti (già inclusive delle perdite di rete): PED (PE+PD), PCV, DISPBT e PPE, ovvero le componenti relative all'acquisto e al dispacciamento dell'energia elettrica, i costi di commercializzazione della vendita e le

componenti di perequazione. I dati sono riferiti al totale delle offerte sul mercato, inclusi quindi i prezzi relativi a offerte sul mercato libero ormai significativamente differenziate tra loro per vari aspetti, e considerando tutti i tipi di clienti, anche con diversi profili di consumo. Si pensi a titolo di esempio alle offerte a prezzi bloccati, in funzione della taglia di consumo, alle offerte che prevedono la fornitura *dual fuel* e/o con l'aggiunta di servizi integrativi al cliente. Il livello dei prezzi e l'ampia differenziazione delle offerte rendono evidente la necessità che il cliente finale assuma scelte consapevoli, così come che vi siano condizioni economiche di riferimento fissate dall'Autorità, anche tenuto conto – come evidenziato in commento al servizio Trova offerte descritto nel Capitolo 4, vol. 2 – che vi sono sul mercato offerte con significativi risparmi potenziali rispetto all'offerta meno economica.

TAV. 2.43

Prezzi medi finali (componente
approvvigionamento)
nel 2011^(A)
€/MWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE	MERCATO LIBERO	MERCATO DI MAGGIOR TUTELA
Domestico	116,67	96,25
Non domestico	90,97	98,69
TOTALE CLIENTI	92,69	97,05

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2011 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 dalle tavole 2.44 e 2.45.

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO ^(B)	PREZZO ^(A)
< 1.000 kWh	318	582.452	139,84
1.000-1.800 kWh	1.358	947.114	111,11
1.800-2.500 kWh	2.222	1.031.773	111,67
2.500-3.500 kWh	3.571	1.204.664	114,85
3.500-5.000 kWh	3.097	756.175	120,07
5.000-15.000 kWh	1.842	286.903	120,99
> 15.000 kWh	108	4.351	110,72
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	12.516	4.813.431	116,67

(A) Dati provvisori.

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

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.44

Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2011^(A)

Volumi in GWh; prezzi in €/MWh

LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO ^(B)	PREZZO ^(A)
Bassa tensione	50.912	2.776.265	107,00
Media tensione	88.842	89.640	87,39
Alta e altissima tensione	35.045	725	76,75
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	174.800	2.866.629	90,97

(A) Dati provvisori.

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

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.45

Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2011^(A)

Volumi in GWh; prezzi in €/MWh

Approvvigionamento dell'Acquirente unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica, avvenuta l'1 luglio 2007 ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, l'Acquirente unico è il soggetto che svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela, servizio rivolto ai clienti domestici e alle piccole imprese che non hanno un venditore sul mercato libero.

I clienti che, pur non avendo un venditore sul mercato libero, non rientrano tra gli aventi diritto alla maggior tutela sono serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia, svolto da società di vendita selezionate attraverso apposite procedure di gara.

Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attribuite, l'Acquirente unico è incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento cui può ricorrere. La tavola 2.46 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo

gennaio-dicembre 2011. Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente unico abbia sottoscritto contratti al di fuori del sistema delle offerte per un ammontare pari a più o meno il 44% del suo

fabbisogno.

Relativamente agli acquisti fatti sull'MGP, circa il 4,5% di essi è stato coperto dal rischio prezzo con contratti differenziali, inclusi dei contratti *Virtual Power Plant* (VPP).

TAV. 2.46

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2011
GWh, al lordo delle perdite di rete

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Al di fuori del sistema delle offerte	12.529	8.592	15.641	36.761
di cui:				
- importazioni annuali	1.750	1.223	2.171	5.144
- importazioni pluriennali	1.670	1.258	2.328	5.256
- contratti bilaterali e MTE	9.109	6.111	11.142	26.361
Mercato del giorno prima	18.702	15.787	13.463	47.952
di cui:				
- contratti differenziali	124	54	87	265
- contratti VPP	609	459	850	1.918
- CIP6	-	-	-	-
- acquisti al PUN	17.969	15.273	12.526	45.768
Sbilanciamento unità di consumo ^(A)	-781	154	243	-384
TOTALE	30.450	24.533	29.346	84.330

(A) Per semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06, e successive integrazioni e modifiche.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le unità di consumo si è attestata su valori inferiori a quelli del 2010 e corrispondenti allo 0,5% del

fabbisogno.

Nella tavola 2.47 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di Borsa.

TAV. 2.47

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2011
Incidenza delle fonti di approvvigionamento non soggette al rischio prezzo sul totale del fabbisogno nel 2011

	F1	F2	F3	TOTALE
Contratti bilaterali e MTE	30%	25%	38%	31%
Importazioni	11%	10%	15%	12%
Contratti differenziali e VPP	2%	2%	3%	3%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Con riferimento al 2012¹² l'ammontare di energia elettrica acquistata nell'MGP interessa circa il 59% del fabbisogno dell'Acquirente unico. La quota del portafoglio dell'Acquirente unico, coperta con contratti differenziali per la protezione dal rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nell'MGP, prevista per l'anno 2012, fa riferimento:

- alla potenza sottostante i contratti di cessione di capacità produttiva virtuale (contratti VPP) di tipo *baseload* per l'anno 2012, stipulati tra l'Acquirente unico ed Enel Produzione ed E.On Energy Trading, di cui alla tavola 2.48;
- alla potenza sottostante altri contratti differenziali di tipo *baseload*, sottoscritti in esito a procedure d'asta e indicati nella tavola 2.49.

DATA ASTA	MW
15/10/2009	13
4/10/2011	192
19/10/2011	115

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

DATA ASTA	MW
11/03/2011	5
1/04/2011	1
6/04/2011	35
24/06/2011	10
9/08/2011	20
11/08/2011	300
6/10/2011	10

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

DATA ASTA	MW
19/05/2011	5
25/05/2011	5
27/06/2011	30
9/08/2011	50

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

All'energia elettrica conseguente alle assegnazioni riportate nella tavola 2.50 si aggiungono le quantità contrattate direttamente sull'MTE, pari a circa 25.160 GWh *baseload* e circa 3.351 GWh

peakload. Per quanto riguarda i contratti di importazione annuale, la tavola 2.51 riporta la potenza assegnata singolarmente in ogni asta bandita dall'Acquirente unico.

TAV. 2.48

Quantità assegnate ai contratti Virtual Power Plant nel 2012

TAV. 2.49

Quantità assegnate ad altri contratti differenziali nel 2012

TAV. 2.50

Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali nel 2012

¹² I dati relativi all'anno 2012 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2012.

TAV. 2.51

Quantità assegnate ai contratti di importazione nel 2012

ASTA ^(A)	MW	FRONTIERA
14/12/2011	10	Francia
14/12/2011	150	Svizzera
15/12/2011	45	Francia
22/12/2011	100	Svizzera
22/12/2011	60	Svizzera
22/12/2011	45	Francia
28/12/2011	140	Svizzera

(A) I prodotti annuali possono essere soggetti a interruzioni programmate per la manutenzione della rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Infine, la tavola 2.52 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2012.

TAV. 2.52

Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2012

Fonte	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2012 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'AU	PREZZO
Importazioni annuali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2012	3.271	4,1	Definito nell'ambito del contratto
Contratti bilaterali e acquisti sull'MTE	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2012 e gli acquisti effettuati sul mercato a termine dell'energia elettrica	29.301	36,5	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (MGP)	La quota rimanente per soddisfare la domanda dei clienti finali	47.616	59,4	Prezzo unico nazionale
di cui:				
- contratti differenziali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2012	3.347	4,2	Definito nell'ambito del contratto
- VPP	La potenza assegnata in esito ai contratti di cessione di capacità produttiva virtuale	2.801	3,5	Definito in funzione del prezzo di aggiudicazione dell'asta
TOTALE FABBISOGNO		80.187	100,0	

Fonte: Elaborazione Autorità su dati Acquirente unico.

Prezzo dell'energia elettrica e inflazione

Nell'ambito della consueta revisione annuale della ponderazione dei prodotti compresi nel paniere di rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione, l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha assegnato nel 2012 un maggior peso al segmento di consumo "Energia elettrica". L'incidenza dell'elettricità è infatti salita dall'1,22% del 2011 all'1,39%.

Il segmento dell'energia elettrica è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende l'insieme dei due segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire l'energia elettrica, il gas di città e il gas naturale.

Poiché anche il peso di quest'ultimo è aumentato nel 2012 (vedi il Capitolo 3 di questo volume), l'incidenza della tipologia "Beni energetici regolamentati" è passata dal 3,14% del 2011 al 3,95% del 2012.

TAV. 2.53

Numeri indice e variazioni
del prezzo dell'energia
elettrica

Numeri indice 2010=100
e variazioni percentuali

	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE PERCENTUALE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	ENERGIA ELETTRICA REALE ^(A)	VARIAZIONE PERCENTUALE
Gennaio 2011	98,1	-0,8	101,2	0,4	96,9	-1,2
Febbraio	98,1	0,0	101,5	0,3	96,7	-0,3
Marzo	98,1	0,0	101,9	0,4	96,3	-0,4
Aprile	101,9	3,9	102,4	0,5	99,5	3,4
Maggio	101,9	0,0	102,5	0,1	99,4	-0,1
Giugno	101,9	0,0	102,6	0,1	99,3	-0,1
Luglio	103,8	1,9	102,9	0,3	100,9	1,6
Agosto	103,8	0,0	103,2	0,3	100,6	-0,3
Settembre	103,8	0,0	103,2	0,0	100,6	0,0
Ottobre	103,9	0,1	103,8	0,6	100,1	-0,5
Novembre	103,9	0,0	103,7	-0,1	100,2	0,1
Dicembre	103,9	0,0	104,1	0,4	99,8	-0,4
ANNO 2011	101,9	1,9	102,8	2,8	99,2	-0,9
Gennaio 2012	109,1	5,0	104,4	0,3	104,5	4,7
Febbraio	109,1	0,0	104,8	0,4	104,1	-0,4
Marzo	109,1	0,0	105,3	0,5	103,6	-0,5

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale dei prezzi.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

Dopo un inizio d'anno ancora in riduzione (-0,8% nel primo trimestre), nel 2011 il prezzo del segmento di consumo dell'energia elettrica rilevato dall'Istat ha registrato due sensibili aumenti consecutivi, del 3,9% e dell'1,9% rispettivamente nel secondo e terzo trimestre (Tav. 2.53). Il 2011 si è quindi chiuso con un tasso d'inflazione medio annuo dell'1,9% che, confrontato con il 2,8% del livello generale dei prezzi, porta a una riduzione - in

termini reali - dello 0,9%. Con l'ulteriore balzo del 5%, registrato a gennaio di quest'anno rispetto a dicembre 2011, il livello di inflazione dell'energia elettrica ha raggiunto a marzo 2012 il tasso dell'11,2%, che si confronta con un tasso di inflazione complessivo pari al 3,3%. Considerando il livello toccato dall'indice di prezzo (109,1), l'inflazione acquisita¹² per il 2012 da questo segmento di consumo è già pari al 7%. L'andamento dell'elettricità appena

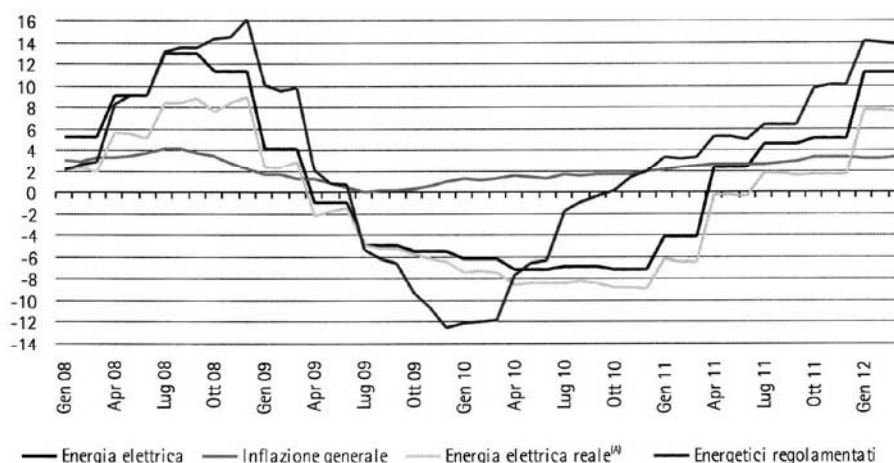
¹² L'inflazione acquisita rappresenta la variazione media dell'indice nell'anno indicato, che si avrebbe ipotizzando che l'indice stesso rimanga al medesimo livello dell'ultimo dato mensile disponibile nella restante parte dell'anno.

visto ha certamente contribuito a innalzare l'inflazione dei "Beni energetici regolamentati" (Fig. 2.19), che a marzo 2012 è arrivata al 13,9% e la cui inflazione acquisita per il 2012 alla stessa data è pari all'8,9%. Ma va detto che negli ultimi due anni l'inflazione dei prodotti energetici è stata spinta verso l'alto anche dagli "Altri

energetici" (non regolamentati), che comprendono benzina, gasolio, combustibili solidi e altri carburanti, sia perché questi beni hanno registrato una dinamica inflattiva maggiore (14,6% nel 2011 e 16,6% a marzo 2012), sia perché essi possiedono un'incidenza più importante (5,18% contro il 3,85% degli energetici regolamentati).

FIG. 2.19

Inflazione generale
e dell'energia elettrica
a confronto negli ultimi
quattro anni



(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

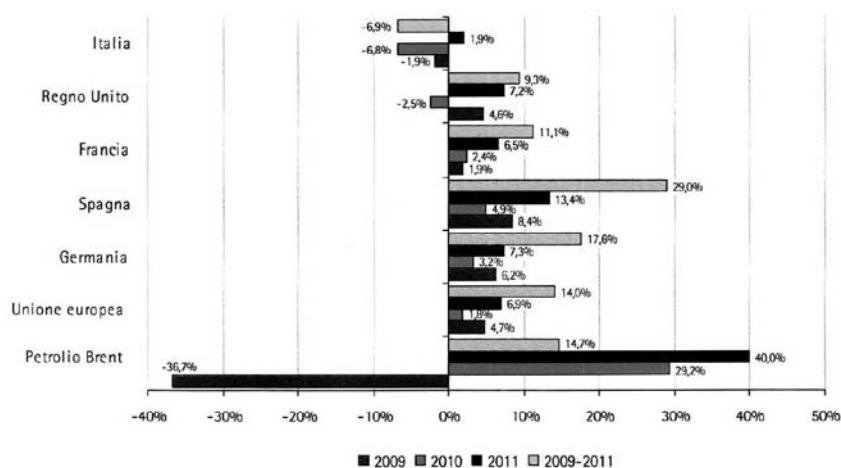
La crescita del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.20). Quest'analisi mostra come nel 2011 il prezzo italiano abbia registrato la miglior performance tra i principali paesi

europei. Il rincaro dell'1,9% italiano risulta infatti il più contenuto tra quelli considerati e nettamente inferiore alla media dei paesi dell'Unione europea (6,9%), a fronte di rincari ben più consistenti rilevati in Francia (6,5%), nel Regno Unito (7,2%), in Germania (7,3%) e in Spagna (13,4%).

FIG. 2.20

Variazioni dei prezzi
dell'energia elettrica per le
famiglie nei principali paesi
europei

Variazioni percentuali sull'anno
precedente e nel triennio 2009-2011



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

La performance si mantiene anche se si considerano le variazioni del prezzo del gas negli ultimi tre anni. In questo caso l'Italia registra un dato ancora negativo, grazie alle riduzioni ottenute nel 2009 e

nel 2010, decisamente al di sotto della media dell'Unione europea, pari al 14%. In tutti gli altri paesi si osserva nel triennio un aumento, mai inferiore al 9%.

Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

La dinamica dell'indice mensile dell'Istat per il prezzo dell'energia elettrica trova conferma nell'andamento delle condizioni economiche di maggior tutela per un consumatore

domestico residente con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza di 3 kW. Nel corso del 2011 e del primo trimestre 2012 i prezzi di maggior tutela sono progressivamente aumentati, portandosi su livelli superiori di circa il 6% rispetto a due anni prima (Fig. 2.21).

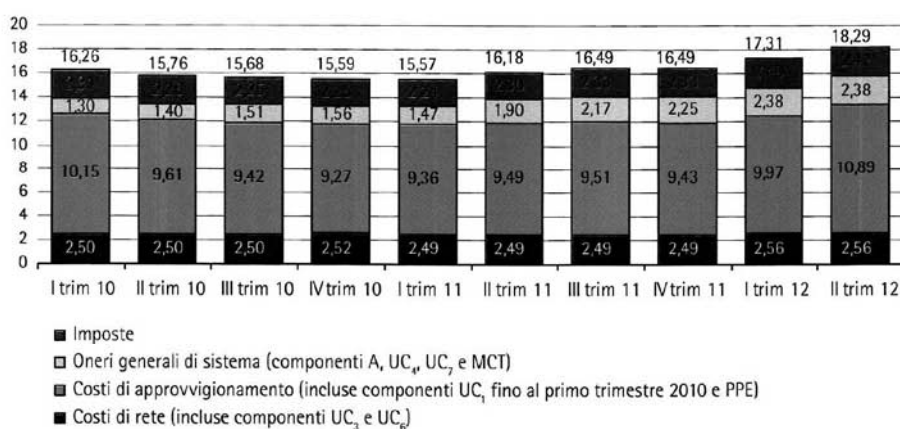


FIG. 2.21

Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
c€/kWh^(A); 2010-2012

(A) Prima dell'1 luglio 2007 i costi di rete includevano i costi di commercializzazione dell'attività di vendita (non identificabili, in quanto non esisteva una componente tariffaria specifica per la tariffa domestica D³), mentre dal secondo semestre 2007 è stata introdotta la componente PCV a copertura dei suddetti costi e, dalla medesima data, questa componente è inclusa, più propriamente, nei costi di approvvigionamento.

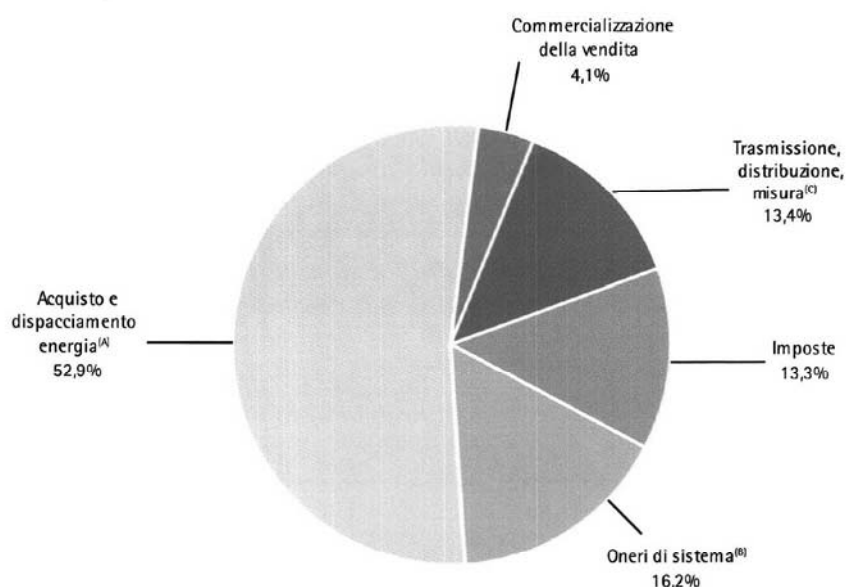
All'1 aprile 2012 il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza è pari a 15,82 c€/kWh al netto delle imposte e a 18,29 c€/kWh al lordo delle imposte. A fine aprile 2012, l'Autorità ha inoltre approvato l'adeguamento della componente tariffaria a copertura dei costi per gli incentivi diretti alle fonti rinnovabili e assimilate (la componente A₃ degli oneri generali di sistema), portando in tal modo il prezzo di riferimento dell'energia elettrica a valere

dall'1 maggio pari a 19,09 c€/kWh, tasse incluse.

Tenuto conto degli ultimi adeguamenti decisi dall'Autorità, la componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura (incluse le componenti tariffarie UC₃ e UC₆ in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incide per il 13,4% sul prezzo lordo complessivo, in calo rispetto al contributo registrato nel secondo trimestre 2011 (15,4%).

FIG. 2.22

Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
Composizione percentuale; valori aggiornati al secondo trimestre 2012, incluso l'adeguamento di fine aprile della componente A_3



(A) Il corrispettivo per l'acquisto e il dispacciamento di energia include la componente di perequazione PPE.

(B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A_1 , le componenti UC_1 , UC_2 e MCT.

(C) La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura include le componenti UC_3 e UC_5 .

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica a maggio 2012 presentano un'incidenza sul prezzo lordo pari al 57,1%, in riduzione di oltre un punto percentuale rispetto a un anno prima. Tali corrispettivi comprendono anche le seguenti voci:

- la componente PPE, in vigore dall'1 gennaio 2008 e attivata nel gennaio 2009, destinata al finanziamento degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti in maggior tutela; nel secondo trimestre 2012 è pari a -0,112 c€/kWh, dove il segno negativo indica una restituzione ai clienti finali;
- i corrispettivi che nel regime di definizione delle componenti tariffarie del mercato vincolato erano esplicitati attraverso, rispettivamente, la componente UC_5 (differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti) e gli elementi CD

(remunerazione della disponibilità della capacità produttiva) e INT (remunerazione del servizio di interrompibilità), che sono stati inglobati in un unico elemento (l'elemento PD) a copertura dei costi di dispacciamento, a partire dal terzo trimestre 2007.

La componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita all'1 maggio 2012 pesa per il 4,1% sul prezzo totale.

All'1 maggio 2012 gli oneri generali di sistema per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela incidono sul prezzo lordo per il 16,2%, in aumento di oltre quattro punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2011, principalmente per effetto della dinamica della componente A_3 . La tavola 2.54 illustra la ripartizione del gettito complessivo degli oneri generali di sistema di competenza 2011 tra le diverse componenti, evidenziando il peso della componente A_3 . Si rimanda al Capitolo 2, vol. 2, per ulteriori informazioni di dettaglio.

TAV. 2.54

Oneri generali di sistema
di competenza nell'anno 2011

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A ₂	Oneri per finanziamento attività nucleari residue	255
A ₃	Fonti rinnovabili e assimilate	6.542
A ₄	Regimi tariffari speciali ferrovie	345
A ₅	Finanziamento ricerca	61
A ₆	<i>Stranded Costs</i>	0
A ₅	Tariffa sociale	54
UC ₄	Imprese elettriche minori	70
MCT	Misure di compensazione territoriale	35
UC ₇	Efficienza energetica negli usi finali	110
TOTALE		7.472

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

In merito alla continuità del servizio di trasmissione, comunemente misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS), l'anno 2011 è stato caratterizzato da un andamento in controtendenza rispetto agli anni 2008, 2009 e 2010. In particolare, l'andamento dell'indicatore ENS relativo agli ultimi quattro anni è rappresentato nella tavola 2.55, dove il dato relativo all'anno 2011 si riferisce a informazioni ancora non definitive, in quanto oggetto di verifiche da parte degli Uffici dell'Autorità, ricevute da Terna durante il mese di aprile 2012. Anche in merito agli incidenti rilevanti, intesi come

disalimentazioni caratterizzate da livelli di energia non fornita netta superiore a 250 MWh (considerando gli effetti dei servizi di mitigazione prestati dalle imprese distributrici, tali da consentire l'alimentazione, in tutto o in parte, degli utenti connessi con le reti di distribuzione anche a seguito della disalimentazione delle cabine primarie da parte della rete di trasmissione), nel corso del 2011 è stato riscontrato un andamento in controtendenza rispetto agli anni 2008, 2009 e 2010, rilevando un valore di energia non fornita pari a 1.305 MWh relativo a due incidenti rilevanti, nei mesi di giugno e settembre 2011, che hanno interessato le province di Pescara e Salerno (Tav. 2.56).

TAV. 2.55

Energia non fornita per le
disalimentazioni degli utenti^(A)
MWh/anno

	2008	2009	2010	2011
Italia	2.430	2.372	2.175	3.131

(A) Il dato è calcolato per l'intera area nazionale con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti connessi con la rete rilevante, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine della disalimentazione.

Fonte: Comunicazioni di Terna all'Autorità.

TAV. 2.56

Energia non fornita in occasione
di incidenti rilevanti
Numero di incidenti rilevanti e MWh/anno

	NUMERO INCIDENTI RILEVANTI	ENS
Anno 2008	1	560
Anno 2009	1	370
Anno 2010	1	339
Anno 2011	2	1.305

Fonte: Comunicazioni di Terna all'Autorità.

Il numero medio delle interruzioni lunghe e brevi per utente connesso con la RTN di Terna (dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna, e compresi gli incidenti rilevanti) è riportato nella tavola 2.57.

Il numero medio è rimasto costante su base nazionale ed è inferiore a una interruzione ogni due anni.

Per quanto riguarda le diverse aree territoriali, anche nel 2011 trova conferma la sostanziale stabilità dei dati di continuità del servizio, con valori di disalimentazioni per utente nelle aree del Centro-Nord anche inferiori alla metà di quelli delle aree di Napoli (pure se con un sensibile miglioramento rispetto al 2011) e Palermo.

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2008	2009	2010	2011 ^B
Torino	0,71	0,32	0,21	0,25
Milano	0,22	0,14	0,10	0,09
Padova	0,37	0,34	0,29	0,31
Firenze	0,27	0,19	0,19	0,14
Roma	0,41	0,45	0,32	0,42
Napoli	0,48	0,85	1,14	0,89
Palermo	0,75	0,57	0,80	0,95
Cagliari	0,22	0,10	0,11	0,27
TOTALE ITALIA	0,42	0,37	0,39	0,39

(A) I dati sono calcolati con riferimento alle disalimentazioni subite da utenti coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine. Per congruenza con i dati relativi agli anni 2006-2008, i dati del 2009, 2010 e 2011 si riferiscono all'insieme degli utenti che risultavano direttamente connessi a fine 2008, prima dell'estensione dell'ambito della RTN.

(B) I dati relativi al 2011 sono provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Terna.

TAV. 2.57

Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN^(A)

Numero/anno di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti)

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni

Nel 2011, dopo il peggioramento rilevato nel 2008, la durata delle interruzioni senza preavviso ha registrato un progressivo miglioramento, riattestandosi a un valore prossimo ai valori minimi osservati nel biennio 2006-2007. Nel 2011 il numero di interruzioni senza preavviso di durata superiore a tre minuti ha invece registrato il minimo storico. Si conferma il netto trend di miglioramento rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione: il miglioramento degli indicatori è pari al 67% per la durata media annuale e pari al 43% per il numero medio annuale.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2011, si conferma il significativo impatto di eventi non attribuiti a responsabilità delle imprese distributrici, che aveva invece registrato una significativa riduzione negli anni 2006 e 2007.

Come mostrato nella figura 2.23, la durata media annuale delle interruzioni senza preavviso per cliente, di responsabilità delle imprese distributrici, ha invece registrato il minimo storico, pari a 40 minuti a livello nazionale. Nel calcolo di tale valore sono dedotte le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate, identificate in base a un metodo statistico, nonché le interruzioni dovute a eventi eccezionali, a furti e ad atti di autorità pubblica.

Considerando le interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione, nel 2011:

- la durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione è stata pari a 62 minuti;
- la durata media annuale delle interruzioni per cliente, di responsabilità delle imprese distributrici, è stata di circa 40 minuti a livello nazionale, di 25 minuti nel Nord Italia, di 38 minuti nel Centro Italia e di 62 minuti nel Sud Italia (Fig. 2.24);
- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe (di durata superiore a tre minuti) è ulteriormente diminuito, e si è attestato a 2,04 interruzioni per cliente in

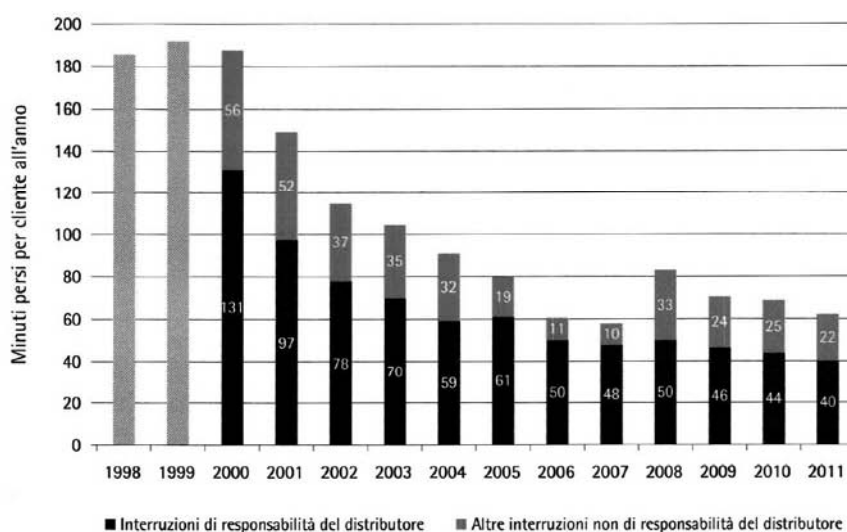
bassa tensione (Fig. 2.25);

- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) è migliorato, e si è attestato a 2,34 interruzioni per cliente in bassa tensione (Fig. 2.26);
- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente, di responsabilità delle imprese distributrici, è stato di 3,40 interruzioni a livello nazionale, di 2,13 interruzioni nel Nord Italia, di 2,77 interruzioni nel

FIG. 2.23

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti)

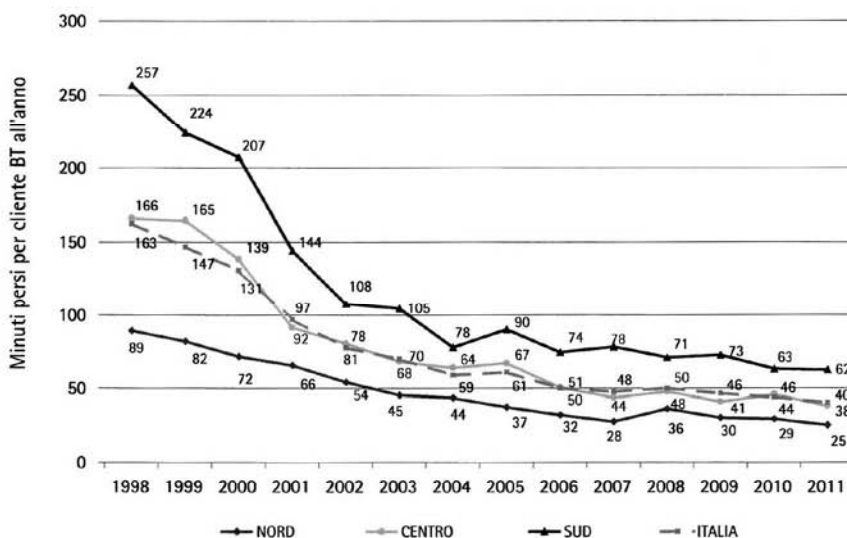


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.24

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

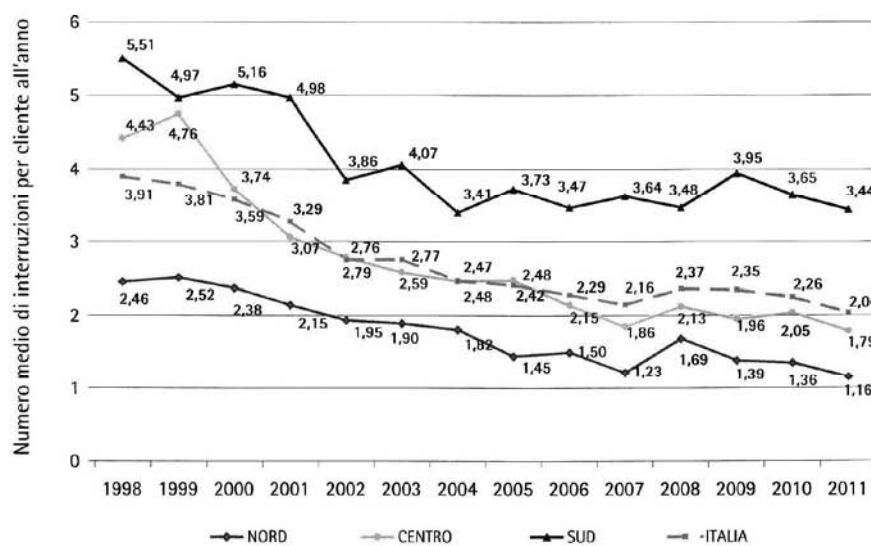


FIG. 2.25

Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)

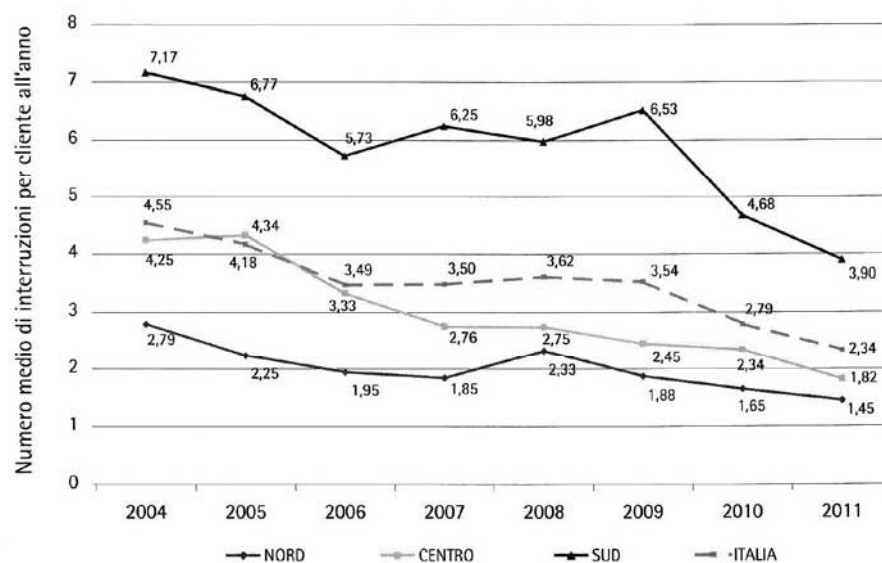


FIG. 2.26

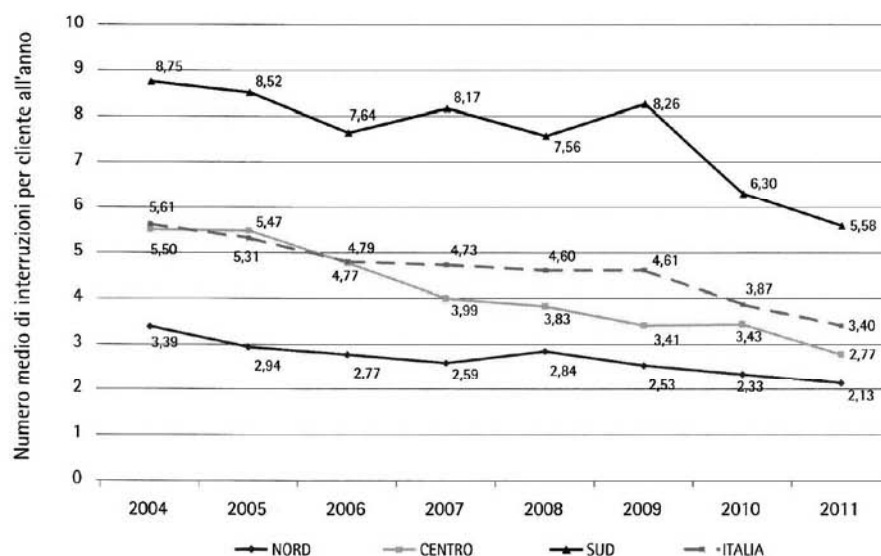
Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)

FIG. 2.27

Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)



Fonte: Elaborazione Aeg su dichiarazioni degli esercenti.

Centro Italia e di 5,58 interruzioni nel Sud Italia (Fig. 2.27), con un miglioramento pari al 26% dall'anno 2008, anno di introduzione della regolazione incentivante del numero delle interruzioni lunghe e brevi.

La tavola 2.58 mostra i valori di continuità del servizio a livello regionale relativi alle interruzioni sulle reti di distribuzione e trasmissione (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e gli incidenti

rilevanti e, per quanto riguarda la durata delle interruzioni, anche dei furti), e in particolare alla durata media annuale di interruzioni senza preavviso per cliente in bassa tensione, al numero medio di interruzioni lunghe senza preavviso e al numero medio di interruzioni brevi, tutti valori registrati nel corso del 2011 e messi a confronto con il triennio 2008-2010. In alcune regioni del Sud Italia (Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia), si evidenzia un aumento della durata delle interruzioni dovute a furti, come illustrato nella tavola 2.59.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

REGIONE O AREA	DURATA MEDIA ANNUALE DELLE INTERRUZIONI (AL NETTO DEI FURTI)				NUMERO MEDIO INTERRUZIONI LUNGHE				NUMERO MEDIO INTERRUZIONI BREVI			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
Piemonte	171	58	38	41	2,35	1,74	1,46	1,51	2,8	2,01	1,83	1,85
Valle d'Aosta	69	48	37	36	1,94	1,5	1,07	0,83	2,42	2,81	1,62	2,44
Liguria	69	57	55	60	2,16	1,92	1,78	1,55	3,97	3,5	2,28	2,02
Lombardia	48	40	34	29	1,35	1,11	1,1	1,01	1,63	1,47	1,23	1,13
Trentino Alto Adige	262	59	71	35	3,56	1,89	1,67	1,30	3,93	2,76	2,27	1,53
Veneto	56	44	72	32	1,75	1,54	1,71	1,17	2,48	2,01	2,03	1,58
Friuli Venezia Giulia	52	36	26	23	1,34	1,03	0,9	0,82	2,78	2,08	1,35	1,38
Emilia Romagna	32	38	65	29	1,1	1,19	1,31	1,00	1,6	1,42	1,53	1,26
Toscana	53	49	62	43	1,59	1,65	1,6	1,28	2,2	1,86	1,98	1,31
Marche	53	44	57	142	1,68	1,55	1,79	1,96	2,58	2,58	2,51	2,54
Umbria	43	43	45	37	1,54	1,44	1,53	1,21	2,41	2,04	2	1,41
Lazio	82	63	80	68	2,74	2,37	2,51	2,20	3,24	2,91	2,61	2,04
Abruzzo	63	191	56	162	2,09	2,49	2,17	2,91	3,11	3,63	2,38	2,83
Molise	24	24	36	64	1,3	1,34	1,3	1,55	1,44	1,46	1,55	2,09
Campania	104	109	128	106	4,03	4,6	4,85	3,90	8,14	8,17	5,73	4,11
Puglia	93	102	118	68	2,69	3,06	2,62	2,73	3,91	4,6	3,31	2,98
Basilicata	46	51	53	45	1,47	1,74	1,46	1,21	2,48	3,58	2,87	2,24
Calabria	134	128	111	105	4,16	4,48	4,25	3,70	6,45	6,79	5,87	3,91
Sicilia	197	229	321	118	4,2	5,07	4,39	4,43	7,26	8,98	5,96	5,49
Sardegna	118	71	60	65	3,15	2,91	2,4	2,32	5,26	3,67	3,03	2,75
Nord	77	45	49	34	1,69	1,39	1,36	1,16	2,28	1,88	1,64	1,45
Centro	66	55	69	67	2,13	1,96	2,05	1,79	2,75	2,46	2,34	1,82
Sud	101	115	97	99	3,48	3,95	3,65	3,44	5,99	6,53	4,68	3,90
ITALIA	83	71	69	62	2,37	2,35	2,26	2,04	3,61	3,54	2,79	2,34

TAV. 2.58

Durata media annuale delle interruzioni e numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa); 2008-2011

REGIONE O AREA	2008	2009	2010	2011
Puglia	13	15	44	169
Basilicata	2	1	15	16
Calabria	0	0	0	30
Sicilia	78	81	204	391
Sud	22	23	60	135
ITALIA	7	8	20	45

TAV. 2.59

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione per interruzioni dovute a furti

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici; 2008-2011

Standard di qualità individuali per gli utenti in media tensione

Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per gli utenti alimentati in media tensione. Gli utenti che subiscono un numero di interruzioni lunghe in misura superiore agli standard

fissati dall'Autorità (Tav. 2.60) possono ricevere un indennizzo economico. Per avere diritto a tali indennizzi, gli utenti in media tensione devono avere inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità, con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti in media tensione.

TAV. 2.60

Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione

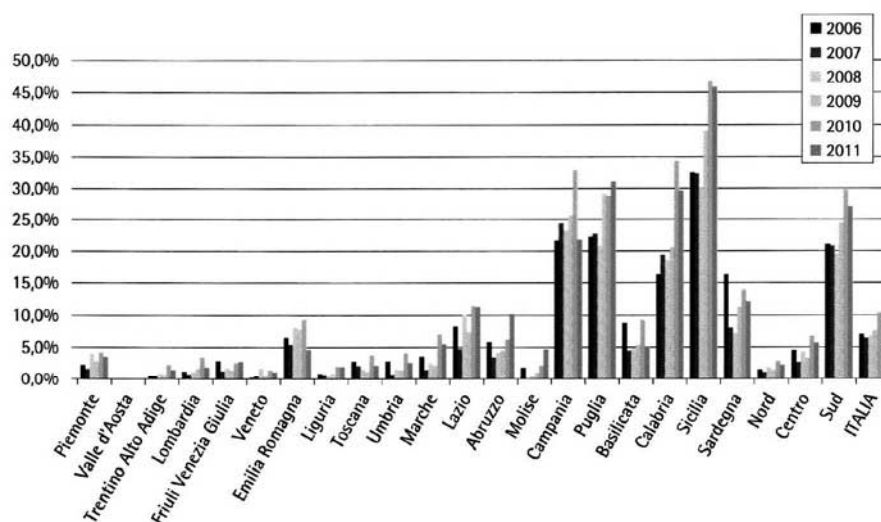
LOCALIZZAZIONE DELL'UTENTE	STANDARD VIGENTE PER GLI ANNI 2008-2009	STANDARD VIGENTE PER GLI ANNI 2010 E 2011
Ambiti in alta concentrazione (comuni > 50.000 abitanti)	3	2
Ambiti in media concentrazione	4	3
Ambiti in bassa concentrazione (comuni ≤ 5.000 abitanti)	5	4

Gli utenti in media tensione che hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (che vengono definiti utenti "peggio serviti"), sono localizzati in maggioranza nelle regioni

del Sud. Qui la percentuale degli utenti "peggio serviti" nel corso del 2011 ha raggiunto il 27%, ben oltre il 9% medio nazionale (Fig. 2.28).

FIG. 2.28

Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione
Percentuale per gli anni 2006-2011, per regione



Gli utenti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS).

L'impresa distributrice trattiene una parte predefinita del CTS e deve versarne la maggior parte alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) (Tav. 2.61). A quest'ultima è destinata anche la quota di penalità per numero di interruzioni lunghe

oltre lo standard, che le imprese distributrici non corrispondono direttamente a indennizzo di utenti in media tensione nel caso di utenti con impianti non adeguati (Tav. 2.62).

In particolare, tali ammontari vengono destinati al Conto qualità dei servizi elettrici presso la CCSE, che ha l'obiettivo di finanziare interventi migliorativi della qualità (a partire dai premi erogati dalla regolazione incentivante della continuità).

	CTS RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CTS TRATTENUTO	ECCEDENZA VERSATA ALLA CCSE
2007	12,8	5,2	7,6
2008	45,2	5,4	39,8
2009	62,5	5,5	57,0
2010	54,6	5,3	49,3
2011	53,4	5,3	48,1

TAV. 2.61

Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati
M€

	PENALITÀ PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CORRISPOSTE A UTENTI MT COME INDENNIZZO AUTOMATICO	ECCEDENZA VERSATA ALLA CCSE
2007	7,4	0,4	7,0
2008	8,2	0,9	7,3
2009	10,0	1,7	8,3
2010	14,9	4,1	10,8
2011	14,2	5,2	9,0

TAV. 2.62

Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati
M€

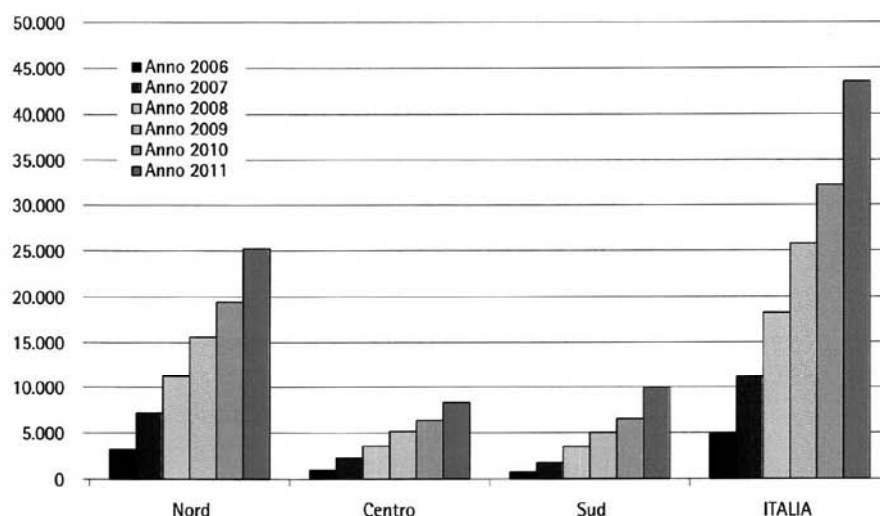
Le somme derivanti dal CTS raccolto dalle imprese distributrici nel 2010 e 2011 evidenziano un trend decrescente rispetto agli anni precedenti, spiegabile con l'aumento progressivo del numero di utenti aventi impianti adeguati su tutto il territorio nazionale. Le dichiarazioni di adeguatezza presentate al 31 dicembre 2011

da parte di utenti in media tensione hanno infatti largamente superato le 40.000 unità (Fig. 2.29).

A questi vanno aggiunti gli impianti di più recente connessione per i quali i suddetti requisiti tecnici sono impliciti nella fase di connessione e quindi il rispetto è automatico.

FIG. 2.29

Dichiarazioni di adeguatezza degli impianti elettrici presentate dagli utenti in media tensione
Numero cumulato delle dichiarazioni di adeguatezza inviate a fine anno dal 2006 al 2011



Indennizzi per le interruzioni di lunga durata

Dal 2009 sono in vigore standard individuali per i clienti in bassa tensione e in media tensione sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate (Tav. 2.63). La tavola 2.64 illustra gli indennizzi automatici che le imprese

distributrici hanno erogato ai clienti in bassa tensione e in media tensione nel corso del 2011 per il superamento di tali standard: circa 20 milioni di euro a circa 180.000 clienti in bassa tensione (poco più di 100 € per cliente) e un milione di euro a poco meno di 1.000 clienti in media tensione (circa 1.000 € per cliente).

TAV. 2.63

Standard in vigore sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e media tensione
Ore

GRADO DI CONCENTRAZIONE TERRITORIALE	STANDARD PER CLIENTI	
	BT	CLIENTI MT
Interruzioni senza preavviso		
Comuni con più di 50.000 abitanti	8	4
Comuni con numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000	12	6
Comuni con meno di 5.000 abitanti	16	8
Interruzioni con preavviso		
Tutti i gradi di concentrazione	8	8

GRADO DI CONCENTRAZIONE	CLIENTI BT INDENNIZZATI	AMMONTARE	CLIENTI MT INDENNIZZATI	AMMONTARE
Alta	50.860	3,7	164	0,2
Media	47.213	5,4	494	0,5
Bassa	81.027	11,6	292	0,4
TOTALE	179.100	20,6	950	1,0

TAV. 2.64

Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni

Numero clienti: ME

Qualità della tensione sulle reti di distribuzione in media tensione

Nel precedente paragrafo sono stati esaminati i principali indici di continuità del servizio, relativi alle interruzioni lunghe e brevi della fornitura elettrica. Le interruzioni lunghe e brevi sono la principale fonte di disturbo degli utenti del servizio elettrico, ma non l'unica. Alcuni utenti hanno impianti che sono sensibili anche ad altri disturbi della tensione di alimentazione, quali i buchi di tensione e le interruzioni transitorie.

In particolare, l'Autorità ha compreso le interruzioni transitorie nella discussione degli aspetti di "qualità della tensione", poiché le cause e gli effetti sugli utenti di tali fenomeni sono strettamente correlate a cause ed effetti dei buchi di tensione. Il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* prevede da alcuni anni che le interruzioni transitorie siano registrate dalle imprese distributrici in relazione a ciascun cliente in media tensione, poiché tali utenti subiscono maggiormente le loro conseguenze.

La tavola 2.65 presenta il valore medio annuale delle interruzioni transitorie, cioè di durata non superiore a un secondo, registrate nel corso del 2011 e messe a confronto con il triennio 2008-2010. A livello nazionale, il numero medio annuale delle interruzioni transitorie per cliente in media tensione è stato di 6,52 nel 2011, rispetto a 7,69 interruzioni transitorie nel 2010, a 8,76 interruzioni transitorie nel 2009 e a 7,56 interruzioni transitorie nel 2008.

Tra il 2005 e il 2006, l'Autorità ha promosso nell'ambito della

ricerca di sistema la realizzazione di un sistema di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di media tensione, sollecitando anche la più ampia partecipazione possibile dei clienti.

Il sistema, realizzato dalla società RSE – Ricerca sul sistema energetico (già CESI Ricerca ed ERSE) ed entrato a regime a febbraio 2006, è pubblicamente consultabile sul sito internet <http://queen.rse-web.it> e fornisce informazioni sulla distribuzione territoriale e temporale dei buchi di tensione, nonché di altri importanti parametri di qualità della tensione, su un campione di circa il 10% delle reti di distribuzione in media tensione, rappresentativo di tutte le realtà di distribuzione in Italia (urbane, rurali, in cavo e con linee aeree, ai diversi livelli di tensione, con neutro isolato o compensato ecc.). Il disturbo maggiormente avvertito dai clienti industriali è legato ai cosiddetti "buchi di tensione" (*voltage dips*). Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione, senza interruzione circuitale, seguito dal ripristino della tensione di esercizio. I buchi di tensione sono caratterizzati da due parametri: la tensione residua (solitamente espressa in valore percentuale della tensione di esercizio) e la durata (normalmente espressa in millisecondi).

La tavola 2.66 riporta i valori del numero medio di buchi di tensione per punto di misura per l'anno 2011. La tavola fa riferimento alla classificazione per celle di severità (profondità e durata) definita nella recente revisione della norma europea EN 50160, ratificata nel marzo 2010.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.65

Valore medio delle interruzioni transitorie per clienti in media tensione, per regioni e per ambito di concentrazione per gli anni 2008-2011

AC alta concentrazione; MC media concentrazione; BC bassa concentrazione

REGIONE O AREA	AC 2008	AC 2009	AC 2010	AC 2011	MC 2008	MC 2009	MC 2010	MC 2011	BC 2008	BC 2009	BC 2010	BC 2011
Piemonte	0,99	0,6	0,71	1,19	4,35	3,33	3,63	3,59	6,69	4,78	4,77	5,13
Valle d'Aosta	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1	0,61	0,68	0,57	2,25	2,04	1,76	1,40
Liguria	1,66	1,66	0,34	0,30	4,8	3,83	1,76	1,80	12,63	12,13	2,6	2,62
Lombardia	0,39	0,3	0,72	0,52	1,82	1,78	0,98	0,98	3,2	3,14	3,39	3,51
Trentino Alto Adige	0,68	1,17	0,69	0,65	1,54	1,09	5,51	4,28	4,96	4,76	6,81	6,03
Veneto	0,6	0,61	0,67	0,46	5,46	5,16	3,28	3,18	6,82	6,11	6,24	6,39
Friuli Venezia Giulia	0,7	1,47	1,45	1,33	4,13	3,9	3,65	2,88	8,42	8,13	12,8	7,62
Emilia Romagna	0,67	0,6	0,65	0,53	2,73	2,53	2,82	2,36	4,87	4,44	4,61	4,55
Toscana	1,08	1,2	1,41	0,62	4,26	4,18	4,72	2,72	11,65	9,82	12,52	6,75
Marche	1,7	3,1	3	3,14	6,94	7,54	6,67	4,85	8,57	7,65	11,22	8,27
Umbria	3,38	2,63	5,16	3,76	6,32	6,72	8,15	6,28	12,54	11,56	9,47	7,14
Lazio	1,22	1,3	1,59	1,69	8,18	8,46	9,5	7,67	9,9	9,77	11	9,81
Abruzzo	6,87	4,61	3,41	5,55	10,64	12,2	7,66	10,11	14,62	15,51	11,1	13,96
Molise	1,6	2,12	2,44	3,15	3,54	3,9	2,8	3,89	5,4	6,54	5,98	7,86
Campania	4,46	5,25	3,92	2,32	14,36	18,04	14,37	9,10	21,73	28,33	20,13	13,80
Puglia	9,98	14,84	12,7	10,67	21,81	27,32	20,09	19,12	28,82	35,83	30,07	26,60
Basilicata	0,89	2,98	3,39	1,26	10,17	15,34	15,88	9,40	9,62	13,84	15,17	12,60
Calabria	5,29	7,85	10,26	7,36	17,18	22,63	23,69	14,29	19,77	25,98	28,6	19,09
Sicilia	12,13	18,31	13,67	10,20	28,7	39,36	30,83	29,27	32,47	44,68	31,96	32,41
Sardegna	0,83	0,81	1,08	1,10	7,45	9,17	7,21	6,09	13,23	15,01	12,91	12,51
Nord	0,7	0,63	0,63	0,63	3,45	3,14	3,28	2,85	5,36	4,68	4,49	4,29
Centro	1,3	1,45	1,84	1,47	5,86	6,05	6,68	4,77	10,37	9,34	11,03	7,83
Sud	7,65	10,75	8,71	6,64	18,74	24,5	19,36	16,74	21,31	27,32	22,33	19,72
ITALIA	2,96	3,92	3,42	2,67	8,12	9,59	8,37	7,07	9,82	10,69	9,58	8,44

TAV. 2.66

Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2011^(A)

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA				
	20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
80 ≤ u < 90	31,4	7,9	1,6	1,3	0,5
70 ≤ u < 80	13,3	3,7	0,5	0,2	0,0
40 ≤ u < 70	17,5	5,0	0,3	0,1	0,0
5 ≤ u < 40	5,9	1,5	0,2	0,0	0,0
1 ≤ u < 5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	68,1	18,1	2,6	1,6	0,5

(A) I dati si riferiscono al periodo compreso tra la settimana del 3 gennaio 2011 e quella dell'1 gennaio 2012.

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN.

Infine, la tavola 2.67 riporta i valori di alcuni indicatori sintetici di *dip performance*, che sono stati proposti dall'Autorità nei documenti per la consultazione pubblicati nella prospettiva dell'estensione del monitoraggio a tutte le reti di distribuzione in media tensione nel periodo 2012-2015. Tali indici fanno riferimento

alle classi di immunità delle apparecchiature elettriche a fronte di buchi di tensione, indicate dalle norme CEI EN 61000-4-11 e CEI EN 61000-4-34, che richiamano la definizione di classi di ambienti elettromagnetici fornita dalla norma CEI EN 61000-2-4. Si può osservare che i dati per il 2011 sono in deciso miglioramento.

INDICATORE	2006	2007	2008	2009	2010	2011
N: numero buchi di tensione	122,8	136,3	126,5	114,4	98,4	90,9
N2: numero buchi con classe severità 2	61,7	64,3	68,8	49,6	40,6	34,6
N3b: numero buchi con classe severità 3	25,7	25,2	26,8	18,8	16,0	14,2
R-SADFI: Regulated System Average Dip Frequency Index	43,7	44,8	47,8	34,2	28,3	24,4

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del sistema di monitoraggio QuEEN.

TAV. 2.67

Indicatori relativi ai buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione
Anni 2006-2011

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione è quello di definire standard nazionali minimi e obbligatori per le prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposta a reclami per l'attività di distribuzione e misura ecc.).

Gli standard di qualità commerciale, applicabili a tutti i distributori, esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni e sono tesi alla tutela dei clienti e al miglioramento complessivo del sistema. Le prestazioni sono assoggettate sin dall'1 luglio 2000 agli standard specifici e generali definiti dall'Autorità, che sono stati aggiornati nel 2004, nel 2007 e nel 2011 in occasione della revisione quadriennale della disciplina.

Il cliente che richiede una prestazione soggetta a standard specifico viene informato dall'impresa che eroga il servizio del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Almeno una volta all'anno, tutti i clienti del servizio di maggior tutela devono ricevere dall'esercente, attraverso la fattura commerciale, le informazioni sugli standard di qualità garantiti e sui risultati effettivamente raggiunti dal distributore nel corso dell'anno precedente.

L'Autorità pubblica annualmente nell'ambito della propria Indagine sulla qualità del servizio i tempi medi reali di effettuazione delle prestazioni dichiarati dalle imprese, i parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa esercente al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi), il numero di indennizzi automatici pagati ai clienti nel corso dell'anno e l'ammontare degli importi.

Gli indennizzi automatici, riconosciuti ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti (escluse le cause dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o al cliente stesso), in vigore sin dal secondo semestre del 2000, hanno registrato nel complesso una progressiva crescita fino al 2007 per poi iniziare a decrescere negli anni successivi (Tav. 2.68). Nell'anno 2011 si riscontra un leggero aumento del numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico rispetto all'anno 2010, con conseguente aumento dell'ammontare degli indennizzi effettivamente erogati ai clienti, che si è attestato a poco più di un milione di euro. I dati osservati indicano comunque una buona performance delle imprese che riescono a rispondere alle esigenze del cliente finale con tempestività.

TAV. 2.68

Numero di rimborsi pagati
per mancato rispetto
degli standard
di qualità commerciale
negli anni 1997-2011

Enel Distribuzione e imprese elettriche
locali con più di 5.000 clienti finali,
dall'1 luglio 2000; ammontare in M€

	CASI DI MANCATO RISPETTO STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO
Carta dei servizi			
1997	6.099	21	0,001
1998	4.167	54	0,002
1999	8.418	22	0,001
Regolazione della qualità commerciale			
2000 (II semestre)	7.902	4.771	0,22
2001	25.650	12.437	0,82
2002	61.881	52.229	3,11
2003	67.344	79.072	4,21
2004	57.424	48.305	3,41
2005	64.696	63.822	4,43
2006	73.868	73.714	4,07
2007	73.903	70.712	4,25
2008	30.359	28.873	2,36
2009	28.693	25.687	1,74
2010	14.499	13.005	1
2011	15.351	14.989	1,22

Esaminando le singole prestazioni disciplinate dalla qualità commerciale (Fig. 2.30), si osserva che la percentuale più alta di casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nell'anno 2011 è attribuibile alle verifiche della tensione; tale percentuale risulta essere intorno al 2% del complesso di tali prestazioni.

La verifica del gruppo di misura e la fascia di puntualità per

appuntamenti richiesti dal cliente finale mostrano percentuali di mancato rispetto in diminuzione in confronto all'anno precedente, mentre risultano lievemente variate le percentuali di mancato rispetto per tutte le altre prestazioni, a meno della preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete in bassa tensione, che ha registrato un significativo peggioramento rispetto al 2010.

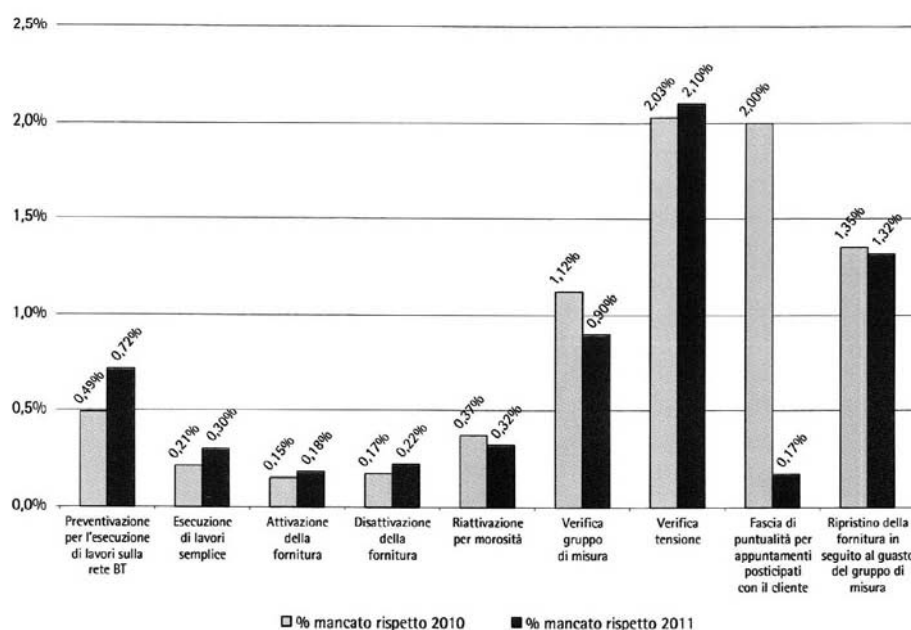


FIG. 2.30

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale, anno 2011, utenti in bassa tensione domestici e non domestici
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

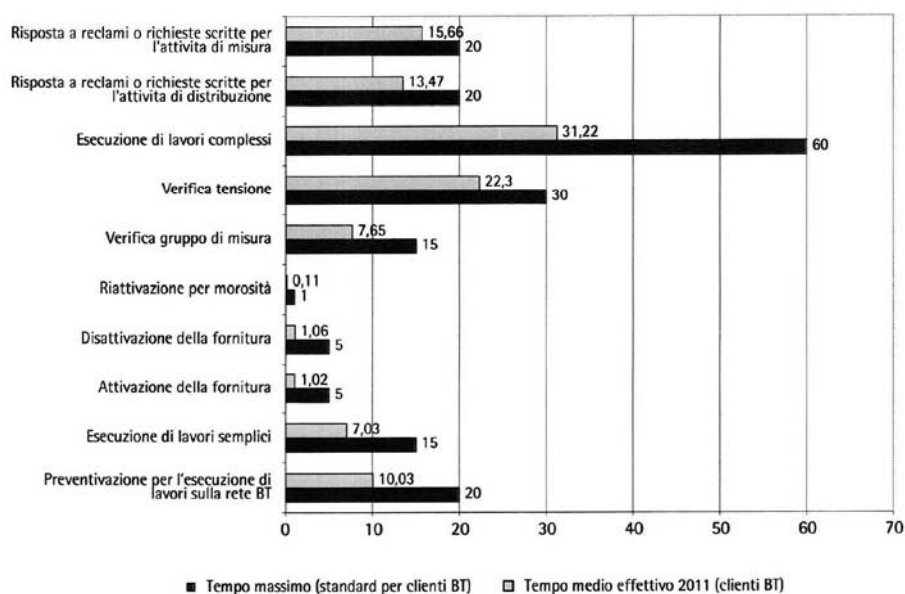
Per alcune prestazioni (richieste di preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete in media tensione, richieste di esecuzione di lavori complessi, risposte motivate a reclami scritti o a richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e misura) non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per queste prestazioni sono fissati standard generali di qualità che permettono di monitorare l'andamento della qualità commerciale e di individuare tempestivamente eventuali profili di criticità. Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni registrati nel 2011 (Fig. 2.31) si può osservare che, per tutte le tipologie di prestazioni, i tempi medi effettivi risultano essere migliori dello standard di tempestività definito. La riduzione dei tempi per le prestazioni che registrano le performance migliori (per esempio, attivazione e disattivazione della fornitura, riattivazione per morosità) è uno dei benefici indotti dalla diffusione dei contatori elettronici e dei sistemi di telegestione, al contrario delle prestazioni legate alle verifiche tecniche (verifica della tensione di alimentazione e verifica del gruppo di misura) o all'esecuzione di lavori, che necessitano di interventi in sito, e che registrano tempi medi effettivi più elevati.

La tavola 2.69 presenta il confronto per gli anni 2010 e 2011 dei dati riguardanti il complesso delle prestazioni soggette a standard specifico e indennizzo automatico (numero annuo di richieste, tempo medio effettivo e numero di indennizzi automatici corrisposti ai clienti), con riferimento alle tipologie di utenza più largamente diffuse, vale a dire i clienti finali domestici e non domestici in bassa tensione. Si osserva che nel complesso il numero di prestazioni eseguite rispetto all'anno precedente è in diminuzione. Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni, in generale i valori riscontrati dimostrano una sostanziale stabilità dei tempi medi effettivi nell'esecuzione delle prestazioni rispetto all'anno precedente e sempre sotto gli standard fissati.

Per quanto riguarda gli indennizzi automatici corrisposti ai clienti finali, si registra un deciso incremento del numero di indennizzi corrisposti per la preventivazione (per l'esecuzione di lavori sulla rete in bassa tensione) e un lieve incremento del numero di indennizzi corrisposti per l'attivazione e la disattivazione della fornitura, a fronte di una forte diminuzione del numero di indennizzi corrisposti per la puntualità per appuntamenti richiesti dal cliente.

FIG. 2.31

Standard di qualità commerciale
e tempi medi effettivi per i clienti
in bassa tensione domestici
e non domestici nel 2011
Enel Distribuzione e imprese elettriche
locali con più di 5.000 clienti finali



TAV. 2.69

Prestazioni soggette a indennizzo
automatico per clienti finali
in bassa tensione (domestici
e non domestici) negli anni
2010 e 2011
Enel Distribuzione e imprese elettriche
locali con più di 5.000 clienti finali

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	ANNO 2010 TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	ANNO 2011 NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	ANNO 2011 TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per esecuzione di lavori sulla rete BT	20 gg. lavorativi	354.869	9,88	1.481	314.568	10,03	2.633
Esecuzione di lavori semplici	15 gg. lavorativi	341.867	7,17	670	333.899	7,03	1.018
Attivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	1.506.680	1,03	2.152	1.400.611	1,02	2.384
Disattivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	809.533	1,14	1.287	827.116	1,06	1.735
Riattivazione per morosità	1 gg. feriale	1.290.738	0,12	4.660	1.257.649	0,11	4.063
Verifica gruppo di misura	15 gg. lavorativi	18.731	7,75	212	14.115	7,65	165
Verifica tensione	30 gg. lavorativi	1.708	21,24	34	1.836	22,30	51
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2 ore	73.122	0,00	1.085	57.254	0,00	116
Ripristino fornitura a seguito del guasto gruppo di misura	3-4 ore	109.549	1,56	926	88.324	1,54	953

Per assicurare coerenza con le disposizioni previste dal *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale*, il quale prevede che il venditore sia l'interfaccia unica del *customer care* per i clienti finali, dall'1 luglio 2009 sono in vigore due nuovi standard specifici in capo ai distributori per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori (richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura e di altri dati). Le prestazioni hanno standard specifici differenziati a seconda che la richiesta del venditore riguardi la lettura del gruppo di misura o altri dati tecnici. In caso di non

rispetto dello standard per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi è previsto un indennizzo automatico di 20 € che il distributore deve versare al venditore.

La tavola 2.70 illustra i dati relativi al numero di richieste, ai tempi medi effettivi e al numero di indennizzi corrisposti ai venditori dai distributori registrati negli anni 2010 e 2011.

I tempi medi effettivi registrati nel 2011 sono inferiori agli standard fissati e il numero di indennizzi corrisposti risulta essere estremamente contenuto rispetto al complesso delle richieste di dati.

	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10 gg. lavorativi	8.885	6,34	126	14.780	5,24	170
Richiesta di altri dati tecnici	15 gg. lavorativi	50.933	10,01	840	59.860	10,83	1.081

Fonte: Dichiarazioni dei distributori all'Autorità.

TAV. 2.70

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori negli anni 2010 e 2011

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Sin dal 1998 l'Istat effettua per conto dell'Autorità, all'interno dell'Indagine multiscopo sulle famiglie intitolata "Aspetti della vita quotidiana", alcuni quesiti specifici volti a rilevare la soddisfazione e l'efficacia dei servizi nel settore dell'energia elettrica e del gas. Nell'Indagine, che rientra tra quelle comprese nel Programma statistico nazionale, l'Istat inserisce un modulo *ad hoc* di quesiti sulla soddisfazione delle famiglie per i servizi di fornitura di energia elettrica e gas. L'Indagine è eseguita su un campione di circa 24.000 famiglie in 850 comuni italiani di diversa ampiezza demografica. Il campione di famiglie, estremamente ampio, permette di ottenere risultati rappresentativi a livello regionale, garantendo un monitoraggio costante della soddisfazione complessiva della qualità del servizio elettrico e dei fattori che influenzano maggiormente la

soddisfazione dei clienti.

Dal 2004 l'Indagine viene svolta ogni anno nel mese di febbraio, mentre fino al 2003 la rilevazione si svolgeva nel corso del mese di novembre; a causa di ciò non sono disponibili i risultati della rilevazione per l'anno 2004.

Nel corso del tempo, intorno a un nucleo stabile di quesiti relativi alla soddisfazione delle famiglie per l'uso dell'energia elettrica e del gas, si sono avvicendati quesiti volti a rilevare altri aspetti quali il comportamento dei clienti rispetto alla lettura delle bollette, la conoscenza del ruolo dell'Autorità, la scelta di un nuovo fornitore, la soddisfazione per il *call center* commerciale o per il servizio di pronto intervento, ed eventuali servizi per interventi di risparmio energetico.

TAV. 2.71

Soddisfazione complessiva
per il servizio elettrico
Percentuali ottenute dai giudizi
"molto soddisfatti"
e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Nordovest	94,6	94,5	94,1	94,5	94,9	93,2	90,4	91,8	91,3	90,4	90,2	90,4	91,4
Nordest	93,1	94,1	92,0	94,3	92,9	91,5	88,0	88,8	90,1	86,4	86,3	86,4	87,2
Centro	89,4	91,3	89,6	91,1	90,9	89,4	87,1	87,5	89,1	85,4	86,8	87	88,5
Sud	86,4	88,1	88,7	89,2	89,5	89,9	87,8	87,9	88,5	85,2	87,7	86,5	88,6
Isole	83,7	83,9	84,5	84,5	85,6	84,2	80,4	82,7	83,3	78,8	81,7	82,6	84,3
ITALIA	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7	88,6	89,2	86,3	87,3	87,3	88,6

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Terna. I dati relativi al 2011 sono provvisori.

Nel 2011 il livello di soddisfazione generale dei clienti per il servizio elettrico risulta in aumento, a livello nazionale, rispetto all'anno precedente (Tav. 2.71). Si confermano livelli di soddisfazione

differenti sotto il profilo geografico (Tavv. 2.71 e 2.72). I livelli più alti di soddisfazione continuano a essere registrati nelle regioni del Nordovest, mentre i peggiori vengono registrati nelle isole.

TAV. 2.72

Soddisfazione per la continuità
del servizio elettrico:
analisi per macroregioni
Percentuali ottenute dai giudizi "molto
soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Nordovest	95,4	95,4	95,1	94,5	95,6	94,1	93,5	94,3	93,7	94,1	94,3	94,8	94,9
Nordest	94,2	94,8	93,9	95,8	95,0	93,1	93,1	93,5	95,0	94,3	94	94,5	94,9
Centro	89,5	90,6	89,0	91,9	91,7	89,9	89,4	90,5	92,3	90,9	92,3	91,6	93,3
Sud	85,9	87,5	88,3	88,5	89,2	89,6	90,0	89,7	90,8	89,8	90,1	89,1	91,3
Isole	85,0	83,1	85,8	85,9	88,4	86,4	83,5	86,6	88,4	81,9	87,6	87,7	89,1
ITALIA	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6	92,5	91,3	92,2	92,1	93,1

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2011.

Tra i fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione globale, la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica ai clienti) è quello che condiziona maggiormente il peso nel giudizio. Nel 2011 l'andamento del livello di soddisfazione dei clienti per la continuità nel servizio elettrico

risulta complessivamente in aumento, rispetto all'anno precedente, confermando gradi di soddisfazione differenti sotto il profilo geografico (Tav. 2.72), ma registrando miglioramenti nei giudizi espressi dalle famiglie residenti nelle regioni del Nord, del Centro, del Sud e delle isole.

REGIONI	2010	2011
Emilia Romagna	95,4	95,1
Trentino Alto Adige	95,4	95
Lombardia	95	94,7
Piemonte	95	95,2
Friuli Venezia Giulia	93,5	94,6
Veneto	93,5	94,8
Marche	93,3	96,2
Toscana	93,2	94,2
Liguria	93,1	95
Molise	92,7	93
Valle d'Aosta	92,3	92,1
Umbria	91,7	90,9
Puglia	91	93,7
Basilicata	90,9	94,6
Lazio	90,1	92,2
Abruzzo	89,7	88,3
Calabria	88,8	89,4
Sardegna	88,4	90,6
Sicilia	87,4	88,5
Campania	87,3	90,7

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2011.

TAV. 2.73

Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico: analisi regionale
Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti";
2010-2011

Gli aspetti commerciali del servizio rivestono un peso meno decisivo nel giudizio complessivo dei clienti elettrici rispetto alla continuità del servizio.

In merito agli aspetti commerciali, rispetto all'anno precedente si registra un miglioramento per alcuni fattori (assenza di sbalzi di tensione e informazioni sul servizio), ma un peggioramento

in relazione alla comprensibilità delle bollette e del display del contatore elettronico (Tav. 2.74).

Le percentuali di soddisfazione più basse, e in lieve peggioramento rispetto all'anno precedente, sono registrate infatti per gli aspetti legati alla comprensibilità delle bollette (65,1%) e per le informazioni sul servizio (65,4%).

TAV. 2.74

Soddisfazione globale e per
i diversi aspetti del servizio
elettrico in Italia

Percentuali ottenute dai giudizi "molto
soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Continuità	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6	92,5	91,3	92,2	92,1	93,1
Assenza di sbalzi di tensione	86,3	87,2	87,1	87,8	86,2	86,1	85,4	86	87,3	85,4	87,1	86,0	87,8
Frequenza lettura ^(A)	72,8	74,1	73,5	72,5	72,5	70,7	71,5	79,1	83	79,6	81,8	-	-
Comprensibilità display contatore elettrico ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78,1	77,9
Comprensibilità bollette	75,0	76,1	74,3	76,3	72,9	72,8	70,3	70,7	71,8	65,9	68,3	66,5	65,1
Informazioni sul servizio	73,2	74,1	73,4	73,5	71,6	69,5	67,4	69	69,1	63,5	66,6	64,9	65,4
Soddisfazione globale	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7	88,6	89,2	86,3	87,3	87,3	88,6

(A) Dal 2010 la comprensibilità del display del contatore elettrico ha sostituito la frequenza di lettura.

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2011.

PAGINA BIANCA

3.

Struttura,
prezzi e qualità
nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale nel 2011

Dopo gli incoraggianti segnali di ripresa del 2010, nel 2011 la domanda di gas ha registrato un forte calo. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il consumo interno lordo è stato di 77,9 G(m³) in diminuzione del 6,2% rispetto all'anno precedente. Nel 2011 i consumi finali sono risultati inferiori, anche se di poco, a quelli del 2009, anno in cui i consumi registrarono una battuta d'arresto dell'8%. La domanda ha subito una contrazione di 5,2 G(m³), evidenziando una variazione negativa in quasi tutti i settori.

I consumi del settore civile (residenziale e terziario), che rappresentano il 40% circa dei consumi nel nostro Paese, hanno registrato una riduzione dell'8,4% passando dai 34 G(m³) del 2010 ai 31 G(m³) del 2011. Le condizioni climatiche miti e le difficoltà economiche che l'Italia sta attraversando sono alla base della riduzione dei consumi domestici. Alla crisi del settore civile si è accompagnato il calo dei consumi del termoelettrico, anch'esso piuttosto sensibile e pari a -7%; il settore industriale ha evidenziato invece una riduzione più modesta, dell'1,1%. Anche le destinazioni di consumo di minore rilevanza quali l'agricoltura e gli usi non energetici (che insieme non raggiungono l'1% del totale dei consumi) hanno registrato una variazione negativa. In particolare, i consumi agricoli hanno manifestato una riduzione dell'8% mentre il gas destinato a usi non energetici ha subito un crollo, pari a

-24,6%. L'unica voce in aumento è stata quella dell'autotrazione, che ha confermato il trend di crescita che la contraddistingue ormai da diversi anni. Complice anche il forte e continuo aumento dei prezzi dei carburanti, dal 2006 al 2010 il settore dell'autotrazione è stato protagonista di un notevole sviluppo. Da sottolineare però che la crisi non ha risparmiato nemmeno questo settore, infatti nell'ultimo anno la variazione in aumento è stata appena del 2,6%, dunque fortemente ridimensionata se confrontata con l'incremento medio del 10% registrato negli ultimi cinque anni o con la notevole variazione del 16% dell'anno precedente.

Nel 2011 la produzione nazionale ha toccato quasi 8,5 G(m³) registrando un lieve aumento per il secondo anno consecutivo (+0,5% rispetto al 2010), cosa che non accadeva dal 1994. La forte contrazione dei consumi ha contribuito anche alla riduzione delle importazioni (-6,6%), con un calo di quasi 5 G(m³). Pure le esportazioni hanno evidenziato una riduzione, passando dai 141 M(m³) del 2010 a 124 M(m³) nel 2011. Le importazioni nette, pari a 70,2 G(m³) sono tornate sui livelli del 2009. La variazione dei volumi negli stoccaggi è stata positiva e pari a 777 M(m³) di gas con un incremento del 49% rispetto all'anno precedente. Tenendo conto che i consumi e le perdite di rete sono stimabili in circa 1,8 M(m³), il valore dei consumi nazionali nel 2011 è valutabile in 76,1 M(m³). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è rimasto

sostanzialmente invariato rispetto al 2010 e pari al 90%.
Come sempre il bilancio degli operatori è stato redatto riaggregando le informazioni che le singole imprese hanno fornito nella consueta Indagine annuale sui settori regolati (i dati sono da considerarsi

provvisori in tutto il Capitolo) a seconda del gruppo societario di appartenenza; il gruppo di appartenenza è quello dichiarato dagli operatori nell'Anagrafica operatori dell'Autorità. I gruppi sono poi stati attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale 2011
G(m³); valori riferiti ai gruppi industriali

	Gruppo Eni	15-18 G(m ³)	10-15 G(m ³)	2-10 G(m ³)	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	TOTALE
Produzione nazionale netta	6,8	0,5	-	0,8	0,0	-	0,0	8,1
Importazioni nette ^(A)	28,0	12,4	10,4	8,0	6,2	2,7	0,0	67,7
- di cui vendite Eni S.p.A. oltre frontiera	-	0,9	0,6	-	0,1	0,0	-	1,6
Variazioni scorte	0,5	0,4	-0,2	0,0	-0,2	-0,3	0,0	0,3
Stoccaggi al 31 dicembre 2009	2,4	0,9	1,6	2,2	0,1	0,5	0,0	7,7
Stoccaggi al 31 dicembre 2010	1,8	0,5	1,7	2,1	0,3	0,8	0,0	7,4
Acquisti sul territorio nazionale	4,1	21,0	15,0	31,3	8,2	16,3	5,6	101,6
da Eni	0,8	4,4	1,4	3,3	0,1	1,1	0,8	11,8
da altri operatori	3,3	16,6	13,6	28,1	8,1	15,2	4,9	89,8
Acquisti in Borsa	-	0,0	-	-	0,3	0,0	0,1	0,4
Cessioni ad altri operatori nazionali	15,9	19,6	12,3	27,9	13,5	8,2	0,6	98,0
- di cui vendite al PSV	7,1	10,3	2,5	13,9	9,2	3,5	0,4	47,0
Vendite in Borsa	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4
Trasferimenti netti	1,0	1,4	-0,4	0,8	0,7	0,2	-1,1	2,6
Consumi e perdite ^(B)	0,4	0,3	0,2	0,4	0,1	0,2	0,1	1,8
Autoconsumi	5,6	3,5	1,3	1,0	0,7	0,4	0,0	12,5
Vendite finali	18,2	12,2	11,0	11,7	0,9	10,1	3,9	68,0
Al mercato libero	11,5	11,1	7,6	8,6	0,9	6,9	2,0	48,6
Al mercato tutelato	6,7	1,2	3,3	3,1	0,0	3,2	1,9	19,4
Vendite finali per settore	18,2	12,2	11,0	11,7	0,9	10,1	3,9	68,0
Generazione elettrica	3,9	7,2	5,5	3,1	0,2	1,2	0,1	21,3
Industria	7,1	3,3	1,3	3,6	0,5	3,3	0,9	20,1
Commercio e servizi	1,5	0,4	0,5	1,4	0,1	2,0	0,7	6,5
Condomini uso domestico	1,0	0,1	0,5	0,5	0,0	0,6	0,5	3,2
Domestico	4,7	1,3	3,0	3,0	0,0	3,1	1,7	16,9
- di cui a clienti finali collegati	0,7	1,7	5,3	1,7	0,3	1,3	0,5	11,5

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi gli acquisti in Borsa).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

di gas, cioè a seconda dell'ampiezza delle vendite effettuate sia all'ingrosso sia al mercato finale (in entrambi i casi sono comprese le vendite a soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario) e degli autoconsumi.

In base ai primi risultati dell'Indagine annuale, nel 2011 sono stati venduti al mercato finale 68 G(m³). Se a tali quantitativi si aggiungono 12,5 G(m³) di autoconsumi, cioè il gas direttamente impiegato nelle centrali di produzione elettrica degli operatori, e 1,8 G(m³) di perdite, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 82,3 G(m³), un valore di circa 6 G(m³)

superiore a quello indicato dal Ministero dello sviluppo economico. Le ragioni di tale sopravanzo sono di diversa natura. Da un lato, come si è più volte detto, le elaborazioni per la *Relazione Annuale* sono provvisorie, in quanto vengono effettuate immediatamente a ridosso della raccolta dei dati, come pure preconsuntivi sono i volumi citati del ministero. Dall'altro, un'importante fonte di discrepanza è certamente riconducibile al diverso potere calorifico e al fatto che, nonostante venga chiesto agli operatori di rispondere alle richieste sui quantitativi di gas trattato riportando sempre il gas a un potere calorifico uniforme (pari a 38,1 MJ/m³), in molti

casi questo non avviene. Infine, una terza ragione di differenza nei dati ministeriali può risalire al fatto che gli operatori spesso rispondono ai questionari sui dati annuali indicando dati di cassa (che comprendono quantitativi non afferenti all'anno richiesto) in luogo di quelli di competenza richiesti.

Nel 2012 i principali gruppi in termini di vendite e autoconsumi, dopo Eni, sono stati Edison e GdF Suez che hanno fatto registrare un totale di impieghi compresi tra 15 e 18 G(m³); nello specifico l'ammontare degli impieghi di Edison è pari a 17,9 G(m³) mentre quelli di GdF Suez sono di poco inferiori e pari a 17,5 G(m³). Da notare che nel gruppo GdF Suez sono inclusi anche i volumi venduti da GdF Suez Energy Management (ex AceaElectrabel Trading), passata in tale gruppo nel corso del 2011 in virtù della complessa operazione societaria conseguente allo scioglimento della *joint venture* tra Acea e GdF Suez Energia Italia. Nella classe successiva, cioè quella dei gruppi che hanno vendite e/o autoconsumi compresi tra 10 e 15 G(m³) sono inclusi Enel e A2A rispettivamente con 13,9 G(m³) e 10,7 G(m³). Nella classe con impieghi tra i 2 e i 10 G(m³) sono inclusi 11 gruppi che oscillano tra i 6,3 G(m³) di Sinergie Italiane e i 2,1 G(m³) di Axpo Group: oltre a questi, i gruppi che ricadono in detta classe sono E.On, Royal Dutch Shell, Hera, VNG Italia, Unogas, Gas Plus, Iren, Enoi e Ascopiave. Le classi successive comprendono rispettivamente 10, 53 e 215 gruppi: nell'ultima classe in particolare ricadono tantissimi gruppi che vendono e/o autoconsumano anche poche migliaia di metri cubi di gas (da 99 milioni a 1.000 m³). Si conferma, dunque, la tendenza già registrata in passato relativa all'alta mobilità dei gruppi tra le diverse classi che cambia la connotazione delle stesse. La produzione nazionale è per la massima parte in capo al gruppo Eni, fatta eccezione per alcune quote che sono riconducibili a Edison e ad altri piccoli coltivatori.

Mentre le importazioni di Eni si sono mantenute costanti rispetto allo scorso anno, quelle di Edison e di tutti gli altri gruppi sono generalmente diminuite salvo alcune eccezioni. In particolare, sono aumentate le importazioni di Sinergie Italiane (sebbene non siano affatto aumentate le importazioni della classe cui l'operatore appartiene) e quelle della classe dei gruppi compresi tra 1 e 2 G(m³), dove ricadono quattro gruppi che nel 2010 erano inseriti nelle classi più basse e due gruppi particolarmente attivi nell'attività di approvvigionamento all'estero provenienti dalle classi più alte.

Per quello che riguarda gli acquisti sul territorio nazionale, nel 2011 la quota di gas che tutte le imprese hanno acquistato direttamente da Eni, pari al 13,4%, è ulteriormente diminuita rispetto all'anno

precedente, a dimostrazione di come il mercato all'ingrosso sia particolarmente vivace e ciascun operatore cerchi di differenziare il più possibile le modalità di approvvigionamento e le singole controparti. Relativamente agli impieghi, invece, la quota di gas venduta all'ingrosso (comprese le vendite in Borsa) sul totale dei volumi complessivamente venduti e autoconsumati è ulteriormente aumentata rispetto allo scorso anno passando dal 50,5% al 55%; in particolare tale tendenza si è verificata in tutti le classi eccetto per quella che contiene i gruppi con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³) e per Eni, per cui la stessa quota è leggermente scesa, passando dal 41,9% del 2010 al 40,3% del 2011. Questi aumenti si spiegano, come si vedrà nel corso del capitolo, con l'affacciarsi nel mercato all'ingrosso di un numero sempre maggiore di operatori (il numero di soggetti che svolgono unicamente attività all'ingrosso è passato dai 33 del 2010 ai 40 del 2011) e da una crescente quota di gas venduto su questo mercato da soggetti che vi operano (la quota del gas venduto sul mercato all'ingrosso da soggetti che sono attivi sia su tale mercato sia sul mercato *retail* è passata, infatti, dal 54% al 57,4%). Del gas complessivamente ceduto all'ingrosso il 48% viene venduto al Punto di scambio virtuale (PSV) rispetto al 36% del 2010: in particolare, si nota come siano i gruppi di più piccola dimensione (quelli sotto i 100 milioni di m³) che vendono più del 70% delle proprie, seppure molto limitate, vendite all'ingrosso.

La quota degli autoconsumi sugli impieghi è complessivamente scesa di un punto percentuale (dall'8% del 2010 al 7% del 2011), ma nonostante ciò tale voce rappresenta ancora una porzione rilevante degli impieghi presso i gruppi principali che, generalmente, sono quelli che dispongono di impianti di generazione di energia elettrica. Se al gas destinato agli autoconsumi sommiamo quello per i clienti finali collegati societariamente, si può notare come il gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo sia particolarmente significativo. Per Eni la quota è aumentata, passando dal 14,2% al 15,7%, come pure si registra un rialzo nei principali gruppi dove le quote di gas destinato al fabbisogno del gruppo si attestano intorno al 15% per la classe tra i 15 e i 18 G(m³) e al 27% per la classe tra 10 e 15 G(m³). Da notare come siano significativamente aumentati gli autoconsumi della classe tra 1 e 2 G(m³) dove ricade, tra l'altro, uno tra i primi dieci gruppi nella generazione elettrica che ha praticamente raddoppiato la quantità di gas impiegato. Nella classe relativa ai gruppi che hanno venduto e/o autoconsumato il gas per un ammontare compreso tra i 2 e i 10 G(m³) la quota è, invece, scesa dall'11,1% al 6,7%. In totale i volumi

autoconsumati o venduti a clienti finali collegati societariamente hanno rappresentato il 15,5% del totale degli impieghi.

Relativamente al mercato finale, le vendite ai clienti tutelati rappresentano il 28,5% del totale rispetto al 30,5% del 2010; il gruppo Eni ha venduto sul mercato tutelato il 37% delle vendite finali contro il 39% dello scorso anno, mentre per Edison e GdF Suez il quantitativo di gas venduto a clienti finali è pari al 9,4% delle vendite totali, per Enel e A2A questa quota è pari al 30,6%, mentre per i gruppi più piccoli va da un minimo del 3,4% a quasi il 50% delle vendite complessive.

Se si esclude la classe dei gruppi tra 2 e 10 G(m³), dove si è registrato un lieve aumento delle vendite al mercato tutelato, in tutti gli altri gruppi si è verificata una diminuzione che nella classe 0,1-1 G(m³) è addirittura di circa dieci punti percentuali. Relativamente ai piccolissimi operatori la quota delle vendite al mercato tutelato è, come indicato sopra, del 49%: sembrerebbe, dunque, che per questa tipologia di operatori si stia invertendo la tendenza registrata fino allo scorso anno per cui essi vendevano la maggior parte del gas sul

mercato tutelato. Questi gruppi restano comunque quelli in cui le vendite al settore domestico (inclusi i condomini) sono ancora pari al 56%, a conferma del fatto che quanto più un operatore è piccolo tanto più ha un mercato limitato a quello che era il territorio storico di vendita risalente a prima della liberalizzazione.

La classe tra 1 e 2 G(m³) evidenzia la minor quota di gas venduto al mercato domestico: essa è pari ad appena il 6,4% e per giunta in diminuzione rispetto al 22% del 2010. Ciò si spiega con la diversa natura dei gruppi che compongono questa classe nei due anni, come sopra descritto.

Se prendiamo in considerazione il mercato civile (domestico, condomini e commercio e servizi) la quota di gas a esso venduto si conferma al 39%. Secondo i dati rilevati presso gli operatori, i 68 G(m³) complessivamente venduti nel 2011 sono anche quest'anno ripartiti in modo equo (circa il 30% ciascuno) tra i settori industriale, termoelettrico e domestico (compresi i condomini), mentre il commercio e i servizi (tra cui rientra anche l'autotrazione) hanno acquisito quasi il 10% dei consumi totali.

Mercato e concorrenza

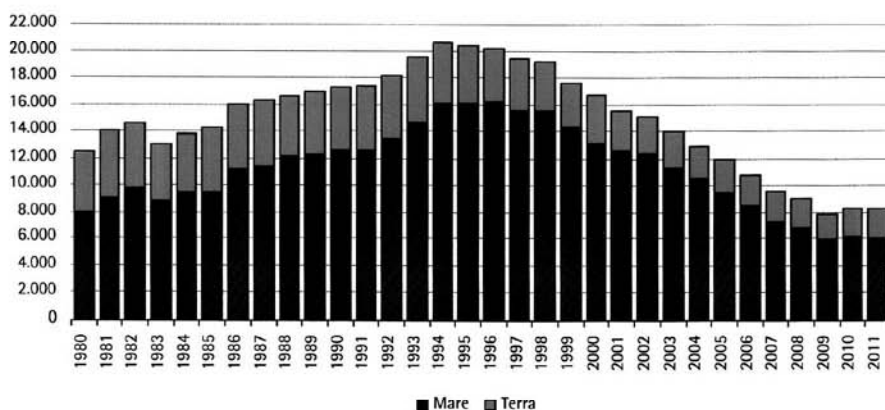
Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

Dopo anni di ininterrotto declino, la produzione nazionale di gas naturale sta sperimentando da tre anni a questa parte un trend di assestamento intorno agli 8 G(m³)/anno. Secondo i dati provvisori diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, infatti, anche nel 2011 l'estrazione di gas sul territorio nazionale ha toccato quota 8.449 M(m³), evidenziando anzi una lieve crescita dello 0,5% rispetto al 2010. Nel 1994, la produzione italiana di gas ha raggiunto il massimo superando di poco i 20 G(m³) e arrivando a soddisfare circa un terzo dei consumi nazionali dell'epoca. Da allora la copertura

del fabbisogno interno è scesa sino all'attuale 11% circa.

Secondo i dati pubblicati dall'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia (UNMIG) del Ministero dello sviluppo economico, la produzione 2011, pari a 8.339 M(m³) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente – è stata ottenuta per il 28% da giacimenti a terra e per il 72% da coltivazione in mare (Fig. 3.1). La quantità di gas estratta da giacimenti in terraferma, pari a 2.341 M(m³), è cresciuta rispetto al 2010 dell'8,6%, mentre è lievemente diminuita (-1,8%) la produzione in mare, quest'anno pari a 5.997 M(m³).



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, UNMIG.

FIG. 3.1

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980

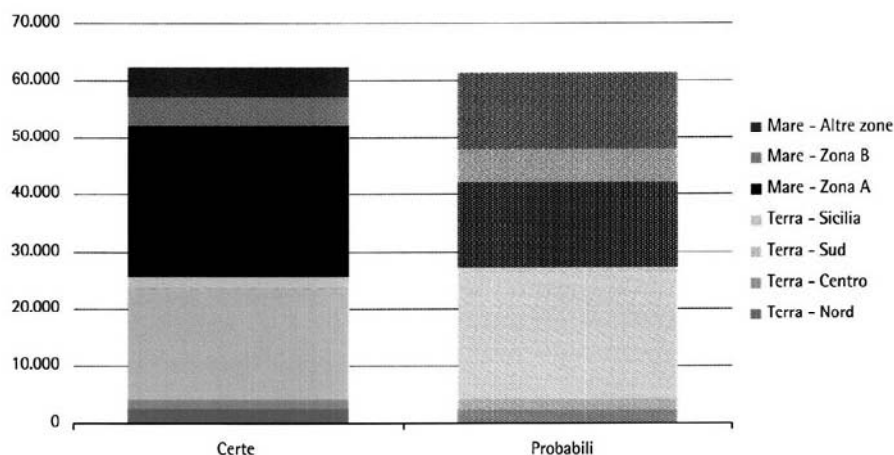
M(m³)

L'UNMIG valuta le riserve certe di gas al 31 dicembre 2011 in 62,3 G(m³) e quelle probabili in 61,4 G(m³) (Fig. 3.2). Al ritmo di produzione medio degli ultimi cinque anni, le sole riserve certe basterebbero quindi per poco più di sette anni. Tutto questo senza naturalmente tenere conto di eventuali rivalutazioni o investimenti che potrebbe-

ro trasformare parte delle riserve attualmente giudicate probabili o possibili (queste ultime stimate in altri 28,5 G(m³)) in riserve certe. La parte preponderante delle riserve certe, vale a dire il 58,5%, si trova in mare, mentre il restante 41,5% è localizzato in terraferma e specialmente al Sud (31%).

FIG. 3.2

Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2011
M(m³)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, UNMIG.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2011
M(m³)

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	6.759	83,1%
Royal Dutch Shell	570	7,0%
Edison	517	6,4%
Gas Plus	229	2,8%
Altri	289	3,6%
TOTALE	8.130	100,0%
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	8.449	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Secondo i dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, sono nove gli operatori che nel 2010 hanno dichiarato di aver estratto gas naturale nel territorio nazionale e la loro produzione complessiva è risultata pari a 8.130 M(m³). Il segmento resta dominato da Eni che possiede la quota più elevata e largamente superiore a quella dei concorrenti, pari all'83,1%. Seguono i gruppi Royal Dutch Shell ed Edison con quote simili intorno al 6,5%. Royal Dutch Shell ha mantenuto la seconda posizione conquistata nel 2010 a scapito di Edison. La quota di Gas Plus è tornata al 2,8% dal 3,3% registrato nel 2010. La produzione del gruppo è notevolmente diminuita rispet-

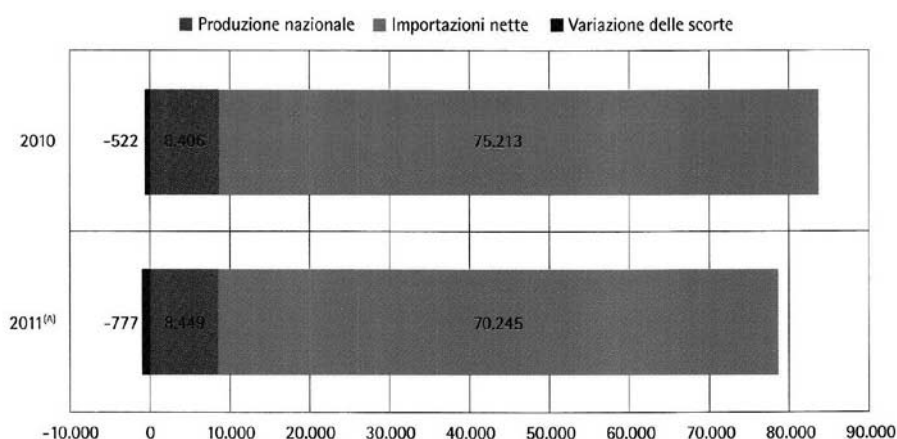
to allo scorso anno (-13%), probabilmente anche per effetto della vendita di una concessione di coltivazione in Pianura Padana a Eni, avvenuta alla fine del 2010.

Importazioni

In termini netti le importazioni di gas in Italia (Fig. 3.3) sono diminuite lo scorso anno di quasi 5 G(m³), passando da 75.213 a 70.244 M(m³) e tornando così ai livelli del 2009. Secondo i dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico, infatti, nel 2011 le importazioni lorde sono scese a 70.368 dai 75.354 M(m³) che

avevano raggiunto nel 2010, così come le esportazioni si sono ridotte a 124 da 141 M(m³). Tenendo conto che la variazione di volume negli stoccaggi per l'anno è stata pari a 777 M(m³) – nel 2010 andarono a stoccaggio solo 522 M(m³) – e che i consumi e

le perdite di rete sono stimabili in circa 1.846 M(m³), il valore dei consumi nazionali nel 2011 è valutabile in 76.071 M(m³). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2010 e pari al 90%.



(A) Per il 2011 dati preconsuntivi.

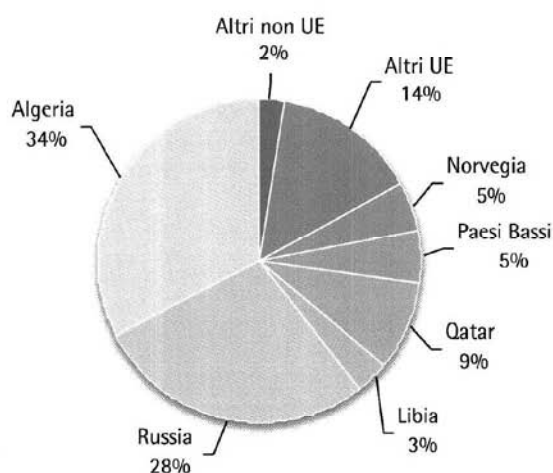
Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.3

Immissioni in rete nel 2010
e nel 2011
G(m³)

La figura 3.4 mostra la ripartizione dei volumi di gas importato in base alla nazione di provenienza fisica: il 75% del gas importato in Italia proviene da paesi non appartenenti all'Unione europea. Per lo più il gas arriva nel nostro Paese attraverso i gasdotti (89%), ma la quota dei gas che giunge via nave è notevolmente cresciuta

grazie alla progressiva entrata a regime del terminale di Rovigo, dove approda il GNL proveniente dal Qatar. Infatti, nel 2011 le importazioni da questo paese hanno toccato 6,2 G(m³) e la ragguardevole quota dell'8,8% dell'intero gas importato in Italia. Il paese di provenienza più importante è da molti anni l'Algeria,



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.4

Importazioni lorde di gas
nel 2011 secondo
la provenienza
Valori percentuali, dati provvisori

che da sola copre oltre un terzo del fabbisogno italiano; nel 2011 da questo paese sono arrivati 23 G(m³), il 93% via tubo a Mazara del Vallo e il resto via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia (in provincia di La Spezia). Dalla Russia sono giunti, attraverso i punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia, 19,7 G(m³), ovvero il 28% del gas complessivamente importato in Italia. I quantitativi di gas proveniente dalla Libia, sono drasticamente diminuiti lo scorso anno, a causa delle note vicende politiche accadute in quel paese: dai circa 9 G(m³) che mediamente entravano in Italia negli anni precedenti tramite il punto della rete nazionale di Gela, nel 2011 infatti i volumi libici sono scesi ad appena 2,3 G(m³). Quote importanti di gas, anche a parziale compensazione del deficit libico, sono giunte da paesi europei: non soltanto i "tradizionali" quantitativi provenienti dalla Norvegia e dai Paesi Bassi, ma anche dall'Austria, dalla Germania e da altri paesi dell'Unione europea. Complessivamente, infatti, la quota di gas di provenienza europea

che nel 2011 è stata importata in Italia ha raggiunto il 25%. Il rimanente 2% delle importazioni 2010 è arrivato da altri Paesi (di cui uno 0,4% dalla Croazia). Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2011 le importazioni lorde hanno registrato una caduta del 7,2%, scendendo a 68 G(m³) dai 73,3 toccati nel 2010. Nei dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico la diminuzione appare un po' meno forte e pari a -6,6%, visti i quantitativi di importazione corrispondenti pari a 70,4 e 75,4 G(m³) rispettivamente per il 2011 e il 2010¹. Il 5% del gas complessivamente importato è stato acquistato presso le Borse europee.

Con 28,2 G(m³) di gas importato e una quota pari al 41,4% (40% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), Eni rimane dominante anche nell'importazione (Tav. 3.3), così come nella produzione nazionale. La sua quota resta, in effetti, preponderante e ancora di 24 punti percentuali superiore a quella del primo con-

TAV. 3.3

Primi venti importatori di gas
in Italia nel 2011

M(m³); importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA %
Eni	28.158	41,4%
Edison	11.781	17,3%
Enel Trade	9.278	13,6%
Sonatrach Gas Italia	1.375	2,0%
Sinergie Italiane	1.347	2,0%
Enoi	1.210	1,8%
Plurigas	1.122	1,7%
Gas Plus Italiana	1.010	1,5%
Egl Italia	1.005	1,5%
Shell Italia	978	1,4%
PremiumGas	945	1,4%
BP Italia	944	1,4%
Speia	931	1,4%
E.ON Ruhrgas - Sede secondaria	853	1,3%
Vitol	687	1,0%
Spigas	548	0,8%
Gas Natural Vendita Italia	508	0,7%
Gdf Suez	495	0,7%
Hera Trading	493	0,7%
Compagnia Italiana Del Gas	489	0,7%
Altri	3.835	5,6%
TOTALE	67.992	100,0%
<i>Di cui: importazioni dalle Borse europee</i>	<i>3.378</i>	<i>5,0%</i>
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	70.369	-

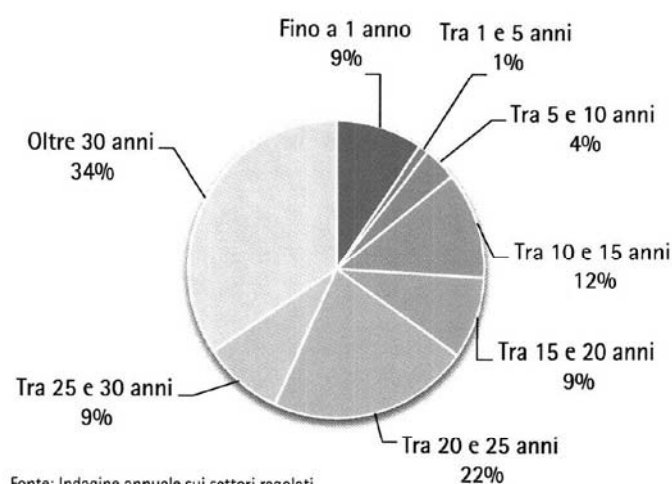
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, con buona probabilità, da discrepanze nella classificazione dei dati di importazione. In altre parole, è probabile che alcuni quantitativi, classificati come importazioni nei dati ministeriali, vengano considerati nell'Indagine dell'Autorità come "Acquisti alla frontiera italiana" in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

corrente. Per la prima volta da molti anni a questa parte, inoltre, la quota della società risulta maggiore di quella dell'anno precedente (era 39,2% nel 2010), dopo aver sperimentato continue diminuzioni in passato per il rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, non più operativi proprio dal 2011. Lo scorso anno, in particolare, le importazioni di Eni si sono ridotte solo dell'1,9%, essendo scese a 28,2 G(m³) dai 28,7 G(m³) del 2010.

Nel 2011 la seconda posizione nella classifica degli importatori è rimasta a Edison, che nel 2009 aveva superato Enel, nonostante i quantitativi acquisiti si siano ridotti del 12,9% rispetto al 2010. Diminuzioni significative si sono avute anche per altri importato-

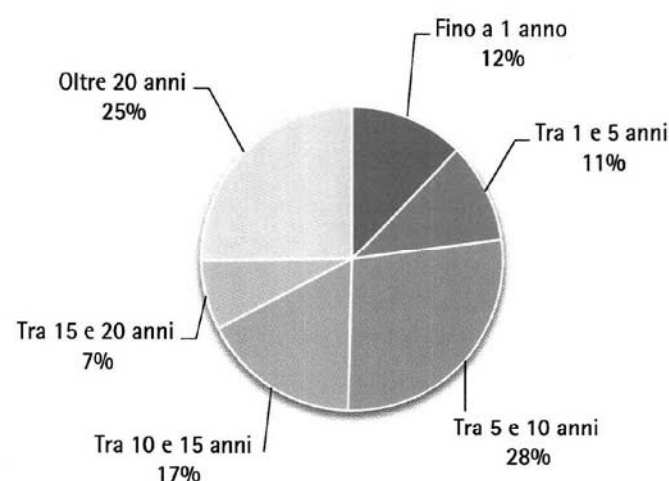
ri: -9,8% nel caso di Enel Trade, che è rimasta in terza posizione; -22,6% per Sonatrach Gas Italia, -32,9% nel caso di Enoi. La drastica caduta delle importazioni di Sorgenia, crollate dell'80% rispetto al 2010, ha addirittura portato all'uscita della società dalla classifica dei primi venti importatori italiani. A fronte di tali variazioni fortemente negative sono da segnalare almeno tre casi di notevole aumento: si tratta dei volumi importati da Sinergie Italiane (+44%), Gas Plus Italiana (+64,1%) ed Egl Italia (+62,9%). I primi tre importatori risultano acquisire il 72,4% (il 69,7% sul valore di import totale di fonte ministeriale) del gas complessivamente approvvigionato all'estero da operatori italiani. Anche tale quota risulta cresciuta rispetto al 71,7% del 2010.



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.5

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2011, secondo la durata intera



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.6

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2011, secondo la durata residua

Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2011 secondo la durata intera (Fig. 3.5) resta confermato, come negli anni passati, che l'attività di importazione avviene sulla base di contratti di lungo periodo. Più del 60% di essi possiede una durata complessiva oltre i 20 anni e un altro 24% possiede una durata intera compresa tra 5 e 20 anni. Rispetto al 2010 il peso delle importazioni spot, che avvengono sulla base di accordi di durata al più annuale, si è ridotto di un punto percentuale, essendo passato dal 10,6% al 9,5%. 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 italiano che l'ha acquistato.

Circa la vita residua, i contratti di importazione in essere al 2011 (Fig. 3.6) si rivelano complessivamente ancora piuttosto lunghi: poco meno di un terzo scadrà infatti tra quindici o più anni e più della metà scadranno tra dieci anni o più. Il 23% dei contratti esistenti terminerà invece entro i prossimi cinque anni. L'incidenza dei contratti con durata residua annuale è stata anche in questo caso rivista come descritto poco sopra.

Sviluppo delle infrastrutture di importazione

L'aggiornamento rispetto allo scorso anno del quadro dei progetti sulle nuove infrastrutture di importazione via gasdotto in Italia (Tav. 3.4) presenta alcune significative novità riguardo allo stato di avanzamento, pur a fronte di alcune pause di riflessione connesse con la situazione del mercato italiano ed europeo. La questione che ha influenzato maggiormente l'andamento dei nuovi progetti è quella relativa al corridoio sud, con particolare riferimento alla destinazione del gas naturale del giacimento azero di Shah Deniz II. L'evolversi della vicenda esercita influenza sullo sviluppo dei progetti TAP e ITGI.

Dopo aver siglato nel gennaio 2011 un accordo con l'Unione europea per la cessione del gas naturale proveniente dal giacimento di Shah Deniz II, l'Azerbaijan ha sancito lo scorso dicembre un memorandum d'intesa con la Turchia per la realizzazione di una condotta, denominata Tanap (Trans Anadolu Gas Pipeline), destinata a portare in Europa 16 G(m³) all'anno di gas naturale a partire dal 2017. In una seconda fase, la condotta Tanap potrebbe essere potenziata per consentire il transito di ulteriori volumi, provenienti

da paesi come Iraq o Turkmenistan (nel mese di maggio 2011 l'Iraq ha siglato una dichiarazione congiunta con l'Unione europea per la fornitura di gas naturale attraverso il corridoio sud).

Una volta giunto in Europa dai confini occidentali della Turchia, il gas naturale potrebbe proseguire lungo alcune direttrici, che coincidono con i progetti in cantiere: in area balcanica si hanno Nabucco e Seep, mentre sul territorio italiano si hanno TAP e ITGI. Il consorzio Nabucco ha riconsiderato l'omonimo progetto, che avrebbe dovuto dispiegarsi fra i confini orientali della Turchia e l'Austria, attraversando i Balcani ed escludendo l'Italia. Il progetto pareva aver subito un duro colpo, nel mese di dicembre, dal memorandum d'intesa per la realizzazione della condotta Tanap lungo la Turchia. Dopo la revisione, la capacità prevista è stata dimezzata e il progetto è stato limitato al tratto che va dalla Bulgaria all'Austria (c.d. "Nabucco-West", che condivide l'area dei Balcani con il progetto Seep cui partecipa BP). Di contro potranno trarne vantaggio i progetti a esso concorrenti che prevedono il transito in Italia: ITGI e TAP.

Il gasdotto sottomarino IGI-Poseidon, che collega Otranto alla Grecia come parte dell'Interconnector Turkey-Greece-Italy (progetto ITGI), ha ricevuto nel maggio 2011 l'autorizzazione finale per la costruzione e l'esercizio da parte del Ministero dello sviluppo economico a seguito della conclusione positiva della Conferenza dei servizi. Ulteriori sviluppi sono giunti in estate, con l'avvio della progettazione di base e la valutazione di impatto ambientale della "bretella bulgara", gasdotto di connessione fra la Bulgaria e il gasdotto ITGI.

Pur restando ferma la maturità del progetto, il consorzio a guida BP per lo sfruttamento del giacimento azero di Shah Deniz II ha reso noto, nel mese di febbraio 2012, che il progetto ITGI è stato escluso dalla gara per la fornitura. Tuttavia DEPA, parte greca della *joint venture* ITGI insieme a Edison, ha reagito all'esclusione dalla gara dichiarando che ciò non costituisce la fine del progetto, ma una sua eventuale rivisitazione: l'infrastruttura potrebbe essere alimentata con fonti diverse da quella del gas azero, considerando l'importanza strategica della zona del Mediterraneo orientale. Il progetto ha ottenuto il completamento dell'iter autorizzativo.

Durante l'anno trascorso, nell'ambito del progetto TAP si sono registrati piccoli ma continui passi in avanti. In aprile sono stati siglati accordi con le società di trasporto gas di Croazia e Bosnia, nell'ambito del progetto Ionic Adriatic Pipeline (IAP), raccordo fra TAP e rete dei gasdotti dell'Europa sud-orientale: così facendo il

TAV. 3.4

Nuovi gasdotti
in progetto

SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE Gln ³ /anno	LUNGHEZZA km	COMPLETAMENTO STUDIO DI FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
TAP Trans Adriatic Pipeline (Grecia-Albania-Italia)						
TAP AG (Egi 42,5%; Statoil Hydro 42,5% ed E.On 15%)	Brindisi	10/20	520	2006	2017	Presentata ESIA al Ministero dell'ambiente nel marzo 2012. In attesa dell'autorizzazione ministeriale e dell'esenzione dall'accesso dei terzi. Stipulati accordi con Croazia, Bosnia e Montenegro attraverso il progetto di raccordo IAP. Avviata la fase autorizzativa per il tratto in territorio greco e albanese.
IGI Interconnector Grecia Italia (Italia-Grecia)						
IGI Poseidon (Depa 50%; Edison 50%)	Otranto (Lecce)	8,8	250	2005	2017	Ottenuta l'autorizzazione finale dal Ministero dello sviluppo economico per la costruzione e l'esercizio del gasdotto nel maggio 2011. Avvio della progettazione di base e procedura di VIA per la bretella di collegamento Bulgaria-gasdotto ITGI.
GALSI (Algeria-Italia)						
GALSI (Sonatrach 41,6%; Edison 20,8%; Enel 15,6%; Sfris 11,6%; Hera Trading 10,4%)	Porto Botte (Carbonia-Iglesias)	8/10	840	2005	2014	VIA positiva (con prescrizioni) nel febbraio 2011. Parere positivo della Conferenza dei Servizi nel dicembre 2011. La Regione Sardegna ha espresso l'intesa favorevole in aprile 2012. Attesa la decisione finale di investimento entro il 2012.
TGL TauernGasleitung (Germania-Austria-Italia)						
Consorzio Tauerngasleitung Studien und Planungsgesellschaft MbH (E.On Ruhrgas 45%; varie società austriache 55%)	Malborghetto (Udine)	11,4	260	In fase di progettazione	2015	Esito positivo di un'indagine di mercato nel settembre 2011 per una versione del progetto coinvolgente la Repubblica Ceca e la Slovenia (5GL).

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

progetto ha garantito anche l'incremento della sicurezza energetica in un'area che sperimenterà un incremento della domanda. Nel mese di giugno è stata avviata la procedura per ottenere la VIA nei tre paesi coinvolti (Italia, Grecia e Albania), è stato raggiunto l'accordo con il Montenegro per il coinvolgimento in IAP ed è stata prospettata la possibilità di stoccaggio di parte del gas in transito

in Albania: tale soluzione accrescerebbe la modulabilità del servizio di fornitura di gas naturale. A partire dall'autunno scorso, ha avuto luogo un'intensa fase autorizzativa: dopo la presentazione del documento di *scoping* e la consegna della procedura di autorizzazione unica, nel marzo 2012 è stato presentato lo Studio di impatto ambientale e sociale (ESIA) al Ministero dell'ambiente,

mentre prosegue l'attesa per l'esenzione all'accesso di terzi (TPA). L'andamento di tali procedure verrà preso in considerazione dal consorzio per lo sfruttamento del giacimento azero, nell'ambito della decisione finale per la fornitura, il cui esito sarà noto entro l'estate del 2013. Alcune novità hanno riguardato il progetto Tauer Gas Pipeline (TGL), interconnessione bidirezionale Italia-Austria-Germania, dopo un periodo di stallo dovuto alla conclusione non positiva della *Open Season* svoltasi nel 2010. Dato l'esito promettente della *market survey* svolta nel corso del 2011 e riferita a una versione estesa del progetto, sono state coinvolte nel progetto anche la Repubblica Ceca e la Slovenia. La nuova versione del gasdotto, denominata "5GL" a sottolineare i cinque paesi interessati, potrebbe peraltro collegarsi allo IAP, il sistema di gasdotti di connessione fra TAP e reti dell'Europa sud-orientale. Per quanto concerne il progetto GALSI, gasdotto di connessione Algeria-Sardegna-Toscana, i passi avanti sono stati piccoli ma

degni di nota, soprattutto in ambito autorizzativo. Dopo l'ottenimento del decreto di VIA nel mese di marzo 2011, si sono rese necessarie l'autorizzazione da parte del Ministero dello sviluppo economico, previo accordo delle Regioni coinvolte, e la decisione di investimento. A dicembre la Conferenza dei servizi ha concesso parere positivo al progetto, dando così via libera al Ministero dello sviluppo economico per l'autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio del gasdotto. La decisione di investimento è stata invece rimandata, principalmente a causa dell'evoluzione della vicenda Edison, che ha richiesto una fase di riflessione sul progetto. Infine, è da segnalare la riapertura in ottobre del gasdotto Greenstream, che collega la Sicilia alla Libia. Il funzionamento del gasdotto è comunque ridotto, anche a causa della domanda, non elevata. Nel mese di dicembre Snam Rete Gas ha dichiarato completato il potenziamento del gasdotto, la cui capacità è stata incrementata a 11,5 G(m³)/anno.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Alla fine dello scorso anno il Ministero dello sviluppo economico ha pubblicato due decreti (datati 19 dicembre 2011) di aggiornamento della rete nazionale dei gasdotti e dei gasdotti facenti parte della rete di trasporto regionale. Al primo elenco sono stati aggiunti dall'1 gennaio 2011 i tratti di gasdotti Minerbio-Poggio Renatico (Emilia-Romagna), Cervignano-Mortara (Lombardia) e Cellino-San Marco (Marche-Abruzzo).

Nessuna novità ha però caratterizzato l'assetto del trasporto del gas naturale nel 2011. Come lo scorso anno, la rete di trasporto

del gas nazionale e regionale è gestita da dieci imprese: tre per la rete nazionale e nove per la rete regionale (Tav. 3.5). Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 32.010 km di rete sui 34.135 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è il gruppo Edison che complessivamente amministra 1.442 km di rete, di cui 390 sulla rete nazionale. Tale gruppo, infatti, gestisce sia la rete di proprietà di Società Gasdotti Italia (1.359 km), sia il gasdotto di collegamento del terminale GNL di Rovigo, tramite la partecipata Edison Stoccaggio (83 km). Vi sono poi altri sette operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.080	22.930	32.010
Società Gasdotti Italia	307	1.052	1.359
Edison Stoccaggio	83	–	83
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	–	407	407
Gas Plus Trasporto	–	41	41
Italcogim Trasporto	–	36	36
Metan Alpi Energia	–	15	15
Metanodotto Alpino (in liquidazione)	–	76	76
Netenergy Service	–	67	67
Retragas	–	41	41
TOTALE	9.470	24.665	34.135

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.5

Reti delle società di trasporto nel 2011
km

La tavola 3.6 mostra i dati pre-consuntivi circa le attività di trasporto per regione. La prima e la seconda colonna riportano la lunghezza delle reti gestite. Nelle ultime cinque colonne si possono invece apprezzare i volumi di gas che sono transitati sulle reti e riconsegnati a diverse tipologie di utenti oltre al numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti. L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto.

Nel 2011 sono stati riconsegnati sulle reti di trasporto poco meno di 96 G(m³) a circa 7.600 punti di riconsegna; l'attività di trasporto ha quindi registrato una riduzione del 4,8% rispetto al 2010 quando i

volumi avevano toccato 100,5 G(m³). La discesa, tuttavia, non si è manifestata per tutte le tipologie di clienti: a fronte di un sensibile calo nelle riconsegne a clienti finali termoelettrici e agli impianti di distribuzione, infatti, i dati fanno emergere una sostanziale stabilità nelle riconsegne a clienti finali industriali e alla categoria "Altro" che comprende le riconsegne a: punti di esportazione, punti di uscita verso lo stoccaggio, altre imprese di trasporto, altri clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto.

I volumi riconsegnati agli impianti di distribuzione sono diminuiti del 7,9% rispetto all'anno precedente, così come un calo del 7% si è avuto nelle riconsegne al termoelettrico. Hanno "tenuto" invece le riconsegne ai clienti finali industriali che, rispetto al 2010, hanno evidenziato un aumento dell'1,3%.

TAV. 3.6

Attività di trasporto per regione
nel 2011

Lunghezza reti in km; volumi
riconsegnati in M(m³)

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	VOLUMI RICONSEGNA TI			TOTALE	NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
				A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMoeLETTRICI	ALTRO ^(A)		
Valle d'Aosta	0	56	51	52	0	0	103	12
Piemonte	503	2.164	3.829	1.137	2.992	81	8.039	502
Liguria	22	458	921	181	643	2	1.746	64
Lombardia	604	4.466	9.004	2.617	6.057	562	18.239	2.361
Trentino Alto Adige	108	371	642	283	59	0	985	89
Veneto	799	2.073	4.199	1.207	577	647	6.630	546
Friuli Venezia Giulia	492	565	848	652	1.022	284	2.806	172
Emilia Romagna	1.122	2.676	4.611	2.555	3.818	6.857	17.841	720
Toscana	443	1.570	2.275	1.012	1.888	3	5.179	325
Lazio	429	1.447	2.215	708	1.038	637	4.598	455
Marche	302	648	926	369	25	83	1.402	211
Umbria	179	456	549	294	407	0	1.251	92
Abruzzo	563	925	743	332	655	82	1.812	310
Molise	265	517	133	75	383	743	1.334	139
Campania	555	1.404	1.083	497	1.318	9	2.906	605
Puglia	612	1.348	1.109	982	2.950	3	5.044	286
Basilicata	417	888	209	132	194	0	535	210
Calabria	986	1.106	293	43	1.473	5	1.814	241
Sicilia	1.069	1.527	708	968	2.649	5	4.330	251
Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-
Aggregato nazionale	-	-	-	-	-	9.101	9.101	2
ITALIA	9.470	24.665	34.347	14.097	28.148	19.102	95.695	7.593

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto (per esempio ospedali).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.7 mostra i risultati dei conferimenti di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2011-2012. Rispetto all'anno termico precedente si registra un aumento delle capacità² messe a disposizione nel punto di ingresso di Gela. Complessivamente la capacità conferibile è pari a 298,6 M(m³)/giorno, con un incremento complessivo dell'8%. I risultati del conferimento per l'anno termico 2011-2012 mostrano come a

inizio anno termico la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata conferita per il 92,2% a 48 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2012 la medesima quota sale fino al 95,7%. Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della rete in corrispondenza dei due terminali di rigassificazione

² È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. La capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries). In particolare Snam Rete Gas valuta i quantitativi massimi che possono essere immessi sulla rete da ciascun punto di entrata senza che siano superati i vincoli minimi di pressione nei vari punti del sistema e senza superare le prestazioni massime degli impianti. Ciò al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico.

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(B)
Passo Gries	59,0	58,0	1,0	98,2%	21
Tarvisio	107,0	107,0	0,0	100,0%	28
Mazara del Vallo	99,0	88,2	1,7	89,1%	9
Gorizia(A)	2,0	0,3	1,7	15,8%	3
Gela	31,6	21,9	9,7	69,3%	3
TOTALE	298,6	275,4	23,2	92,2%	48
Terminali di GNL					
Panigaglia	13,0	11,4	1,6	87,7%	-
Cavarzere	26,4	26,4	0,0	100,0%	-

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

(B) Numero di soggetti titolari di capacità di trasporto di tipo continuo; poiché diversi soggetti hanno ottenuto capacità di trasporto in più punti, il numero totale di soggetti è inferiore alla somma dei singoli punti di interconnessione.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

TAV. 3.7

Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2010-2011

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato

di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13,0 M(m³)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale, GNL Italia del gruppo Eni, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) è invece pari a 26,4 M(m³)/giorno.

Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per 25 anni ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239 e della direttiva europea 2003/55/CE, la capacità conferibile in tale punto, pari a 26,4 M(m³)/giorno, sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m³)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Inoltre, per i primi 5 anni termici (in scadenza nell'anno termico 2013-2014) anche tale capacità è riservata all'impresa di rigassificazione, ai sensi della delibera 31 luglio 2006, n. 168/06. Complessivamente, nell'anno solare 2011, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla

rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 219, contro i 176 del 2010, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%. Il numero di utenti del sistema di trasporto è salito a 1.051 unità (nel 2010 erano 1.040).

Conferimenti pluriennali

La tavola 3.8 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite (all'ottobre 2011) presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi cinque anni termici a partire dal 2013-2014, complessivamente a ventidue soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati relativi all'anno termico 2012-2013, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. Nonostante il conflitto libico, è stata incrementata la capacità conferibile del Greenstream, dai precedenti 29,2 M(m³)/giorno agli attuali 31,6 M(m³)/giorno.

TAV. 3.8

Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2012-2013 al 2017-2018
M(m³) standard per giorno

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
2012-2013						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	90,9	86,7	48,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,1	12,3	10,2	9,7	2,0	0,0
2013-2014						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	82,0	86,7	45,1	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	25,0	12,3	13,9	9,7	2,0	0,0
2014-2015						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	81,7	86,5	21,2	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	25,3	12,5	37,8	9,7	2,0	5,4
2015-2016						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,8	86,5	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,2	12,5	51,7	9,7	2,0	5,4
2016-2017						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	83,9	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	15,1	51,7	9,7	2,0	5,4
2017-2018						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	66,9	7,3	11,0	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	32,1	51,7	20,6	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

Nell'arco dei sei anni considerati la capacità conferibile resta invariata mentre quella non conferita subisce un incremento notevole per effetto del progressivo liberarsi di spazio in diversi punti di ingresso sulla rete di trasporto nazionale. Passo Gries, in special modo, vede due aumenti consecutivi per gli anni termici 2014-2015, (+23,9 M(m³)/giorno) e 2015-2016 (+13,7 M(m³)/giorno). Per Tarvisio si registra un aumento di 8,9 M(m³)/giorno dal 2013-2014, mentre a Mazara del Vallo si liberano 2,6 M(m³)/giorno dall'anno termico 2016-2017, cui si aggiunge una disponibilità più che raddoppiata dal 2017-2018. Infine a Gela la disponibilità si accresce di 10,9 M(m³)/giorno nell'ultimo anno termico considerato.

Stoccaggio

In Italia sono attivi 10 campi di stoccaggio, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti a gas esauriti. Otto di questi campi (Brugherio, Cortemaggiore, Sergnano, Minerbio, Ripalta, Sabbioncello, Settala e Fiume Treste) sono gestiti dalla società Stogit e i rimanenti (Collalto e Cellino) dalla società Edison Stoccaggio.

Per l'anno termico 2011-2012 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a circa 15,6 G(m³) (Tav. 3.9).

	PJ	M(m ³) STANDARD ^(A)
Spazio per stoccaggio strategico	200,8	5.101
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	413,1	10.499
TOTALE	613,9	15.600
Disponibilità giornaliera di punta per stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto a fine stagione di erogazione	5,91 PJ/giorno	150 M(m ³)/giorno

(A) Determinati secondo i valori del PCS di riferimento dei sistemi Edison Stoccaggio e Stogit, pari rispettivamente a 38,1 MJ/m³ e 39,4 MJ/m³.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.9

Disponibilità di stoccaggio
in Italia nell'anno termico
2011-2012

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m³), come stabilito dal Ministero dello sviluppo economico (in applicazione di quanto prescrivono l'art. 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 9 maggio 2001 e l'art. 2 del decreto del Ministro delle attività produttive 26 settembre 2001) sulla base dei programmi di importazione dai paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti, della situazione delle infrastrutture di importazione, nonché dell'andamento delle fasi di iniezione e di erogazione dagli stoccaggi negli inverni precedenti. Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 marzo 2012, ha innovato, a partire dall'1 aprile 2012, la disciplina dello stoccaggio strategico in coerenza con le nuove disposizioni introdotte dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, prevedendo tra l'altro che, lo stoccaggio strategico per l'anno termico di stoccaggio 2012-2013 sia ridotto a 4,6 G(m³) standard. La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto per l'anno termico 2011-2012 è ammontata a 10,5 G(m³). La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata, in base ai criteri stabiliti dalla delibera 21 giugno 2005, n. 119, al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario è pari complessivamente a circa 150 M(m³) standard. I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2011-2012 sono riportati nella tavola 3.10. In termini di spazio per la riserva attiva, le capacità conferite da Stogit per l'anno termico 2011-2012 hanno raggiunto circa 15,1 G(m³), equivalenti a circa 593,4 milioni di GJ, considerando un Potere calorifico superiore (PCS) pari a 39,4 MJ/m³ standard. Rispetto all'anno termico 2010-2011, tenuto conto degli incrementi di capacità intervenuti nel corso dello stesso an-

no, lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,9 G(m³).

Dei 15,1 G(m³) messi a disposizione da Stogit, 10,1 (pari a circa 398 milioni di GJ) sono stati riservati ai servizi di modulazione, stoccaggio minerario e al bilanciamento operativo della rete di trasporto e 5,0 alla riserva strategica. Nel complesso, nell'anno termico 2011-2012 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 76 operatori: 59 utenti del servizio di modulazione (dei quali 6 hanno utilizzato anche il servizio minerario, 38 quello strategico) e 3 utenti del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. Otto utenti hanno sottoscritto contratti per il servizio di stoccaggio strategico senza avere sottoscritto contratti per il servizio di modulazione. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2012, sono risultati pari a circa 20,5 G(m³), di cui 10 in erogazione e 10,5 in iniezione. Le capacità di spazio per riserva attiva messe a disposizione da Edison Stoccaggio nell'anno termico 2011-2012 sono ammontate a circa 0,5 G(m³). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati 16: 15 utenti del servizio di modulazione (di cui uno anche del servizio di stoccaggio strategico) e uno del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi di Edison Stoccaggio a marzo 2012, sono risultati pari a circa 0,8 G(m³), di cui 0,4 in erogazione e 0,4 in iniezione. Con il decreto 31 gennaio 2011 il ministero ha accettato il piano con il quale Eni, ai sensi del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, si impegna a realizzare tramite la società Stogit una capacità complessiva pari a 4 G(m³) entro l'1 settembre 2015. Nell'ambito di tale piano, dei 4 G(m³) complessivi, circa 2,4 G(m³) sono stati resi disponibili per i conferimenti nell'anno termico 2012-2013, con un incremento di circa 0,7 G(m³) rispetto all'anno precedente.

Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Nella tavola 3.10 è riportato lo stato attuale delle istanze di concessione per nuovi siti di stoccaggio da parte del Ministero dello sviluppo economico, tutti da realizzare in giacimenti di gas esauriti tranne che nel caso di Rivara, dove è prevista la costituzione di uno stoccaggio in acquifero in unità litologiche profonde. Il 2011 non è stato caratterizzato da forti accelerazioni nella realizzazione di nuovi impianti: lo stato di avanza-

mento dei nuovi progetti di stoccaggio è rimasto in molti casi pressoché invariato. Tra i passi avanti da segnalare, il parere favorevole della Regione Basilicata al progetto Geogastock del gruppo russo Renova (che controlla la società svizzera Avelar Energy), situato a Cugno Le Macine e Serra Pizzuta (MT): sono state soddisfatte le prescrizioni aggiuntive rispetto alla VIA del 2009 e le parti si sono accordate per il conferimento da parte del gruppo della somma di 14 milioni di euro da destinare come compensazioni alla Regione e ai Comuni interessati. Altre no-

TAV. 3.10

Istanze di concessione
di stoccaggio al marzo 2012

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m³)	PUNTA M(m³)/giorno	SITUAZIONE
Cugno Le Macine (MT)	Geogastock (Avelar Energy 100%)	700	8	In istanza di concessione; VIA positiva con prescrizioni (febbraio 2009); Conferenza dei servizi in corso (febbraio 2010); Nulla osta di fattibilità (aprile 2010); Parere favorevole Regione Basilicata (dicembre 2011)
Serra Pizzuta (MT)	Geogastock (Avelar Energy 100%)	100	0,7	In istanza di concessione; VIA positiva con prescrizioni (febbraio 2009); Conferenza dei servizi in corso (febbraio 2010); Nulla osta di fattibilità (aprile 2010).
Sinarca (CB)	Gas Plus Storage (60%), Edison Stoccaggio (40%)	324	3,2	In istanza di concessione; VIA positiva con prescrizioni (novembre 2008); avvio Conferenza dei servizi (maggio 2010); avviato dal Comitato regionale tecnico l'esame della normativa "Seveso" (luglio 2010)
Palazzo Moroni (AP)	Edison Stoccaggio	70	0,8	In istruttoria; parere favorevole Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (dicembre 2009); richiesta la VIA al Ministero dell'ambiente (marzo 2011)
San Benedetto (AP)	Gas Plus Storage (51%), Gaz de France/Acea (49%)	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (giugno 2008); richiesta la VIA al Ministero dell'ambiente (luglio 2010)
Romanengo (CR)	Enel Trade	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (giugno 2008); avvenuta presentazione VIA (ottobre 2008); decreto VIA con prescrizioni (giugno 2011); attesa la Conferenza dei servizi per l'autorizzazione finale.
Bagnolo Mella (BS)	Edison Stoccaggio, Retragas	n.d.	n.d.	In fase autorizzativa; parere favorevole Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (aprile 2009); assegnazione della concessione agli operatori (maggio 2009); presentazione della richiesta di VIA da parte degli operatori (ottobre 2011).
Poggiofiorito (TE)	Gas Plus Italiana	160	1,7	In istruttoria; parere favorevole Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (maggio 2008); presentazione di istanza di VIA e successiva richiesta di documentazione integrativa (giugno 2011)

TAV. 3.10 - Segue

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m³)	PUNTA M(m³)/giorno	SITUAZIONE
Rivara (MO) (in acquifero profondo)	Erg Rivara Storage (85% Independent Gas Management, 15% Erg)	3.000	32	In istruttoria; parere negativo alla VIA dalla Regione per indeterminazioni progettuali e carenze documentali (luglio 2007); integrazione documentazione per rilascio VIA (settembre 2009); secondo parere negativo alla VIA dalla Regione (febbraio 2010); pubblicazione della VIA per ricognizione preliminare della fattibilità tecnica (febbraio 2012); presentazione dell'istanza per l'autorizzazione al Ministero dello sviluppo economico (febbraio 2012); diniego dell'intesa da parte della Regione al progetto (aprile 2012).

Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2012

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

vità hanno riguardato i progetti di Sinarca (CB), Bagnolo Mella (BS), Romanengo (CR) e Rivara (MO). Per il progetto di Sinarca, la società Gas Plus ha avviato ad aprile 2012 la procedura per l'assegnazione dell'EPIC (*Engineering, Procurement, Installation and Commissioning*). Nel mese di novembre 2011 Edison e A2A hanno presentato la richiesta di VIA per il sito di Bagnolo Mella. Il Ministero dell'ambiente ha promosso la VIA per il progetto di Romanengo, pur con alcune prescrizioni, nel mese di giugno 2011: si attende l'autorizzazione finale del Ministero dello sviluppo economico al termine della fase di confronto con gli enti interessati nel corso della Conferenza dei servizi. Il progetto di Rivara ha incassato il parere favorevole da parte del Ministero dell'Ambiente nel giugno 2011 (poi pubblicato nel febbraio 2012) per la fase di indagine tecnica, utile a permettere la valutazione della VIA, ma la Regione Emilia-Romagna ha più volte espresso parere contrario anche allo svolgimento della fase di ricognizione; nel frattempo, il Ministero dello sviluppo economico ha ricevuto dagli operatori istanza per l'autorizzazione a seguito del parere favorevole del Ministero dell'ambiente. Per gli altri progetti in fase di sviluppo, non sono da segnalare significative novità.

Terminali di GNL

La tavola 3.11 riassume lo stato di avanzamento dei progetti per la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL sulle coste italiane o nelle acque antistanti. Durante l'anno trascorso dalla precedente *Relazione Annuale* ha avuto luogo un'attività piuttosto intensa nell'ambito degli iter autorizzativi di queste infrastrutture. A valle del giudizio ambientale positivo, il Ministero

dello sviluppo economico rilascia l'autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio di un impianto una volta che si sia svolta anche la Conferenza dei servizi, che serve tra l'altro a stabilire con gli enti locali le eventuali compensazioni economiche e ambientali per il territorio su cui dovrebbe sorgere l'impianto.

Pur registrando una certa accelerazione negli iter autorizzativi, come anche osservato per i progetti di nuovi gasdotti di importazione, le mutate condizioni del mercato del gas rispetto a quelle esistenti negli anni scorsi (quando i programmi hanno avuto avvio) hanno indotto le imprese proponenti dei progetti, i cui procedimenti autorizzativi si trovano in fase meno avanzata, a rimandare le decisioni di investimento al termine degli iter stessi. Il clima di attesa che distingue alcuni progetti, in parte dovuto alle condizioni del mercato e in parte alle tempistiche dell'iter autorizzativo, permette di individuare quali progetti si trovino in una fase avanzata di realizzazione, avendo già ottenuto l'autorizzazione finale dal Ministero dello sviluppo economico. Tra questi ultimi troviamo i progetti situati a Falconara Marittima (AN), Gioia Tauro (RC), Porto Empedocle (AG), Livorno. Per i primi due progetti l'autorizzazione finale è giunta nei primi mesi del 2012; nel caso del terminale di Porto Empedocle, il Consiglio di Stato ha confermato nel mese di luglio 2011 la validità dell'autorizzazione precedentemente concessa, ribaltando la sentenza del TAR Lazio che ne aveva stabilito la nullità su ricorso del Comune di Agrigento, che era stato escluso dalla Conferenza dei servizi; il progetto *offshore* di Livorno, il cui iter autorizzativo era stato ultimato in tempi precedenti, ha visto slittare al 2013 l'entrata in attività dell'impianto per motivi tecnici legati alla conversione della nave metaniera in FSRU (*Floating Storage Regassification Unit*).

TAV. 3.11

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al marzo 2012

Capacità di rigassificazione in G(m³)/anno

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Falconara Marittima (AN)	Api Nòva Energia	4	n.d.	Api Nòva Energia è stata inserita dalla Commissione Europea tra le società beneficiarie dei contributi previsti dal progetto TEN-E con un finanziamento pari a 618.657 € per la realizzazione di studi sulla sicurezza dell'impianto e sugli impatti ambientali.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (Fingas 69,77% (Sorgenia e Iride) – Medgas Italia 30,23%)	12	2017	Ha ottenuto la VIA positiva nel settembre 2008 e nel giugno 2008 un finanziamento dalla Commissione europea per 1,6 M€, nell'ambito del progetto TEN-E. Stipulato un protocollo d'intesa con gli enti locali nel maggio 2009.
Porto Empedocle (AG)	Nuova Energia (Enel 90%)	8	n.d.	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Ha ottenuto a settembre 2008 la VIA positiva con prescrizioni. A ottobre 2009 la Regione ha rilasciato l'autorizzazione alla costruzione dopo l'accordo raggiunto sulle compensazioni ambientali. Concessa l'esenzione totale del TPA per 25 anni a dicembre 2010. Nello stesso mese il TAR del Lazio ha accolto la richiesta del Comune di Agrigento di annullamento di tutti gli atti autorizzativi successivi alla Conferenza dei servizi, da cui il Comune era stato escluso. Nel luglio 2011, il Consiglio di Stato ha ribaltato la sentenza del TAR del Lazio, confermando la validità dell'autorizzazione. L'esenzione dall'accesso di terzi è in corso di valutazione presso la Commissione europea.
Toscana offshore (LI)	OLT Offshore LNG Toscana (E.ON 46,79%, Gruppo Iride 46,79%, OLT Energy Toscana 3,73%, Golar LNG 2,69%)	3,75	2013	Concessa esenzione totale del TPA per 20 anni in agosto 2009; la Commissione europea ha posto come condizione necessaria l'entrata in fase operativa entro 5 anni dall'esenzione. La conversione della nave metaniera in terminale FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) prosegue a Dubai e l'avvio dell'attività commerciale è stato posticipato al 2013.
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	n.d.	Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel luglio 2010, nonostante il parere negativo della Regione Puglia. La pubblicazione del decreto consente al proponente di avviare la procedura di convalida dell'autorizzazione rilasciata nel 2003 e sospesa nel 2007 dal Ministero dello sviluppo economico. Esclusa l'esigenza di VIA per il progetto di interrimento parziale dei due serbatoi da 160.000 m³ nel gennaio 2012.
Zaule (TS)	Gas Natural Internacional	8	2013	Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel luglio 2009 per il terminale e nell'ottobre 2010 per il gasdotto tra Zaule e Villesse di collegamento del futuro terminale alla rete nazionale. Nel mese di marzo 2012 si è aperta la Conferenza dei Servizi.

TAV. 3.11 - Segue

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al marzo 2012

Capacità di rigassificazione
in G(m³)/anno

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Rada di Augusta / Melilli / Priolo (SR)	Ionio Gas (ERG Power&Gas 50%, Shell Energy Italia 50%)	8	2014	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Ha ottenuto a settembre 2008 la VIA positiva con prescrizioni. Il progetto è avversato dai Comuni interessati. A luglio 2009 si è aperta la Conferenza dei servizi. La Regione si è detta disponibile a completare positivamente l'iter autorizzativo se i proponenti si impegneranno a rispettare le prescrizioni dell'assessorato all'ambiente (ancora da definire), tra le quali dovrebbe esserci l'interramento dei serbatoi e interventi di bonifica, riqualificazione e compensazione ambientale.
Portovenere (SP)	GNL Italia (Eni 100%)	8	2014	Potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni che ne porta la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m³). Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel settembre 2010.
Monfalcone (TS)	Terminale Alpi Adriatico (E.On 100%)	8	n.d.	Decreto di VIA positiva con prescrizioni nell'ottobre 2010.
Rosignano (LI)	EDISON – BP – Solway	8	n.d.	Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel novembre 2010, nonostante il parere negativo della Regione Toscana motivato dal fatto che il piano energetico regionale prefigura un solo terminale ed è già in costruzione l'impianto offshore a Livorno. La società proponente ha confermato il proprio interesse allo sviluppo del progetto, ma ha sottolineato che esso dipenderà anche dai futuri scenari di mercato. Il comitato locale contrario al rigassificatore ha presentato ricorso al TAR contro il decreto di VIA nel febbraio 2011.
Porto Recanati (AN)	Tritone GNL (Gaz de France –Suez)	5	n.d.	Impianto offshore costituito da un'unità di rigassificazione galleggiante ancorata a 30 km dalla costa. Ha ottenuto il decreto di VIA positiva con prescrizioni nel gennaio 2011.
Taranto	Gas Natural Internacional	8	n.d.	Nel luglio 2008 il Comitato VIA della Regione Puglia ha espresso parere negativo sul rigassificatore; in agosto 2008 anche la giunta regionale ha deliberato parere sfavorevole. A gennaio 2011 il Ministero dell'ambiente ha rilasciato un decreto di VIA interlocutoria negativa.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Il caso del progetto di Brindisi, promosso da British Gas, è stato oggetto di una vicenda altalenante. La Conferenza dei servizi del mese di novembre 2011 non è riuscita nell'intento di comporre le parti, cioè enti locali e società proponente. Pur essendo state rimosse

alcune prescrizioni contenute nella VIA precedentemente concessa (in osservanza del parere dell'Antitrust, che considerava tali misure asimmetriche e lesive della concorrenza), nel mese di marzo 2012 la società ha congelato il progetto in attesa della conclusione dell'iter

amministrativo, che ha avuto inizio nel 2003.

Da segnalare, infine, l'apertura della Conferenza dei servizi per il progetto di Zaule (TS) nel mese di marzo 2012. Nel corso del mese precedente, il progetto era stato respinto dal Comune di Trieste in seguito al parere negativo espresso da un tavolo di studio. La decisione sull'autorizzazione spetterà alla Regione Friuli-Venezia Giulia al termine della Conferenza dei Servizi.

Distribuzione

Il processo di riassetto industriale che da molti anni caratterizza la distribuzione di gas naturale e che conduce ogni anno alla riduzione del numero di imprese che vi operano, è proseguito anche lo scorso anno. Il numero dei distributori iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre 2011 risulta infatti sceso a 239 (ma questa cifra è passibile di modificazioni per il ritardo con cui alcuni operatori comunicano le variazioni societarie avvenute) dalle 246 unità che erano presenti al 31 dicembre 2010.

Come negli scorsi anni, nell'ambito dell'Indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati, è stato chiesto ai soggetti esercenti la distribuzione del gas naturale di fornire dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2011 e di confermare

o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2010. Nelle tavole che seguono sono quindi da considerarsi provvisori i dati relativi al 2011.

Una sintesi delle cifre riguardanti questo segmento della filiera gas è illustrata nella tavola 3.12. All'Indagine di quest'anno hanno risposto 243 operatori: di questi 10 erano inattivi nel 2010 e hanno avviato l'attività nel 2011, mentre 14 risultano essere quelli che erano operativi nel 2010 ma che hanno interrotto l'attività nel 2011, a seguito di un'operazione di fusione/incorporazione o perché hanno ceduto la propria attività ad altri soggetti.

Lo scorso anno le operazioni societarie più significative hanno riguardato il gruppo F2i Reti Italia. Infatti, il Fondo Italiano per le Infrastrutture F2i, dedicato a investimenti nei settori delle infrastrutture e delle reti, che già deteneva da ottobre 2009 il controllo di Enel Rete Gas, ha acquisito in aprile, in consorzio con il fondo Axa Private Equity, E.On Rete e in ottobre, sempre in consorzio con il fondo Axa Private Equity, anche G6 Rete Gas (la vecchia Italcogim Reti, che dall'1 gennaio 2011 aveva cambiato nome). La società E.On Rete, dopo essere entrata nel gruppo F2i Rete Italia, da giugno dello scorso anno ha assunto il nome di 2i Gas Infrastruttura Italiana Gas e da ottobre, nell'ambito di un processo di riorganizzazione di gruppo, è passata, insieme a G6 Rete Gas, sotto il controllo di Enel Rete Gas.

TAV. 3.12

Attività dei distributori
nel periodo 2006-2011

OPERATORI	2006	2007	2008	2009	2010	2011
NUMERO	287	257	272	251	233	229
Molto grandi	7	8	8	9	9	9
Grandi	22	23	27	25	23	25
Medi	31	29	27	22	23	18
Piccoli	133	120	123	119	110	111
Piccolissimi	94	77	87	76	68	66
VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	34.917	30.364	33.923	34.048	36.216	34.090
Molto grandi	18.194	15.921	17.286	19.023	21.016	19.603
Grandi	7.841	7.096	8.954	8.355	8.243	8.533
Medi	3.843	3.455	3.403	2.574	2.912	2.010
Piccoli	4.584	3.568	3.937	3.797	3.789	3.712
Piccolissimi	455	323	342	298	257	231

- (A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.
 Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.
 Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.
 Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.
 Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Altre operazioni significative avvenute nel 2011 sono state:

- in gennaio Iris ha ceduto le attività di distribuzione di gas e di energia elettrica a Newco Energia e l'Azienda Sondriese Multiservizi ha ceduto alla beneficiaria Aem Tirano l'attività di distribuzione di gas naturale con contestuale cambio di denominazione sociale da Aem Tirano ad Azienda Energetica Valtellina Valchiavenna;
- in aprile Estra Reti Gas ha incorporato Aurelia Distribuzione e Coingas Distribuzione;
- in luglio il Comune di Riccia ha ceduto a Molise Gestioni la distribuzione di gas naturale nell'unica località servita dal Comune stesso e l'impresa Collino e C. ha ceduto l'attività di distribuzione di gas naturale ad Acqui Rete Gas, società che si è aggiudicata la gara bandita dal Comune di Acqui Terme per le attività di distribuzione e misura del gas naturale;
- in settembre SPIM ha ceduto l'attività di distribuzione di gas nell'unico comune che serviva ad Acsm-Agam reti gas-acqua e Metano Borgomanero ha ceduto l'attività di distribuzione a Metanprogetti;
- in ottobre Metano Casalpusterlengo ha ceduto l'attività di distribuzione a Lodigiana Infrastrutture;
- Favellato Reti ha acquisito l'attività di distribuzione gas da Favellato Claudio e Sida Impianti a novembre;
- a fine dicembre Melfi Rete Gas ha acquisito l'attività di distribuzione gas da Melfi.

Complessivamente i 229 operatori attivi nel 2011 hanno distribuito 34,1 G(m³), 2,1 in meno dell'anno precedente. Tra il 2010 e il 2011

è rimasta invariata la numerosità delle imprese molto grandi (cioè con più di mezzo milione di clienti); sono aumentate di due unità le grandi imprese (con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000) e di una unità i piccoli operatori (vale a dire con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000); sono invece diminuiti di cinque unità gli operatori di media dimensione, che servono cioè tra 50.000 e 100.000 clienti, e di due unità i piccolissimi (con meno di 5.000 clienti). La riduzione dei volumi distribuiti, in totale del 5,9%, non ha interessato in modo uniforme le fasce di imprese: nell'ordine, la contrazione dei volumi distribuiti ha colpito di più le medie imprese (-31%), i piccolissimi operatori (-9,8%), le società molto grandi (-6,7%) e i piccoli (-2%).

In controtendenza solo i grandi, i cui volumi distribuiti hanno registrato un lieve incremento, pari al 3,5%, rispetto al 2010. Il numero di soggetti che supera la soglia dei 100.000 clienti serviti alla quale scatta l'obbligo di separazione funzionale delle attività, secondo quanto disposto dalla normativa dell'Autorità sull'unbundling, è tornato pari a 34 (dai 32 del 2010), come nel 2009. Queste imprese, che corrispondono al 14,8% delle aziende attive nel settore, complessivamente coprono l'82,5% dei volumi distribuiti in Italia (nel 2010 coprivano l'80,8%). Le restanti 195 imprese attive nel settore distribuiscono poco più di un sesto dei volumi totali (Tav. 3.12). La tavola 3.13 mostra il dettaglio dell'attività di distribuzione nel 2011, elencando, per regione, il numero di clienti (gruppi di misura), di comuni serviti, di concessioni esistenti, i volumi erogati e la quota percentuale rispetto al totale nazionale. Complessivamente sono stati distribuiti 34,1 G(m³) a poco più di 22 milioni di clienti residenti in 6.900 comuni che hanno attribuito il servizio per mezzo di circa 6.400 concessioni.

TAV. 3.13

Attività di distribuzione

per regione nel 2011

Clienti in migliaia; volumi erogati
in M(m³)

REGIONE	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	CONCESSIONI	QUOTA %
Valle d'Aosta	20	24	54	36	0,2%
Piemonte	2.008	1.052	3.894	974	11,4%
Liguria	862	156	903	151	2,6%
Lombardia	4.766	1.553	9.073	1.322	26,6%
Trentino Alto Adige	227	184	573	183	1,7%
Veneto	2.063	658	4.161	554	12,2%
Friuli Venezia Giulia	529	197	887	186	2,6%
Emilia Romagna	2.277	381	4.479	297	13,1%
Toscana	1.566	253	2.249	241	6,6%
Lazio	2.217	319	2.218	300	6,5%
Marche	658	236	976	197	2,9%
Umbria	340	93	530	78	1,6%
Abruzzo	617	290	730	263	2,1%
Molise	125	135	135	137	0,4%
Campania	1.312	420	1.049	402	3,1%
Puglia	1.251	253	1.058	250	3,1%
Basilicata	194	127	197	114	0,6%
Calabria	399	281	282	344	0,8%
Sicilia	960	323	642	337	1,9%
ITALIA	22.391	6.935	34.090	6.366	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come in passato, i dati evidenziano un'elevata variabilità territoriale, ma stabile nel tempo, che riflette la diversa diffusione del grado di metanizzazione, le differenze climatiche tra le diverse aree geografiche e la distribuzione sul territorio delle attività produttive di medio-piccola dimensione, tipicamente servite da reti secondarie. Quattro regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna erogano più del 10% ciascuna e il 50% circa del gas complessivamente distribuito. Toscana e Lazio possiedono ciascuna una quota superiore al 5%, nove regioni evidenziano una quota compresa tra l'1,5% e il 3%, le restanti quattro mostrano quote inferiori all'1%. Manca dall'elenco la Sardegna che non è metanizzata. La tradizionale ripartizione geografica tra Nord, Centro, Sud e Isole mantiene, come negli scorsi anni, la netta predominanza del Nord nel quale viene distribuito il 71% del gas totale a poco meno di 13 milioni di clienti; seguono il Centro con il 20,1% del gas erogato a 5,5 milioni di clienti e il Sud e Isole con il 9,5% di gas a 4 milioni di clienti. Il numero di concessioni esistenti è inferiore al numero dei comuni serviti sia al Nord, sia al Centro, mentre accade il contrario al Sud e Isole (1.447 concessioni per 1.404 comuni serviti).

Secondo i dati forniti all'Autorità nell'ambito dell'Anagrafica territoriale gas, le nuove metanizzazioni nel 2011 hanno riguardato 31 località: 6 al Nord (Lombardia, Veneto, Emilia Romagna), 8 al Centro (Toscana, Umbria e Abruzzo) e 17 al Sud e nelle Isole (Molise, Campania, Calabria e Sicilia). Inoltre vi sono stati 65 trasferimenti di località tra distributori (al netto di trasferimenti dovuti a operazioni societarie). Interessante è anche osservare i livelli di concentrazione nelle diverse regioni misurati negli ultimi due anni attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote della distribuzione (calcolate sui volumi distribuiti) dei primi tre operatori e dalla quota di clienti da questi serviti (Tav. 3.14).

La massima concentrazione si registra in Valle d'Aosta, dove la presenza di un unico operatore porta l'indicatore al valore 100. Anche senza considerare questa regione, i dati mostrano livelli di concentrazione complessivamente piuttosto elevati che permangono nel tempo. In 13 regioni su 19 il livello del C3 supera il 70%, in 8 regioni supera l'80% e in 3 regioni supera addirittura il 90% (nell'ordine, Valle d'Aosta, Lazio e Liguria). Il livello più basso si osserva in Lombardia, con il 42,8% e ben 61 operatori presenti, e in Veneto, dove la quota

dei primi tre sui 32 soggetti presenti è del 46,3%. Lombardia e Veneto sono anche le uniche due regioni in cui il livello di concentrazione è inferiore al 50%.

Più in generale i dati mostrano, naturalmente, che quote della distribuzione relativamente basse si osservano nelle regioni in cui il numero di operatori è abbastanza ampio. Vi sono però alcune significative eccezioni. Da notare i casi dell'Emilia Romagna, dove il livello di concentrazione è piuttosto elevato e pari al 77,9% nonostante la presenza di 25 soggetti, e della Campania, dove il C3 supera il 77% in presenza di 24 operatori. All'opposto, in Puglia risultano operare 11

soggetti e la quota dei primi tre è inferiore, anche se di poco, al 70%. I dati mostrano, infine, un aumento della concentrazione rispetto al 2010 in sette regioni e lievi miglioramenti in nove. Nel 2010, però, erano sette le regioni in cui il C3 era superiore all'80%, contro le attuali otto. Da sottolineare il notevole incremento della concentrazione in Toscana di quasi sette punti percentuali e in Abruzzo di un punto rispetto allo scorso anno. Il dato toscano deriva dall'operazione di incorporazione in Estra Reti Gas di Coingas Distribuzione (vedi supra). Nel 2010, infatti, le due società erano, rispettivamente, il secondo e il terzo operatore per volumi distribuiti della regione.

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	2010		OPERATORI PRESENTI	2011	
		C3	% DI CLIENTI SERVITI		C3	% DI CLIENTI SERVITI
Valle d'Aosta	1	100,0	100,0	1	100,0	100,0
Piemonte	31	69,0	69,9	30	69,0	70,5
Liguria	10	90,1	89,0	10	90,4	88,9
Lombardia	62	43,8	47,3	61	42,8	47,4
Trentino Alto Adige	12	83,1	85,7	12	82,9	85,6
Veneto	32	46,8	47,6	32	46,3	47,4
Friuli Venezia Giulia	9	77,5	81,8	9	77,9	82,1
Emilia Romagna	25	77,9	78,4	25	77,9	76,7
Toscana	13	78,5	76,1	11	85,1	84,6
Lazio	13	93,4	93,4	13	93,0	93,4
Marche	28	58,7	57,9	27	58,5	58,1
Umbria	11	70,3	67,1	11	71,4	68,5
Abruzzo	26	63,3	64,0	26	62,8	63,6
Molise	12	75,3	74,0	11	76,4	73,8
Campania	23	76,6	79,9	24	77,2	79,5
Puglia	11	69,7	70,3	11	69,9	70,4
Basilicata	13	84,0	81,2	14	83,7	81,0
Calabria	10	89,1	90,7	11	88,8	90,6
Sicilia	13	81,0	78,0	13	80,4	77,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.14

Livelli di concentrazione nella distribuzione

Quota di mercato dei primi tre operatori (C3) e percentuale di clienti da questi serviti

La tavola 3.15 mostra una prima elaborazione della composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2011, limitata, però, alle partecipazioni dirette di primo livello, così come rilevate nell'ambito dell'Indagine annuale. Come nel 2010, sono solo due le società che svolgono l'attività di distribuzione quotate in Borsa: Hera e Ascopiave. Seppure vi sono ormai molti gruppi energetici quotati alla Borsa valori, infatti, l'unica impresa presente nel listino

ufficiale è la capogruppo, mentre le attività di distribuzione sono affidate a società non quotate.

Le quote di capitale sociale di Hera e Ascopiave detenute in Borsa pesano per appena lo 0,3% sul totale delle quote di partecipazione nel capitale sociale delle società che svolgono l'attività di distribuzione. Quasi il 40% delle quote è, invece, detenuto da enti pubblici (nel 2010 era il 42%), mentre il 19% è relativo a quote detenute da

società diverse. Il 15,3% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuto da persone fisiche, leggermente aumentata rispetto al 14,4% dello scorso anno. Complessivamente le quote detenute da imprese energetiche sono salite di un punto percentuale rispetto

allo scorso anno, raggiungendo il 25,7%. Più precisamente, le quote appartengono a imprese energetiche nazionali nel 12,9% dei casi (13,1% nel 2010), imprese energetiche locali nel 12,1% dei casi (11% nel 2010) e imprese energetiche estere nello 0,7% (0,6% nel 2010).

TAV. 3.15

Composizione societaria
dei distributori nel 2011

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	39,5
Società diverse	18,9
Persone fisiche	15,3
Imprese energetiche nazionali	12,9
Imprese energetiche locali	12,1
Imprese energetiche estere	0,7
Flottante	0,3
Istituti finanziari nazionali	0,2
Istituti finanziari esteri	0,0
TOTALE	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.16

Infrastrutture di distribuzione
e loro proprietà nel 2011
Numero di cabine e gruppi
di riduzione finale;
estensione reti in km

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Valle d'Aosta	5	50	0,3	166,2	196,5	98,6	0,8
Piemonte	768	31.160	80,7	11.974,0	11.075,4	87,7	5,1
Liguria	70	3.153	57,4	1.932,5	4.221,3	72,6	0,1
Lombardia	1.447	15.724	103,4	14.601,6	31.847,0	73,0	15,3
Trentino Alto Adige	206	19.162	182,7	2.023,6	1.885,4	93,3	6,4
Veneto	686	10.586	475,0	10.600,5	18.420,0	78,3	14,5
Friuli Venezia Giulia	130	1.171	5,2	2.144,2	5.040,2	70,9	28,4
Emilia Romagna	378	14.324	304,3	17.159,3	12.815,0	70,0	14,1
Toscana	311	8.983	248,2	6.188,7	9513,6	56,7	10,4
Lazio	300	2.136	167,6	7.064,2	7616,5	94,9	5,0
Marche	306	2.223	21,9	4.401,8	4640,4	51,8	30,9
Umbria	105	1.346	106,4	1.870,3	3227,9	65,2	34,2
Abruzzo	205	2.229	1,4	4.553,8	4834,8	72,8	24,1
Molise	85	510	0,3	1.073,7	1128,9	72,9	26,8
Campania	364	4.532	17,8	3.975,8	7824,4	77,6	16,4
Puglia	215	1.539	101,4	3.346,9	8377,7	92,2	7,7
Basilicata	112	458	0,8	896,6	1601,4	71,1	28,5
Calabria	196	803	34,8	2.469,7	3455,3	90,6	9,4
Sicilia	209	1.743	60,4	4.235,4	8025,9	95,3	2,2
Non in funzione	-	-	5,3	101,1	144,7	-	-
ITALIA	6.098	121.832	1975,2	100.780,4	145.892,5	82,4	6,5

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.17 mostra l'elaborazione preliminare dei dati sulla ripartizione nel 2011 di clienti e volumi distribuiti per le categorie d'uso individuate dalla delibera 2 febbraio 2007, n. 17/07 e associate a determinati profili di prelievo standard. La categoria di gran lunga prevalente in Italia è quella che utilizza il gas per tre usi contemporaneamente: riscaldamento individuale, cottura cibi e produzione di acqua calda sanitaria. Tale categoria incide per il 64,5% dei clienti e per il 43,1% dei consumi; il consumo medio di questi clienti si aggira intorno ai 1.000 m³/anno. Importanti in termini di numerosità dei clienti sono anche gli usi di "cottura cibi e produzione di acqua calda", che rappresentano il 10,3% del totale, e il solo uso di "cottura cibi" che conta per il 10,6%. Abbastanza rilevante appare

anche l'uso del gas per il riscaldamento individuale associato con la cottura cibi, che rappresenta il 6% dei clienti complessivamente allacciati alle reti. Oltre alle categorie già citate, in termini di volumi erogati risultano significativi l'uso del solo riscaldamento individuale o centralizzato (14,9%) e quello tecnologico artigianale-industriale (15,4%), il cui consumo medio si aggira intorno ai 23.000 m³/anno. Da rilevare come, con l'eccezione dell'uso per cottura cibi, il consumo medio risulta diminuito rispetto al 2010 praticamente per tutte le categorie, seppure non nella medesima proporzione. Complessivamente esso è sceso del 6,7%, passando da 1.632 a 1.523 m³; tra gli usi che hanno evidenziato i cali maggiori vi sono soprattutto quelli legati al condizionamento.

CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
Uso cottura cibi	10,6%	1,4%	201
Produzione di acqua calda sanitaria	0,6%	0,2%	578
Uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	10,3%	2,0%	295
Uso condizionamento	0,1%	0,1%	2.539
Riscaldamento individuale/centralizzato	3,6%	14,9%	6.382
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	64,5%	43,1%	1.017
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi	6,0%	4,0%	1.017
Riscaldamento individuale + produzione di acqua calda sanitaria	1,6%	3,7%	3.474
Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	0,4%	1,1%	4.590
Riscaldamento centralizzato + produzione di acqua calda sanitaria	0,5%	4,5%	13.251
Uso tecnologico + riscaldamento	0,9%	9,4%	16.543
Uso condizionamento + riscaldamento	0,0%	0,2%	15.244
Uso tecnologico (artigianale-industriale)	1,0%	15,4%	22.822
TOTALE	100,0%	100,0%	1.523

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.17

Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2011
Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2011 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m³

Come si ripartiscono gli utenti del servizio di distribuzione (gruppi di misura) in base ai volumi distribuiti è valutabile tramite i dati della ripartizione di clienti e volumi per fasce di prelievo (Tav. 3.18). L'incidenza complessiva delle prime due classi, nelle quali ricadono le famiglie che consumano al massimo 480 m³ all'anno, è pari al 42,4% in termini di numerosità e al 4,6% in termini di volumi prelevati. La classe più numerosa in termini sia di numero di gruppi di misura, sia di volumi è quella che prevede un consumo

annuo compreso tra 481 e 1.560 m³ dove ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che utilizzano il gas anche per il riscaldamento dei locali. Le ultime quattro classi, relativamente meno numerose, sono quelle cui appartengono gli usi più intensivi: esse infatti assorbono poco meno della metà del gas distribuito (48,7%).

Circa la numerosità dei clienti per fascia di prelievo, è appena il caso di osservare come essa risulti più ampia se in luogo dei grup-

pi di misura³ (GdM) si contino i punti di riconsegna⁴ (PdR). Complessivamente, infatti, la numerosità dei punti di riconsegna risulta maggiore di circa un milione di unità rispetto ai gruppi di misura. La differenza, però, è quasi integralmente imputabile alla fascia di

prelievo più piccola dove, probabilmente, sono più frequenti i casi di realizzazione di impianti di derivazione, per esempio per un condominio appena costruito, cui successivamente non segue la richiesta di un contratto di fornitura e dunque l'installazione del "contatore".

TAV. 3.18

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo

Punti di riconsegna e gruppi di misura al 31/12/2011 in migliaia; volumi prelevati in M(m³)

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	PUNTI DI RICONSEGNA	DI CUI DOTATI GRUPPI DI MISURA	VOLUMI	QUOTA % SU GRUPPI DI MISURA	QUOTA % SU VOLUMI
0-120	5.735	4.716	169	21,1%	0,5%
121-480	4.796	4.768	1.401	21,3%	4,1%
481-1.560	9.255	9.209	8.579	41,1%	25,2%
1.561-5.000	3.217	3.203	7.378	14,3%	21,6%
5.001-80.000	474	472	7.322	2,1%	21,5%
80.001-200.000	15	15	1.797	0,1%	5,3%
200.001-1.000.000	7	7	2.884	0,0%	8,5%
Oltre 1.000.000	2	2	4.559	0,0%	13,4%
TOTALE	23.501	22.391	34.090	100,0%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Interessante è anche osservare la distribuzione di clienti (gruppi di misura) e consumi nelle varie regioni secondo le tipologie di clienti individuate nel Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas (TIVG)⁵ (Tav. 3.19).

I clienti domestici in Italia, 20 milioni circa, rappresentano poco più dell'89% del totale, ma consumano poco meno del 50% dei volumi complessivi. I condomini con uso domestico contano per lo 0,9% in termini di clienti, ma per l'8% in termini di consumi; gli altri usi rappresentano quasi il 10% dei clienti e il 42,6% dei volumi distribuiti. L'incidenza degli altri usi, che comprendono i clienti del commercio, dei servizi e i piccolissimi industriali, è maggiore al Nord (5,2% dei clienti e 22,6% dei volumi distribuiti) rispetto al Centro (5,1% dei clienti e 20,3% dei volumi) e soprattutto rispetto al Sud e alle Isole (4,2% dei clienti e 14,3% dei volumi).

Il consumo medio dei clienti domestici in Italia si aggira intorno ai 850 m³, quello dei condomini con uso domestico intorno a 13.000 m³ e quello degli altri usi di poco inferiore a 6.500 m³

(in forte riduzione rispetto al 2010 con consumi poco inferiori a 10.000 m³). Anche questi valori, tuttavia, sono abbastanza differenziati territorialmente, con consumi medi al Nord che appaiono decisamente maggiori, indipendentemente dalla tipologia dei clienti. A fronte dei 977 m³ al Nord, infatti, i clienti domestici risultano mediamente consumare 726 m³ al Centro e 592 m³ al Sud; i condomini con uso domestico evidenziano rispettivamente consumi medi nell'ordine pari a 13.921, 10.674 e 8.788 m³; infine, i valori di consumo medio emergono per gli altri usi sono di 8.250 m³ al Nord, 4.966 m³ al Centro e 2.670 m³ al Sud e Isole. La delibera 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08, ha reso obbligatoria, secondo una pianificazione temporale graduale, la messa in servizio di gruppi di misura elettronici per tutti i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale, al fine di porre i presupposti funzionali e tecnologici per lo sviluppo del mercato regolamentato del gas naturale e del nuovo servizio di bilanciamento; facilitare il superamento di possibili inefficienze e discriminazioni tramite il miglioramento del processo

³ Per gruppo di misura si intende la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale, che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto del cliente finale. Il gruppo di misura comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

⁴ Il punto di riconsegna è il punto di confine tra l'impianto di distribuzione e l'impianto del cliente finale, dove l'impresa di distribuzione riconsegna il gas naturale per la fornitura al cliente finale.

⁵ Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09.

TAV. 3.19

Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2011
Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

CLIENTI	USO DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI	
	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	COMUNE
Valle d'Aosta	16,4	16,1	0,8	6,5	3,2	31,2
Piemonte	1.737,5	1.573,8	37,3	493,0	232,8	1.827,1
Liguria	800,3	450,0	11,3	221,3	50,1	231,7
Lombardia	4.247,8	4.211,0	52,9	844,0	465,3	4.017,6
Trentino Alto Adige	193,9	179,3	6,3	49,5	27,1	344,1
Veneto	1.831,3	2.008,0	16,3	170,4	215,3	1.982,9
Friuli Venezia Giulia	477,0	460,7	5,0	68,9	47,0	357,5
Emilia Romagna	1.978,9	2.128,8	25,1	304,2	272,8	2.045,6
Toscana	1.430,3	1.160,4	15,2	120,0	120,7	968,9
Lazio	2.020,2	1.155,7	22,6	300,9	173,8	761,5
Marche	585,9	552,5	4,8	35,5	67,1	388,3
Umbria	304,2	243,1	1,5	16,5	34,5	270,3
Abruzzo	474,5	378,2	1,6	8,4	141,4	343,1
Molise	103,0	79,6	0,3	10,1	21,8	45,4
Campania	1.184,5	654,1	3,6	39,3	123,6	355,3
Puglia	1.178,8	789,5	2,2	15,4	69,7	253,2
Basilicata	173,3	137,3	0,6	8,5	19,9	51,5
Calabria	334,3	197,4	0,9	3,6	64,0	81,0
Sicilia	890,0	449,2	1,5	10,2	68,8	182,9
ITALIA	19.962,0	16.825,0	209,8	2.726,4	2.219,0	14.539,1

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

di contabilizzazione del gas naturale prelevato dai clienti finali e l'innovazione tecnologica dei gruppi di misura; migliorare la qualità dei servizi di misura, di vendita e di distribuzione del gas naturale favorendo la consapevolezza dei consumi.

Il programma temporale fissato prevedeva l'installazione obbligatoria di un misuratore elettronico:

- entro la fine del 2010 ai clienti con classe del gruppo maggiore di G40;
- entro la fine del 2011 ai clienti con classe del gruppo di misura compresa tra G16 e G40;
- entro la fine del 2012 ai clienti con classe del gruppo di misura compresa tra G6 e G16.

Per i clienti di più piccole dimensioni, ovvero quelli con classe del gruppo di misura inferiore a G6, la delibera ha stabilito l'installazione obbligatoria dei misuratori elettronici all'80% di questa clientela in quattro anni. Tra il 2012 e il 2016, infatti, i distributori devono sostituire il misuratore tradizionale a quote minime di tali clienti, ogni anno sempre più elevate (a partire dal 5% entro la fine del 2012).

La diffusione dei gruppi di misura elettronici e tradizionali al 31 dicembre 2011 evidenzia alcuni ritardi nell'implementazione del provvedimento dell'Autorità (Tav. 3.20). A tale data, infatti, vi è ancora un 29% di gruppi di misura di classe superiore a G40 di tipo tradizionale, così come i misuratori di classe G40 risultano tradizionali ancora nel 64% dei casi.

TAV. 3.20

Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2011

Numero di gruppi di misura in migliaia;
prelievi in M(m³)

CLASSE	NUMERO	PRELIEVI	QUOTA %
Gruppi di misura elettronici			
Inferiore a G6	227	221	1,1%
G6	25	46	2,9%
Superiore a G6 e inferiore a G25	5	50	1,8%
G25	16	310	15,8%
G40	21	628	35,7%
Superiore a G40	48	8.028	70,9%
Totale elettronici	342	9.283	1,5%
Gruppi di misura tradizionali			
<G6	20.784	16.833	98,9%
G6	833	1.559	97,1%
>G6, <G25	289	2.096	98,2%
G25	86	1.275	84,2%
G40	38	992	64,3%
>G40	20	2.053	29,1%
Totale tradizionali	22.049	24.807	98,5%
TOTALE COMPLESSIVO	22.391	34.090	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La dimensione dei distributori di gas naturale in Italia non è elevata. In media il personale impiegato per questo segmento della filiera è pari a 66 addetti (Tav. 3.21).

Più del 55%, ovvero 122 delle 221 imprese che nell'Indagine hanno risposto alla domanda sulla consistenza del personale dedicato alle attività regolate dall'Autorità⁶, impiegano meno di dieci addetti e tra queste ve ne sono ben 52 che risultano operare con uno o addirittura con zero addetti. Si tratta di imprese che hanno completamente appaltato all'esterno le attività di distribuzione, pur operando, talvolta, anche in altri campi più o meno contigui all'attività in esame. Sono 65 le imprese che risultano operare con un numero di addetti compreso tra 10 e 49, mentre sono 34, cioè poco più del 15% del totale, le società che impiegano più di 50 persone. Queste ultime sono, tuttavia, decisamente le più importanti: l'81% dei clienti è infatti servito da queste aziende che, complessivamente, erogano il 78% dei volumi distribuiti.

La tavola 3.22 illustra, infine, i primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2011 e le relative quote di mercato nel 2011 e nel 2010. Come nelle altre fasi della filiera il gruppo Eni risulta dominante, con una quota praticamente costante rispetto al 2010 pari al 23% circa, anche se la distanza dal secondo operatore è decisamente diminuita. Il segmento della distribuzione è stato notevolmente movimentato dalle politiche di acquisizione del consorzio formato da F2i - Fondi italiani per le infrastrutture (75%) e Axa Private Equity (25%). Il gruppo - che già nel settembre 2009 aveva acquistato Enel Rete Gas - nel 2011 ha portato a compimento l'acquisto di E.On (in aprile) e Gaz de France Suez (in settembre), come si è visto nelle pagine precedenti. A seguito di tali acquisizioni F2i Reti Italia è salita al 17,2% del mercato della distribuzione, confermandosi al secondo posto e dimezzando la distanza da Eni che nel 2010 possedeva una quota praticamente più che doppia (la quota di F2i Reti Italia nel 2010 era del 10,3%). È

⁶ Più precisamente, il numero degli addetti richiesto nell'Indagine annuale è riferito al personale dipendente (a tempo pieno, a part time, con contratto di formazione e lavoro ecc.) e indipendente (collaborazione coordinata e continuativa, prestazione d'opera occasionale ecc.) che al 31 dicembre 2011 era complessivamente impiegato nelle attività regolate (stabilite dall'art. 4, lett. da a) a u) del *Testo integrato di unbundling* (allegato alla delibera 18 gennaio 2007, n. 11/07), eventualmente riproporzionato per tener conto del personale condiviso tra più attività. Se, per ipotesi, una certa impresa svolge sia l'attività di distribuzione di gas, sia quella di energia elettrica, il numero di addetti che deve indicare nel questionario è dato dalla somma del personale impiegato in entrambe queste attività, escludendo, invece, quello impiegato dall'impresa, ma non direttamente imputabile a tali attività.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

CLASSE DI ADDETTI	IMPRESE	ADDETTI	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	VOLUMI DISTRIBUITI	CLIENTI SERVITI
0	27	0	0	383	227
1	25	26	1	326	232
2 – 9	70	341	5	1.486	910
10 – 19	36	482	13	1.508	897
20 – 49	29	872	30	3.919	1.976
50 – 249	27	3.216	119	8.471	5.262
Oltre 249	7	9.670	1.381	17.958	12.854
TOTALE	221	14.606	66	34.051	22.360

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.21

Dimensione delle imprese che distribuiscono gas naturale per classi di addetti nel 2011
Volumi in M(m³) e clienti in migliaia

GRUPPO	2010	QUOTA	2011	QUOTA
Eni	8.325	23,0%	7.886	23,1%
F2i Reti Italia	3.715	10,3%	5.850	17,2%
Hera	2.330	6,4%	2.229	6,5%
Iren	2.333	6,4%	2.092	6,1%
A2A	2.238	6,2%	2.022	5,9%
Gaz de France Suez	1.459	4,0%	-	-
E.On	1.164	3,2%	-	-
Toscana Energia	1.155	3,2%	1.076	3,2%
Asco Holding	841	2,3%	777	2,3%
Estra	559	1,5%	699	2,1%
Linea Group Holding	580	1,6%	639	1,9%
Acegas – Aps	517	1,4%	495	1,5%
Amga – Azienda Multiservizi	462	1,3%	443	1,3%
Erogasmet	418	1,2%	398	1,2%
Energei	360	1,0%	344	1,0%
Gelsia	370	1,0%	340	1,0%
Gas Natural	304	0,8%	328	1,0%
Agsm Verona	317	0,9%	323	0,9%
Sime Crema	197	0,5%	314	0,9%
Acsm – Agam	329	0,9%	310	0,9%
Gas Rimini	327	0,9%	308	0,9%
Aimag	307	0,8%	302	0,9%
Altri	7.607	21,0%	6.915	20,3%
TOTALE	36.216	100,0%	34.090	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.22

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2011

Volumi di gas naturale distribuito in M(m³)

appena il caso di notare che la somma delle quote di F2i Reti Italia, E.On e Gaz de France Suez per il 2010 darebbe 17,5%, un valore di poco superiore alla quota registrata nel 2011.

Nel 2011 Hera si conferma al terzo posto con il 6,5%, superando

Iren la cui quota è rimasta ferma al 6,1%. Nel 2011, infatti, la quota di Iren è scesa di poco più di 2,5 punti percentuali rispetto allo scorso anno, mentre la quota del gruppo Hera ha registrato un lieve incremento. Segue, a poca distanza, anche il gruppo A2A,

con la quota del 5,9% in netta diminuzione rispetto al 2010, anno in cui registrava una quota del 6,2%.

Nel 2011 i primi venti gruppi hanno coperto quasi l'80% del mercato, mentre nel 2010 avevano il 77%. L'aumento della quota, tuttavia, è avvenuto in concomitanza di un calo dei volumi complessivamente da essi distribuiti e di un abbassamento generale dei consumi di gas. Di fatto, la riduzione dei volumi complessivamente distribuiti tende a incidere più sui piccoli operatori piuttosto che sui grandi gruppi, la cui forza consente loro di resistere maggiormente a periodi di crisi come quello che stiamo attraversando. L'innalzamento della quota dei primi venti gruppi è dunque più che altro da imputare all'uscita dal mercato di molti piccoli operatori.

Connessioni

In questo paragrafo vengono riportati i dati relativi alle connessioni distinte 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 3.23 nel 2011 sono state realizzate 100 connessioni alla rete di trasporto nazionale, di cui 91 risultano in alta pressione e 9 in media pressione. Il tempo medio della realizzazione è di 40 giorni lavorativi, ovviamente il valore è maggiore per i metanodotti in alta pressione, in questo caso l'attesa media è di 54 giorni, mentre per le condotte in media pressione il tempo medio si riduce a 26 giorni.

Decisamente maggiore è il numero di connessioni alla rete di distribuzione (Tav. 3.24) che nel 2011 sono state appena poco inferiori a 385.000. La quasi totalità (circa il 99%) è in bassa pressione e i tempi di attesa sono ovviamente ridotti rispetto alle condotte connesse alla rete di trasporto, rispettivamente 8 giorni lavorativi per i metanodotti che esercitano in bassa pressione e quasi 14 giorni per quelli in media pressione.

TAV. 3.23

Connessioni alle reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2011
Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	91	54,1
Media pressione	9	25,9
TOTALE	100	40,0

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.24

Connessioni alle reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2011
Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa pressione	380.171	7,9
Media pressione	4.356	13,8
TOTALE	384.527	-

(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.

Mercato all'ingrosso

I dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono 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 431 società accreditate all'Anagrafica operatori che hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2011. Di queste hanno risposto 380 imprese, di cui 32 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno (Tav. 3.25). Delle 348 attive, 40 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 205 hanno venduto gas solo a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 103 che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso, sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti. Quest'anno, quindi, è cambiata la classificazione degli operatori tradizionalmente usata in queste pagine⁸.

Nel 2011 il mercato totale della vendita ha movimentato 166,4 G(m³); di questi, 27,2 G(m³), pari al 16,4%, sono stati intermediati da grossisti puri, 15,3 G(m³), ovvero il 9,2%, sono stati intermediati da venditori puri. Il 74,4% del mercato (equivalente a 123,9 G(m³))

è stato quindi alimentato con gas proveniente da operatori misti. Il mercato all'ingrosso è stato fornito per il 27,7% da grossisti puri e per il 72,3% da operatori misti; il mercato finale della vendita è stato invece alimentato per il 22,5% con gas proveniente da venditori puri e per il 77,5% da operatori misti.

L'analisi delle attività che si sono svolte nel mercato all'ingrosso del gas è descritta nel resto di questo paragrafo, mentre l'andamento del mercato finale della vendita sarà illustrato più avanti in questo stesso Capitolo (vedi l'apposito paragrafo).

Nel 2011 il numero dei grossisti è leggermente aumentato, salendo a 143 unità contro le 140 dell'anno precedente (Tav. 3.26), ma all'interno delle varie classi nelle quali gli operatori sono stati suddivisi (in base al volume di vendita annuo) ci sono stati diversi avvicendamenti. Il numero dei grandi, cioè gli operatori che hanno superato la soglia dei 10 G(m³), è diminuito di una unità per l'uscita da questa categoria di Enel Trade, che è passata nei medi; questi ultimi, cioè i soggetti con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³), sono cresciuti da 26 a 30 unità per l'ingresso di sette nuove ragioni sociali e l'uscita di tre. I piccoli, con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³), sono diminuiti di una unità e i piccolissimi, con vendite inferiori a 0,1 G(m³), sono aumentati di una.

TAV. 3.25

Numero di operatori e vendite nel 2011

M(m³)

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	40	-	27.235	18.566	27.235
Venditore puro	205	15.294	-	-	15.294
Operatore misto	103	52.720	71.153	28.447	123.873
Inattivo	32	-	-	-	-
TOTALE	380	68.014	98.388	47.013	166.402

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

⁸ Fino allo scorso anno venivano classificati come "grossisti" gli operatori che avevano effettuato meno del 95% delle loro vendite a clienti finali e "venditori puri" i soggetti per i quali almeno il 95% dei volumi veniva venduto a clienti finali.

TAV. 3.26

Mercato all'ingrosso
nel periodo 2009-2011

OPERATORI	CLASSE DI VENDITA	2009	2010	2011
NUMERO		124	140	143
Eni	-	1	1	1
Grandi	Superiori a 10 G(m³)	0	2	1
Medi	Comprese tra 1 e 10 G(m³)	22	26	30
Piccoli	Comprese tra 0,1 e 1 G(m³)	51	57	56
Piccolissimi	Inferiori a 0,1 G(m³)	50	54	55
VOLUME VENDUTO G(m³)		68,1	87,6	98,4
Eni	-	16,0	15,3	14,6
Grandi	Superiori a 10 G(m³)	0,0	11,9	7,0
Medi	Comprese tra 1 e 10 G(m³)	40,0	47,1	64,1
Piccoli	Comprese tra 0,1 e 1 G(m³)	11,5	12,7	12,0
Piccolissimi	Inferiori a 0,1 G(m³)	0,6	0,7	0,8
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)		549	626	688
Eni	-	15.961	15.304	14.586
Grandi	Superiori a 10 G(m³)	0	5.956	7.012
Medi	Comprese tra 1 e 10 G(m³)	1.816	1.810	2.136
Piccoli	Comprese tra 0,1 e 1 G(m³)	226	222	213
Piccolissimi	Inferiori a 0,1 G(m³)	12	13	14

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'insieme i grossisti hanno venduto 98,4 G(m³) al mercato intermedio (e 52,7 G(m³) al mercato finale). Nonostante il 2011 sia stato un anno di bassa domanda, il volume di gas complessivamente trattato nel mercato intermedio si è ampliato del 12,3% rispetto al 2010.

Artefici di questa crescita sono stati principalmente gli operatori medi che hanno venduto il 65% del gas complessivamente intermedio, registrando una crescita della propria attività del 36,2% rispetto al 2010. Anche i piccolissimi hanno evidenziato un aumento del 6,4% sull'anno precedente, benché partendo da un livello di vendita assai modesto, che non raggiunge il miliardo di metri cubi. La crescita dei medi è andata a scapito di Eni (-4,7%) e, soprattutto, delle vendite dei grandi operatori, che riducendosi dai quasi 12 G(m³) del 2010 agli attuali 7 G(m³), risultano diminuite

del 41%. Una discesa del 5,5% hanno registrato anche le attività dei piccoli.

Il volume unitario mediamente trattato sul mercato all'ingrosso è salito quasi del 10%, essendo passato da 626 a 688 M(m³), in conseguenza della maggiore crescita dei volumi trattati rispetto a quella del numero degli operatori, ma anche in questo caso con effetti non omogenei sulle varie classi di operatori. Un significativo aumento nel volume unitario di vendita si è manifestato, infatti, per i grandi e per i medi, mentre si è avuta una riduzione nel caso di Eni (-4,7%) e per i piccoli (-3,8%).

Le modalità di approvvigionamento delle imprese che operano sul mercato all'ingrosso evidenziano come queste società si procurano il gas prevalentemente attraverso le importazioni e gli acquisti al PSV (Tav. 3.27). Da queste due fonti, infatti, proviene

APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
Produzione nazionale	14,0%	3,1%	0,2%	10,0%	5,5%	5,0%
Importazioni	76,9%	73,7%	28,8%	16,1%	1,6%	42,1%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	5,9%	5,1%	25,3%	46,5%	54,4%	22,1%
Acquisti in stoccaggio	1,3%	0,9%	1,6%	3,3%	6,7%	1,8%
Acquisti al PSV	1,9%	17,2%	43,6%	23,9%	31,7%	28,7%
Acquisti in Borsa	0,0%	0,0%	0,4%	0,2%	0,0%	0,2%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).

Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).

Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).

Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.27

Approvvigionamento
dei grossisti nel 2011
Quote percentuali

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	38,2%	43,9%	74,1%	54,0%	45,7%	59,9%
– di cui vendite in stoccaggio	4,3%	1,0%	2,9%	2,3%	0,9%	1,7%
– di cui vendite al PSV	47,3%	43,7%	49,6%	41,5%	62,4%	28,8%
Vendite in Borsa	0,6%	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	0,3%
A clienti finali	46,5%	33,9%	23,1%	41,8%	41,8%	32,2%
– di cui collegati societariamente	3,8%	0,2%	43,6%	13,9%	40,2%	20,8%
Autoconsumi	14,7%	22,0%	2,6%	4,1%	12,5%	7,6%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).

Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).

Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).

Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.28

Impieghi di gas
dei grossisti nel 2011
Quote percentuali

TAV. 3.29

Vendite dei principali
grossisti nel 2011
M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Eni	14.586	17.444	32.030	14,8%
Edison	7.012	5.400	12.412	7,1%
Sinergie Italiane	6.103	191	6.294	6,2%
Enel Trade	5.827	3.859	9.686	5,9%
GdF Suez	4.646	0	4.646	4,7%
GdF Suez Energia Italia	3.994	1.220	5.214	4,1%
GdF Suez Gas Supply & Sales	3.697	0	3.697	3,8%
Plurigas	3.484	1.292	4.776	3,5%
Spigas	3.229	265	3.494	3,3%
AZA Trading	2.969	124	3.093	3,0%
Hera Trading	2.715	33	2.749	2,8%
Shell Italia	2.705	1.647	4.352	2,7%
Enoi	2.471	21	2.492	2,5%
Hb Trading	2.213	0	2.213	2,2%
Gas Plus Italiana	2.135	0	2.135	2,2%
Energy.Com	1.936	0	1.936	2,0%
Sonatrach Gas Italia	1.929	0	1.929	2,0%
Premiumgas	1.747	166	1.913	1,8%
Vitol	1.596	0	1.596	1,6%
Bp Italia	1.404	0	1.404	1,4%
Elettrogas	1.352	0	1.352	1,4%
Speia	1.337	146	1.483	1,4%
Egl Italia	1.214	89	1.302	1,2%
Ascotrade	1.135	801	1.936	1,2%
E.On Ruhrgas – Sede secondaria	1.011	0	1.011	1,0%
Energetic Source	1.009	143	1.152	1,0%
Italtrading	879	7	885	0,9%
Società Ionica Gas	824	0	824	0,8%
Energy Trade	774	12	785	0,8%
2B Energia	673	0	673	0,7%
E.On Energy Trading	667	484	1.152	0,7%
Begas Energy International	589	28	617	0,6%
Phlogas	583	66	649	0,6%
E.On Energy Trading Se	633	979	1.612	0,6%
Worldenergy	562	0	562	0,6%
Iren Mercato	552	2.286	2.838	0,6%
Shell Italia E&P	547	0	547	0,6%
Repower Italia	512	0	512	0,5%
Altri	7.138	16.016	23.154	7,3%
TOTALE	98.388	52.720	151.108	100,0%
Prezzo medio (c€/m ³)	30,71	37,59	33,02	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

il 70,8% del gas ceduto da questi operatori (anche sul mercato finale). Il resto proviene quasi integralmente dagli acquisti da altri rivenditori sul territorio nazionale, sia alla frontiera, sia al *city gate*, essendo marginali le quote che arrivano dalla produzione nazionale (5%) e dagli acquisti effettuati sulle nuove piattaforme gas (M-GAS, P-GAS e PB-GAS) gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME), il cui valore è ancora molto esiguo essendo di recente costituzione. Le importazioni sono la principale fonte di approvvigionamento soprattutto per i grandi operatori, mentre via via che la loro dimensione si riduce, divengono sempre più importanti gli acquisti sul territorio nazionale e quelli al PSV; l'incidenza degli acquisti al PSV, tuttavia, è massima per le imprese di media dimensione, dove raggiunge il 43,6%.

La tavola 3.29 mostra il dettaglio dell'attività delle 38 società (nel 2010 erano 36) il cui venduto ha raggiunto almeno 500 M(m³) nel mercato all'ingrosso.

Negli ultimi anni il livello di concentrazione su tale mercato è costantemente diminuito e nel 2011 è sceso addirittura sotto la soglia del 30%. Nel 2011 la quota delle prime tre società Eni, Edison e Sinergie Italiane, è infatti scesa al 28,2% dal 31,1% del 2010 (era 39,2% nel 2009); quella delle prime cinque, che include anche Enel Trade e GdF Suez, si è abbassata al 38,7% dal 40,5% del 2010 (era appena sopra al 50% nel 2009).

L'indice di Herfindahl calcolato sul solo mercato all'ingrosso nel 2011 è risultato pari a 0,049, un valore abbondantemente sotto lo 0,1 ritenuto sintomo di bassa concentrazione. Peraltro era sotto tale soglia già da due anni: i valori per il 2010 e il 2009 erano, rispettivamente, dello 0,056 e dello 0,083.

L'ultima riga della tavola mostra i prezzi mediamente praticati dalle società che operano prevalentemente nel mercato all'ingrosso, che nel 2011 è risultato pari a 33,02 c€/m³. Più precisamente, il prezzo medio richiesto ad altri intermediari è risultato di 30,71 c€/m³, mentre quello praticato a clienti finali è risultato di 37,59 c€/m³. Il differenziale tra le due clientele, pari a 6,9 c€/m³, si è quindi lievemente ridotto rispetto ai 7,2 c€/m³ rilevati nel 2010. In quell'anno, infatti, i clienti finali risultavano pagare 33,60 c€/m³ contro i 26,37 c€/m³ con cui il gas veniva mediamente ceduto ad altri rivenditori.

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 Punto di scambio virtuale (PSV). Esso offre loro un utile strumento di bilanciamento

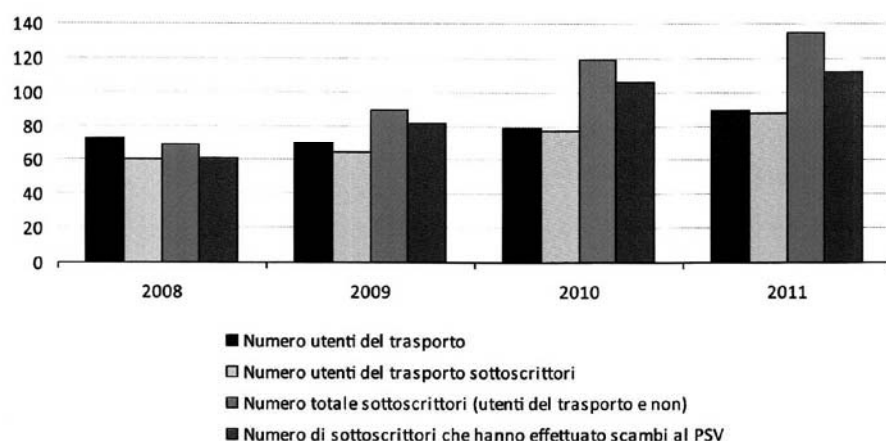


FIG. 3.7

Utenti del PSV dal 2008 al 2011

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

commerciale e la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio in caso di interruzione o riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento. Le transazioni al PSV si effettuano sulla base di contratti bilaterali *over-the-counter* (OTC), esso dunque non può essere assimilato a una Borsa gas, che in Italia è stata avviata il 10 maggio 2010 presso il GME (vedi oltre).

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 2011, 112 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi 27 sono risultati *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto (Fig. 3.7).

Anche nel 2011 i sottoscrittori che hanno effettuato scambi al PSV sono complessivamente aumentati da 106 del 2010 a 112, anche se assistiamo per la prima volta a una lieve diminuzione dei *trader* puri (cioè non utenti del sistema di trasporto) scesi da 32 a 27 unità, probabilmente legata alle prospettive meno vantaggiose del mercato del gas dovute alla fase di contrazione dei consumi.

Le figure 3.7 e 3.8 mostrano lo storico delle transazioni di gas

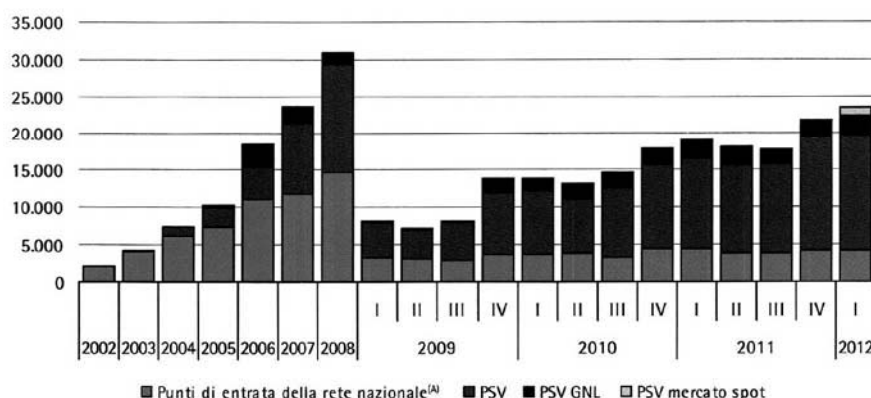
avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e gli scambi registrati al PSV sino a marzo 2012, sia in termini di volumi sia di numero di transazioni. Nel grafico vengono raggruppate distintamente le importazioni presso gli *entry point*, le riconsegne di gas liquefatto al PSV e gli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sul mercato spot e OTC. Le importazioni presso gli *entry point*, che comprendono gli scambi commerciali e doganali⁹, 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 (in termini di volumi ceduti e di numero di riconsegne giornaliere) che avvengono presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia e da ottobre 2009 anche quelle che avvengono presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della società Terminale GNL Adriatico.

Con l'indicazione "PSV mercati spot" sono evidenziati i volumi scambiati sulle nuove piattaforme gestite dal GME per i mercati spot, che si aggiungono alle già esistenti PGAS e M-GAS. Con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11 (e sue successive implementazioni), è stata ufficializzata la nuova piattaforma per il bilanciamento "a mercato" del gas (PB-GAS) gestita dal GME, il cui avvio permetterà il graduale passaggio da un meccanismo di bilanciamento "a stoccaggio" a un meccanismo più coerente con

FIG. 3.8

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 rete nazionale sono comprese tutte le transazioni, commerciali e doganali.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

⁹ 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.

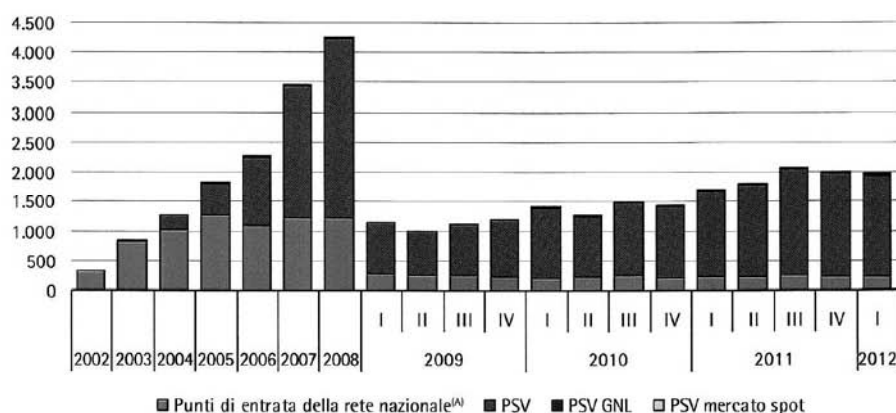


FIG. 3.9

Numero di transazioni nei punti di entrata della rete nazionale

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

l'integrazione europea del mercato gas, quale il bilanciamento "a mercato". Grazie alla nuova 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 operativa da dicembre 2011, ma solo dall'1 aprile 2012 gli *shipper* possono formulare offerte di acquisto. Pertanto, per i primi quattro mesi di attività corrispondenti al periodo preso in esame nel grafico, il lato della domanda è basato unicamente sulle esigenze di Snam Rete Gas quale responsabile del servizio di bilanciamento.

Un confronto tra gli anni termici 2009-2010 e 2010-2011 (Fig.

3.10) 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 2011 ha confermato il trend crescente di PSV GNL (+7%), sebbene molto ridotto rispetto all'incremento registrato nel 2010, anno in cui è entrato gradualmente a regime il terminale di Rovigo. A oltre un anno dalla nascita della Borsa gas i volumi scambiati sul mercato spot sono ancora esigui: nell'anno termico 2010/2011 il PSV copre oltre il 64% delle transazioni in termini di volumi del mercato gas, la quota passa al 77% se a questa sommiamo gli scambi effettuati

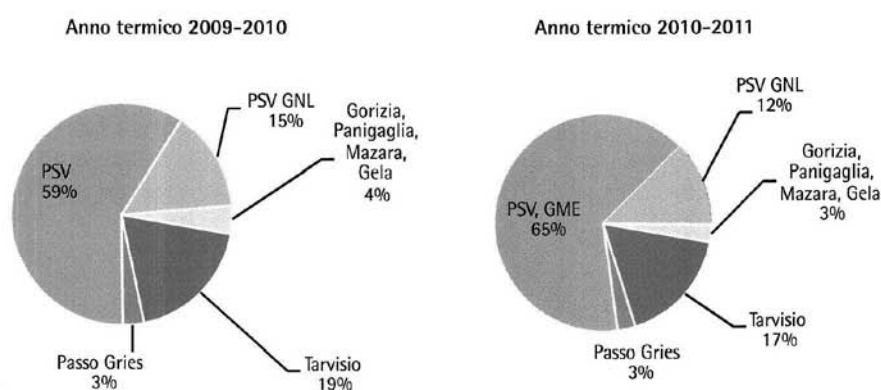


FIG. 3.10

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

Confronto tra gli anni termici 2009-2010 e 2010-2011

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

sul PSV-GNL. L'enorme sviluppo degli scambi presso il PSV (+42% nel 2011), nonché del PSV-GNL, 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. Da ottobre 2010, data di avvio di M-GAS, sono stati oggetto di scambio poco meno di 18 M(m³) a fronte di quasi 1,4 G(m³) di volumi scambiati sulla nuova piattaforma per il bilanciamento. Il maggior peso della PB-GAS, in termini sia di volumi sia di scambi effettuati, deriva anche dal meccanismo implementato che prevede l'obbligo da parte degli *shipper* di formulare le offerte di acquisto e vendita su tale piattaforma. La scarsa liquidità della Borsa gas e la fase iniziale della nuova piattaforma per il bilanciamento, spiegano quindi come il ruolo principale sia ancora svolto dal PSV.

Borsa del gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso le mosse nel 2007 con il 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, assume 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 cosiddetto *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 MGAS. 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;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso.

Nel corso dell'anno 2011 sono state 125 le sessioni sull'MGP-GAS durante le quali si è realizzato almeno uno scambio in modalità continua, per un totale di 148.028 MWh scambiati. Il prezzo medio che si è registrato è stato di 27,68 €/MWh. 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 osserva, 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 28,21 €/MWh. Per quel che riguarda i volumi scambiati sull'MGP-GAS, si osserva un drastico calo dopo il mese di marzo 2011. Dal mese di luglio in poi, la tendenza è stata quella di una lenta ripresa.

Nella figura 3.12 si propone lo stesso confronto tra i prezzi MGP-GAS e PSV, per i periodi gennaio-aprile del 2011 e del 2012. L'andamento dei prezzi resta sostanzialmente coerente, con il prezzo sull'MGP-GAS lievemente inferiore a quello sul PSV. Di maggiore rilevanza è il confronto dei volumi scambiati sulla Borsa.

Mentre nei primi quattro mesi del 2011 il totale dei volumi scambiati

ammontava a 96.020 MWh, per lo stesso arco di tempo del 2012 tale valore si è ridotto considerevolmente, risultando pari a 24.005 MWh. Le ragioni di questo calo si possono riconoscere nel funzionamento del sistema obbligatorio del mercato di bilanciamento: si tratta di una sessione *ex post* finalizzata alla conclusione di scambi di gas contenuto negli stoccaggi, in cui Snam Rete Gas rappresenta la controparte centrale.

Tale piattaforma si è aggiunta nel mese di dicembre 2011; dal mese di aprile 2012 sono ammessi anche gli scambi *fra shipper* e non solo *fra shipper* e responsabile del bilanciamento. In virtù dell'entrata in funzione di questo sistema, i volumi scambiati sull'MGP-GAS risultano pertanto ridotti.

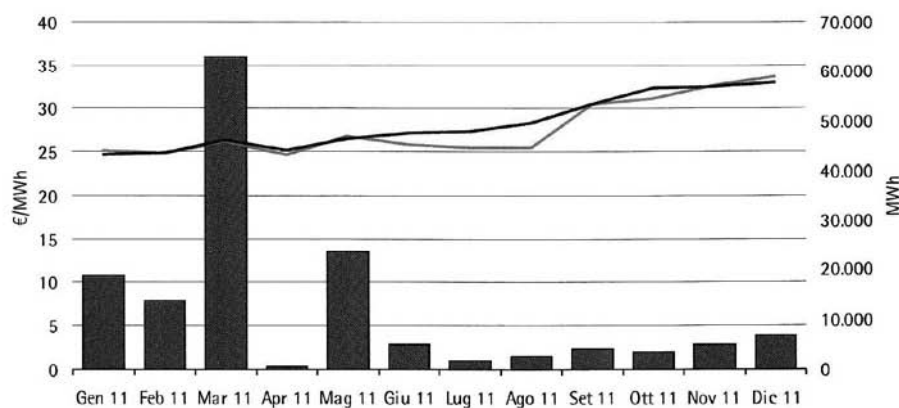


FIG. 3.11

Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS e volumi scambiati sull'MGP-GAS nel 2011

€/MWh, MWh

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

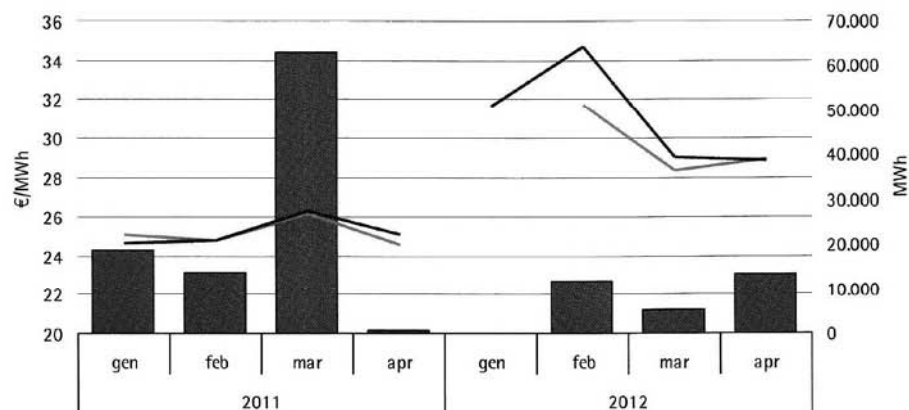


FIG. 3.12

Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS e volumi scambiati sull'MGP-GAS. Confronto tra gennaio-aprile 2011 e gennaio-aprile 2012

€/MWh, MWh

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

Mercato finale al dettaglio

Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 380 imprese sulle 431 che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2011. A parte le 32 che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 348 ve ne sono 40 che hanno venduto gas esclusivamente al mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati quindi 308.

In base ai primi e provvisori risultati dell'Indagine annuale, nel 2011 sono stati venduti al mercato finale 68 G(m³); di questi 15,3 G(m³) sono stati forniti da venditori puri e 52,7 G(m³) da operatori

"misti", che vendono cioè sia al mercato finale, sia al mercato all'ingrosso¹⁰.

Nel 2011 il numero di operatori sul mercato della vendita finale è cresciuto di tre unità rispetto all'anno precedente (Tav. 3.30), raggiungendo quota 308. Le quantità complessivamente vendute sono diminuite da 72,2 a 68 G(m³), tornando sui bassi livelli toccati nel 2009. Poiché le vendite totali sono diminuite al contrario del numero degli operatori, il volume medio unitario di vendita degli operatori globalmente considerati si è ridotto del 6,7%, passando da 237 a 221 M(m³). L'incremento del numero di operatori ha riguardato quasi tutte le classi di vendita, con l'eccezione dei medi (con vendite comprese tra 100 milioni e un miliardo di

TAV. 3.30

Attività dei venditori
nel periodo 2009-2011

OPERATORI	CLASSE DI VENDITA	2009	2010	2011
NUMERO		290	305	308
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	22	23	25
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	54	67	59
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	121	107	114
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	93	108	110
VOLUME VENDUTO G(m³)		66,7	72,2	68,0
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	49,9	51,8	50,8
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	12,1	16,1	12,8
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	4,4	3,9	4,1
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	0,3	0,4	0,3
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)		230	237	221
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	2.268	2.252	2.033
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	224	240	217
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	36	37	36
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	4	3	3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁰ Sulla nuova classificazione degli operatori adottata in questa *Relazione Annuale* si rimanda al paragrafo "Mercato all'ingrosso del gas".

metri cubi) che è diminuita di otto unità rispetto al 2010. Tale variazione è dovuta all'uscita di 19 operatori che è stata solo parzialmente compensata dall'ingresso in questa classe di 11 nuovi soggetti. La classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno 25 operatori, contro i 23 dello scorso anno: a fronte dell'ingresso di quattro soggetti (A2A Energia, E.On Energy Trading Se, Egl Italia e GdF Suez Energia Italia) ne sono infatti usciti due (GdF Suez Energy Management e Sorgenia).

Nonostante la crescita del numero degli operatori, quasi tutte le classi hanno visto diminuire i propri quantitativi di vendita. L'unica eccezione è rappresentata dai piccoli (con vendite da 10 a 100 milioni di metri cubi), i cui volumi sono aumentati del 3,2% passando da 3,9 a 4,1 G(m³).

L'accrescimento del numero di venditori e soprattutto i loro movimenti all'interno delle classi in un anno di riduzione dei consumi, sono soprattutto frutto di politiche di fusioni e acquisizioni che ogni anno si registrano tra le imprese. Tra le principali operazioni societarie che si sono realizzate nel 2011 sono da annoverare:

- l'acquisizione da parte di Energia Ambiente Servizi dell'attività di vendita a clienti finali da AICE, avvenuta in maggio;
- le incorporazioni di Travagliato Energia in Toscana Energia Clienti, di ATG in Energia Ambiente Servizi e di Sadori Reti in Hera Comm Marche, tutte nel mese di luglio;
- l'incorporazione, in agosto, di GdF Suez Energy Management in GdF Suez Energia Italia. Questa operazione è riconducibile alle numerose e complesse operazioni societarie che sono state avviate a seguito dello scioglimento della joint venture tra Acea e GdF Suez Energia Italia e che più che nel settore gas hanno inciso nel settore elettrico;
- l'incorporazione di Unogas Toscana in Unogas Energia in settembre;
- la cessione a Energia Ambiente e Servizi delle attività di vendita da parte di Genia Energia in ottobre.

L'approvvigionamento dei soggetti che operano nel mercato della vendita finale è ovviamente molto simile a quello già esposto per gli

operatori del mercato all'ingrosso poiché la gran parte delle imprese osservate è data dagli operatori misti che sono comuni a entrambi i segmenti. Più interessante è osservare l'approvvigionamento dei venditori puri (i soggetti cioè che vendono esclusivamente sul mercato finale). Si evidenzia in questo caso che il loro approvvigionamento è quasi esclusivamente basato sugli acquisti da altri rivenditori nazionali da cui ottengono il 93,3% del gas che rivendono; il resto del gas nella loro disponibilità proviene dal PSV (5,5%) e dagli acquisti in stoccaggio (2,2%). Gli acquisti al PSV rivestono una maggiore importanza per gli operatori di piccola e piccolissima dimensione che li ottengono, rispettivamente, il 20,3% e il 23,9% del gas che rivendono. Gli impieghi dei venditori puri mostrano, com'è ovvio, una totale prevalenza dei volumi venduti a clienti finali anche se, in media, l'1% del gas disponibile viene autoconsumato. Di tutto il gas alienato sul mercato finale, il 3,3% viene ceduto a clienti collegati societariamente.

La tavola 3.31 mostra il dettaglio delle 31 società (erano 31 anche nel 2010) le cui vendite a clienti finali nel 2011 hanno superato 300 M(m³). Analogamente alla tavola delle vendite dei grossisti (Tav. 3.29), anche quella sui venditori finali riporta il prezzo medio praticato da queste imprese nei due mercati. Il prezzo di vendita ad altri rivenditori risulta abbastanza in linea con quello praticato dai grossisti (31,15 contro 30,71 c€/m³); il prezzo medio offerto ai clienti finali è, come ci si poteva attendere, più elevato (39,13 contro 37,59 c€/m³), data la forte incidenza di clienti allacciati alle reti di distribuzione. Il prezzo offerto dai venditori ai clienti finali comprende infatti il costo della distribuzione, di norma assente nel prezzo praticato dai grossisti in quanto questi ultimi vendono prevalentemente a clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto. Inoltre i venditori sono relativamente spostati sul *mass market* (hanno cioè un numero di clienti più elevato, ma che consumano tendenzialmente quantitativi piccoli), mentre – al contrario – tra i clienti finali dei grossisti vi è una maggioranza di grandi consumatori industriali/termoelettrici in grado di spuntare prezzi inferiori.

Per calcolare correttamente le quote di mercato e il livello di concentrazione del mercato della vendita finale occorre, tuttavia,

TAV. 3.31Vendite al mercato finale dei
principali venditori nel 2011

M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	14.586	17.444	32.030
Edison	7.012	5.400	12.412
Enel Energia	0	4.176	4.176
Enel Trade	5.827	3.859	9.686
Gdf Suez Energie	287	3.626	3.913
Iren Mercato	552	2.286	2.838
Edison Energia	0	1.933	1.933
Hera Comm	0	1.906	1.906
Shell Italia	2.705	1.647	4.352
A2A Energia	53	1.499	1.552
Plurigas	3.484	1.292	4.776
Gdf Suez Energia Italia	3.994	1.220	5.214
E.On Energia	25	1.093	1.118
E.On Energy Trading Se	633	979	1.612
Ascotrade	1.135	801	1.936
Toscana Energia Clienti	0	788	788
Gas Plus Vendite	7	687	693
Bg Gas Marketing Trading Italia	20	627	647
Estra Energie	57	563	620
Utilità	165	506	671
E.On Energy Trading	667	484	1.152
Gas Natural Vendita Italia	166	464	630
Linea Più	15	460	475
Estenergy	0	455	455
Sinergas	0	384	384
Erogasmet Vendita - Vivigas	4	384	389
Trenta	4	368	372
Enerxenia	0	358	358
Unogas Energia	267	353	620
Bluenergy Group	179	320	499
Gelsia Srl	0	302	302
Altri	29.310	11.346	40.656
TOTALE	71.153	68.014	139.167
Prezzo medio (c€/m³)	31,15	39,13	34,96

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

GRUPPO	VOLUME	QUOTA
Eni	18.237	26,8%
Enel	8.035	11,8%
Edison	7.403	10,9%
Gdf Suez	4.847	7,1%
A2A	2.915	4,3%
E.On	2.708	4,0%
Iren	2.317	3,4%
Hera	2.607	3,8%
Royal Dutch Shell Plc	1.647	2,4%
Ascopiave	1.167	1,7%
Gas Plus	687	1,0%
Bg Group Plc	627	0,9%
Estra Spa	563	0,8%
Utilita' Progetti e Sviluppo	506	0,7%
Unogas	481	0,7%
Gas Natural Sdg	464	0,7%
Linea Group Holding	460	0,7%
Acegas – Aps	455	0,7%
Amga – Azienda Multiservizi	449	0,7%
Dolomiti Energia	408	0,6%
Altri	11.030	16,2%
TOTALE	68.014	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.32

Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2011

Volumi in M(m³)

analizzare non l'operato delle singole ragioni sociali, bensì quello dei gruppi societari (Tav. 3.32).

Il mercato della vendita finale resta molto concentrato: i primi tre gruppi controllano il 49,5%. La loro quota, inoltre, per la prima volta da diversi anni, risulta in aumento: nel 2010 raggiungevano infatti il 47,8%. Anche a livello dei primi cinque la concentrazione rimane elevata: nel 2011 è scesa al 60,9% dal 61,2% del 2010.

Anche qui, come nel caso del mercato all'ingrosso l'incidenza dell'*incumbent* Eni si è accresciuta per la prima volta da molti anni a questa parte, essendo passata dal 24,7% del 2010 all'attuale

26,8%. Eni, peraltro, si conferma il gruppo dominante, ancora ben distanziato dal secondo operatore, il gruppo Enel, che possiede solo l'11,8%. Il divario tra i due si è in realtà ampliato dallo scorso anno (15 punti percentuali nel 2011 contro gli 11,5 del 2010) per effetto dell'aumento delle vendite al mercato finale di Eni (+2,4%) e della contemporanea drastica diminuzione di quelle di Enel (-15,2%). Con una crescita delle proprie vendite finali del 2,4%, il gruppo Edison ha mantenuto saldamente la terza posizione, accorciando, seppur di poco, la distanza da Enel. Rispetto al 2010, inoltre, si osserva che è salito di una posizione il gruppo A2A, così

come Iren ha scavalcato Hera. Degna di nota, infine, l'uscita del gruppo Sorigenia dalla classifica dei primi venti, che nel 2010 era in undicesima posizione.

Secondo quanto è emerso dai primi risultati dell'Indagine sul segmento della vendita di gas naturale (all'ingrosso e/o al dettaglio), la dimensione media delle imprese di vendita è piuttosto bassa, al pari di quanto già osservato anche in altri segmenti della filiera. Quasi un terzo delle aziende opera infatti con un numero di addetti compreso tra due e nove¹¹.

Tre quarti delle imprese di vendita, inoltre, risultano possedere meno di nove addetti. La distribuzione dei venditori per classi di addetti, tuttavia, è in questo caso influenzata da uno scarso tasso di risposta, da parte degli operatori, alla domanda sulla consistenza del personale.

Dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale risulta che nel 2011 il mercato finale della vendita di gas

naturale comprende 20,6 milioni di clienti, il 92,5% dei quali sono domestici, l'1,2% sono condomini con uso domestico, il 5,1% appartengono al settore del commercio e dei servizi, l'1,2% al comparto industriale e meno dello 0,5% alla generazione termoelettrica (Tav. 3.33).

In termini di volumi, naturalmente, le proporzioni tendono a invertirsi: includendo anche gli autoconsumi, il settore domestico ha assorbito il 21% del gas complessivamente consumato, ovvero 16,9 G(m³), i condomini con uso domestico hanno acquisito il 4% del gas ovvero 3,2 G(m³), il commercio ne ha utilizzato l'8,2%, corrispondente a 6,6 G(m³), l'industria ne ha consumato il 25,8%, cioè 20,8 G(m³) e la generazione elettrica ne ha assorbito il 41,1%, equivalente a 33,1 G(m³). Come è facile prevedere, spostandosi da settori quale il domestico ai settori per cui il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso, aumenta la quota di volumi acquistati sul mercato libero: essa è

TAV. 3.33

Mercato finale per settore
di consumo nel 2011

Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

	DOMESTICO	CONDominio USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
CLIENTI						
Autoconsumi	1	0	1	0,34	0,06	3
Mercato libero	1.927	65	479	101	0,66	2.573
Mercato tutelato	17.079	188	573	138	0,09	17.977
TOTALE	19.007	253	1.053	239	0,82	20.554
VOLUMI						
Autoconsumi	6	9	89	644	11.788	12.536
Mercato libero	1.930	1.216	4.695	19.458	21.314	48.613
Mercato tutelato	14.923	1.979	1.830	660	9	19.400
TOTALE	16.858	3.204	6.613	20.762	33.111	80.549

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹¹ Si ricorda che il numero degli addetti richiesto nell'Indagine annuale è riferito al personale dipendente (a tempo pieno, a part time, con contratto di formazione e lavoro ecc.) e indipendente (collaborazione coordinata e continuativa, prestazione d'opera occasionale ecc.) che al 31 dicembre 2011 era complessivamente impiegato nelle attività regolate (stabilite dall'art. 4, lett. da a) a u) del *Testo integrato di unbundling* (allegato alla delibera 18 gennaio 2007, n. 11/07), eventualmente riproporzionato per tener conto del personale condiviso tra più attività. Se, per ipotesi, una certa impresa svolge l'attività di distribuzione sia del gas, sia di energia elettrica, il numero di addetti che deve indicare nel questionario è dato dalla somma del personale impiegato in entrambe queste attività, escludendo, invece, quello impiegato dall'impresa, ma non direttamente imputabile a tali attività.

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E 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	15.129	3.508	590	127	46	0	19.400
Domestico	14.211	679	25	5	4	0	14.923
Condominio uso domestico	230	1.496	222	31	0	0	1.979
Commercio e servizi	551	992	203	67	17	0	1.830
Industria	139	341	138	24	19	0	660
Generazione elettrica	0	0	2	1	6	0	9
MERCATO LIBERO	2.337	2.863	2.162	5.143	8.323	27.786	48.613
Domestico	1.680	152	45	35	18	0	1.930
Condominio uso domestico	47	681	380	102	5	0	1.216
Commercio e servizi	517	1.438	896	1.121	717	8	4.695
Industria	94	591	833	3.693	6.669	7.578	19.458
Generazione elettrica	0	1	7	191	915	20.200	21.314
TOTALE	17.467	6.371	2.751	5.270	8.369	27.786	68.014

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.34

Mercato finale per tipologia
e dimensione dei clienti
nel 2011
M(m³)

infatti pari all'11,4% nel domestico, al 38% per i condomini, al 71% nel commercio e servizi, al 93,7% nell'industria e al 64,4% nel termoelettrico (valore che risente degli autoconsumi).

Rispetto al 2010, in termini di volumi venduti si assiste a un aumento nel domestico, nel condominio a uso domestico e nel terziario mentre calano nei settori produttivi. Nel domestico l'aumento è del 30%, nel condominio ad uso domestico del 2,2% e nel commercio e servizi del 3,7%.

Le riduzioni mostrate nel comparto produttivo sono rispettivamente del 7% per l'industria e del 3,4% per la generazione elettrica.

Per quest'ultimo settore il giudizio cambia se ragioniamo in termini di porzioni di consumi serviti all'interno dello stesso segmento. Infatti, fatta eccezione per il comparto industriale, la porzione di consumi soddisfatti sul mercato libero risulta cresciuta in tutti i settori.

In particolare nel domestico, nel condominio a uso domestico e nella generazione elettrica si evidenziano gli sviluppi più importanti. In particolare dal 2010 il domestico aumenta di oltre tre punti percentuali passando dall'8,1% al 11,4%, più marcata è la crescita del condominio ad uso domestico con una crescita di poco più di cinque punti percentuali, la generazione elettrica mostra un incremento in termini di punti percentuali pari a 2,5,

infine il settore del commercio e servizi registra un incremento piuttosto lieve e al di sotto di un punto percentuale.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale per settore di consumo (al netto degli autoconsumi) e dimensione dei clienti (Tav. 3.34), conferma, in effetti, che al crescere dei consumi i clienti tendono a spostarsi sul mercato libero.

Vale la pena precisare che la presenza di volumi e prezzi (come verrà analizzato in dettaglio nel paragrafo dedicato ai prezzi del mercato libero) nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m³ è dovuta al fatto che esse comprendono i consumi di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità. Mentre nel 2010 si era riscontrata una graduale diminuzione di queste classi di consumo sul tutelato, il 2011 si mostra invece in controtendenza: a fronte di 19,2 G(m³) venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi inferiori a 200.000 m³, i volumi venduti a condizioni tutelate per fasce di consumo superiori sono stati 173 M(m³) (di cui 134 M(m³) a clienti non domestici) contro i 110 M(m³) dell'anno precedente.

Come lo scorso anno, l'indagine effettuata presso gli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale ha rivolto loro alcune

TAV. 3.35

Tassi di switching dei clienti finali nel 2011

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	5,2	5,7
Condominio uso domestico	5,9	9,2
Altri usi	6,3	38,0
di cui:		
fino a 5.000 m ³	5,3	6,5
5.000-200.000 m ³	9,7	10,6
200.000-2.000.000 m ³	15,3	15,9
2.000.000-20.000.000 m ³	22,8	25,8
oltre 20.000.000 m ³	36,3	39,1
Clienti non riconducibili a nessuna delle categorie indicate	44,4	45,3
TOTALE	5,3	29,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

domande anche sullo *switching*, vale a dire sul numero di clienti¹² che hanno cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2011¹³. L'Indagine ha evidenziato che la percentuale di clienti che nel 2011 hanno cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari al 5,3%, ovvero al 29,9% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio.

La tavola 3.36 mostra il dettaglio di questo dato distinguendo i clienti per settore e per fascia di consumo annuo. I dati indicano un cambiamento tendenziale del comportamento dei consumatori domestici. Questa tipologia di clienti, che tradizionalmente mostra un'elevata prudenza a spostarsi sul mercato libero, nel 2011 ha espresso una maggiore reattività alle offerte di cambio rispetto agli anni precedenti: la percentuale che ha scelto un nuovo fornitore è salita infatti al 5,2% ancora in crescita rispetto al 4,4% del 2010, l'1,8% del 2009 e l'1,1% del 2008. In termini di volumi le percentuali sono leggermente più elevate e 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 i condomini con uso domestico e gli altri usi. Nel 2011 i condomini che hanno cambiato fornitore sono stati il 5,9% del totale (il 9,2% in termini di consumi), mentre gli "altri usi" che si sono spostati sul mercato libero sono stati complessivamente il 6,3% del totale in termini di clienti e il 38% 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, crescono sia l'interesse verso la possibilità di risparmiare, che è generalmente la prima motivazione del cambio di fornitore, sia la conoscenza del settore e la capacità del cliente finale di compiere scelte consapevoli. Un confronto temporale tra i tassi di *switching* evidenziati dai consumatori che destinano il gas per altri usi indica un diverso andamento tra le classi di consumo. In particolare i clienti con consumi annui fino a 2 M(m³) hanno rivelato una mobilità maggiore rispetto al 2010 mentre i clienti di maggiore dimensione hanno evidenziato una minore vivacità rispetto all'anno precedente.

¹² 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.

¹³ 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.

TAV. 3.36

Mercato finale per settore
di consumo e regione
nel 2011
M(m³)

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
Valle d'Aosta	1.456	621	715	2.333	3.151	8.275
Piemonte	14	9	14	55	2	94
Lombardia	4.425	1.014	1.851	4.438	3.998	15.725
Trentino Alto Adige	240	48	211	446	38	982
Veneto	2.225	203	826	2.020	226	5.500
Friuli Venezia Giulia	593	82	191	778	224	1.867
Liguria	420	203	113	305	706	1.747
Emilia Romagna	2.030	267	1.042	3.162	2.363	8.863
Toscana	1.235	130	391	1.306	1.992	5.054
Umbria	226	27	75	477	318	1.122
Marche	505	38	174	511	53	1.281
Lazio	960	379	307	870	1.277	3.793
Abruzzo	406	35	103	597	551	1.693
Molise	74	6	30	94	554	759
Campania	579	43	181	547	1.354	2.704
Puglia	697	28	156	807	786	2.475
Basilicata	123	20	45	158	302	648
Calabria	171	15	42	72	694	996
Sicilia	455	20	81	1.145	2.733	4.435
ITALIA	16.833	3.188	6.549	20.121	21.323	68.014
NORD	11.402	2.447	4.961	13.537	10.707	43.054
CENTRO	3.405	615	1.081	3.854	4.746	13.702
SUD E ISOLE	2.025	126	507	2.730	5.869	11.258

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il dettaglio territoriale delle vendite di gas al mercato finale è illustrato nella tavola 3.33. Come già osservato nel paragrafo dedicato alla distribuzione, dato il diverso grado di metanizzazione, le differenti condizioni climatiche e la più intensa presenza industriale, il Nord è l'area del Paese che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In quest'area si acquista infatti

il 63% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 43 G(m³); il 20% dei consumi, 13 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 17% viene venduto al Sud e Isole (solo la Sicilia in quanto la Sardegna non è ancora metanizzata).

Per quanto riguarda il settore domestico, nel 2010 circa 11,4 G(m³), più di due terzi dei quantitativi consumati dalle famiglie italiane,

sono stati venduti al Nord; il Centro ha assorbito 3,4 G(m³), vale a dire il 20% dei consumi domestici, mentre circa 2 G(m³) sono stati venduti al Sud e Isole. La regione con i consumi più elevati è risultata la Lombardia che da sola ha acquistato il 26,3% dei consumi delle famiglie nazionali (il 27% se nella categoria dei domestici si includono anche i condomini con uso domestico). Altre regioni in cui i consumi domestici superano 1 G(m³) sono l'Emilia Romagna con 2 G(m³), il Veneto con 2,2 G(m³), il Piemonte con quasi 1,5 G(m³) e la Toscana con 1,2 G(m³). Queste tre aree contano per il 12% l'Emilia Romagna, per l'8,6% il Piemonte, per il 13,2% il Veneto e per il 7,3% la Toscana.

Un ordine d'importanza delle regioni piuttosto simile si osserva anche nei vari settori di consumo del mercato non domestico. La Lombardia è il territorio che ha assorbito i maggiori quantitativi di gas: 28,3% nel commercio e nei servizi, 22% nell'industria e 18,7% nella generazione elettrica. Seguono:

- nel commercio: Emilia Romagna, Veneto e Piemonte, con quote rispettivamente pari a 16%, 12,6% e 11%;
- nell'industria: Emilia Romagna, Piemonte e Veneto, con quote rispettivamente pari a 15,7%, 11,6% e 10%;
- nella generazione elettrica: Piemonte, Emilia Romagna e Sicilia, con quote rispettivamente pari a 14,8%, 11% e 12,8%.
- Interessante è anche osservare il livello di *switching* a livello territoriale, osservando i tassi per regione e per tipologia di cliente (Tav. 3.37).

I clienti domestici mostrano tassi territorialmente abbastanza omogenei in tutte le regioni d'Italia, sebbene quelli collocati nel centro rivelino una vivacità leggermente maggiore, con tassi di *switching* che mediamente sono del 6,4% in termini di clienti e 7,2% in termini di volumi, contro una media nazionale del 5,2% (clienti) e 5,7% (volumi).

Lo *switch* dei condomini con uso domestico è decisamente concentrato al Centro Nord; analizzando i dati, infatti, appare un po' superiore al Centro in termini di clienti (6,2% contro il 5,9% della media nazionale), mentre risulta più alto al Nord se consideriamo i volumi (9,3% contro il 9,2% della media nazionale). Quest'ultimo dato è diverso da quello dell'anno precedente, quando il tasso di *switching* per questo tipo di usi era sostanzialmente concentrato al Nord; sembra quindi che vi sia

un allineamento territoriale dei comportamenti dei consumatori circa il cambio del fornitore. 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 Nord risulta la macroarea con il più alto tasso di *switching* (6,7%); sorprende invece il dato relativo ai volumi, in quanto è il Sud a detenere la percentuale maggiore con il 42%, a fronte di un tasso di *switching* sul numero dei clienti del 4,9%, praticamente il valore più basso degli aggregati territoriali.

Quest'ultimo dato mostra che al Sud sono i clienti di maggiore dimensione ad avere una certa vivacità nel mercato del gas. I volumi movimentati dai grandi consumatori del sud influenzano, infine, le percentuali di *switching* complessive. Mentre il Centro risulta la zona più attiva, con un tasso medio di *switching* del 6,3% (in termini di clienti, di un punto superiore alla media nazionale), è il Sud a detenere la percentuale di cambio fornitore complessiva più elevata con il 35,9%.

Vediamo alcuni dettagli regionali. Nel settore domestico la regione che risulta avere i tassi di *switching* più elevati è il Lazio (7,5% sui clienti e 9,1% sui volumi). Per il settore condominio a uso domestico la percentuale più elevata si registra in Lombardia e nel Lazio (entrambe con il 7,3% in termini di clienti); è il Molise invece a detenere la percentuale più alta per questo settore in tema di volumi con il 55,9%.

Nella categoria di consumo "altri usi" è la Liguria ad avere il tasso di *switching* più elevato dei volumi con il 70%, mentre spetta alle Marche la percentuale più alta in merito ai clienti con il 7,7%. Vale la pena sottolineare la differenza notevole dei tassi di *switching* tra i diversi settori in Liguria.

Diversamente da quanto appena detto per la categoria "altri usi", questa regione è caratterizzata da percentuali di cambio del fornitore (in termini sia di volumi sia di clienti) nel domestico e nel condominio a uso domestico piuttosto bassi; si evidenzia quindi una certa mobilità solo da parte dei grossi consumatori. Un simile fenomeno è riscontrabile, anche se in misura meno marcata, in Campania. Considerando i tassi di *switching* complessivi, invece, si può notare che nel Lazio si registra il tasso più elevato in termini di clienti mentre è la Campania, come anticipato, ad avere il tasso più alto per i volumi.

Considerati gli elevati livelli di acquisto (Tav. 3.36), la Lombardia è anche la regione in cui risulta operare il numero più rilevante di

TAV. 3.37Tassi di switching per regione
e tipologia di clienti nel 2011

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Valle d'Aosta	4,8	4,9	7,0	11,6	6,6	55,9	5,0	42,9
Piemonte	0,9	1,0	0,6	0,7	4,2	5,7	1,3	4,7
Lombardia	4,8	5,6	7,3	9,4	7,0	44,3	5,0	33,7
Trentino Alto Adige	3,5	3,5	2,7	4,5	2,4	26,5	3,4	20,8
Veneto	4,9	5,4	4,2	6,4	7,6	26,6	5,1	19,3
Friuli Venezia Giulia	5,9	6,5	5,4	8,5	6,6	19,8	5,9	17,1
Liguria	3,7	4,5	5,1	11,1	4,7	70,0	3,7	45,2
Emilia Romagna	5,0	5,4	4,5	7,1	6,6	21,6	5,1	18,0
Toscana	5,7	6,4	5,8	7,4	5,6	41,1	5,7	32,3
Umbria	6,9	8,1	6,7	7,4	6,5	4,6	6,9	5,3
Marche	5,3	5,2	3,0	2,3	7,7	15,5	5,5	11,0
Lazio	7,5	9,1	7,3	9,2	5,4	39,3	7,4	27,6
Abruzzo	4,9	6,3	4,2	10,3	4,8	31,4	4,9	25,6
Molise	4,3	7,0	3,5	55,9	7,2	53,6	4,8	47,5
Campania	5,4	5,5	2,9	2,1	5,3	64,6	5,3	49,8
Puglia	4,3	4,7	2,7	9,8	5,2	38,0	4,3	32,5
Basilicata	4,4	5,0	3,5	13,5	7,6	33,0	4,6	25,2
Calabria	6,3	7,8	3,4	1,7	5,9	42,3	6,3	38,4
Sicilia	4,5	5,1	2,6	1,7	2,9	34,2	4,4	30,9
ITALIA	5,2	5,7	5,9	9,2	6,3	38,0	5,3	29,9
NORD	4,8	5,4	6,0	9,3	6,7	37,8	4,9	29,1
CENTRO	6,4	7,2	6,2	9,2	5,7	34,3	6,3	26,4
SUD E ISOLE	4,9	5,3	2,9	4,8	4,9	42,0	4,9	35,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

imprese di vendita, pari a 169, come si vede dalla tavola 3.38, per la quale è opportuno specificare a tal proposito che nella colonna relativa al numero degli operatori di vendita le imprese vengono contate tante volte quante sono le regioni in cui operano. Un elevato numero di venditori è presente anche in Piemonte (118), in Veneto (103) e in Emilia Romagna (104). Da rilevare infine che rispetto al 2010 il numero degli operatori è cresciuto praticamente in tutte le regioni italiane. I venditori che vendono gas sull'intero territorio nazionale sono tredici e in costante crescita rispetto agli anni precedenti; risultavano nove nel 2010 e sei nel 2009.

Circa i livelli di concentrazione sul territorio, è possibile effettuare un'analisi attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi tre operatori e dalla quota di clienti da questi serviti, già utilizzato anche relativamente alla distribuzione.

Il livello del coefficiente C3 risulta molto elevato quasi ovunque, con punte superiori all'80% in Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Calabria e Lazio. Da notare anche che la presenza di un elevato numero di imprese non garantisce bassi livelli di concentrazione, come dimostra il caso del Lazio in cui a fronte di 90 venditori

TAV. 3.38

Livelli di concentrazione
nella vendita di gas naturale
Quota di mercato dei primi tre
operatori (C3) e percentuale di clienti
da questi serviti

REGIONE	OPERATORI	C3 SUL MERCATO DOMESTICO	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Valle d'Aosta	118	61,3	70,8	42,5	55,0
Piemonte	21	97,7	98,7	93,9	98,1
Lombardia	169	45,6	50,7	34,6	50,1
Trentino Alto Adige	55	91,0	91,2	68,5	80,4
Veneto	103	61,2	56,0	51,4	56,0
Friuli Venezia Giulia	67	69,6	64,0	54,2	63,5
Liguria	63	74,5	81,8	72,9	81,6
Emilia Romagna	104	75,8	79,5	55,6	52,3
Toscana	87	80,0	79,9	43,8	42,3
Umbria	51	71,7	73,5	56,4	19,5
Marche	73	63,4	62,8	62,3	62,5
Lazio	90	83,8	88,3	70,3	78,8
Abruzzo	93	62,3	60,8	46,9	26,7
Molise	43	65,6	65,6	77,7	20,2
Campania	82	74,1	76,4	77,3	71,1
Puglia	63	74,5	70,6	72,8	70,4
Basilicata	49	78,1	76,7	77,6	47,1
Calabria	46	85,4	87,4	72,1	63,4
Sicilia	49	76,8	72,7	76,3	37,3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

presenti, i primi tre possiedono una quota dell'83,8% e servono l'88,3% dei clienti domestici della regione. Nonostante un'inversione di tendenza rispetto al 2010, con un incremento della concentrazione di quasi dieci punti percentuali, il livello più basso del C3 si registra in Lombardia, dove effettivamente la presenza di un numero di venditori molto consistente si traduce in una quota di mercato dei primi tre venditori di appena il 45,6% e una percentuale di clienti domestici serviti pari al 50,7%. Relativamente all'intero mercato di vendita, naturalmente, i livelli di concentrazione si abbassano, data la presenza nel calcolo dei clienti commerciali, industriali e termoelettrici che, come visto poco sopra, mostrano generalmente tassi di *switching* elevati. Rispetto al 2010 migliorano le regioni in cui si registrava il livello di concentrazione più elevato. Fatta eccezione per la Valle d'Aosta, si assiste a un forte decremento della quota detenuta

dai primi tre operatori in Calabria (da 84,5% nel 2010 a 72,1% nel 2011) e in Puglia (da 81,8% nel 2010 a 72,8% nel 2011). Vale la pena di sottolineare la diminuzione del C3 anche in Toscana e in Abruzzo; nel 2011 entrambe le regioni scendono sotto la soglia del 50%. In particolare la Toscana passa dal 51,5% del 2010 al 43,8% del 2011 e l'Abruzzo dal 51,6% del 2010 al 46,9% del 2011. A differenza del settore domestico, dove solo in sei regioni si assiste a un incremento della concentrazione, sul mercato totale il C3 risulta in aumento rispetto al 2010 in 13 regioni su 19. Rispetto al 2010, fatte le dovute eccezioni per le regioni più piccole, la quota dei clienti serviti risulta in linea di massima allineata al livello di concentrazione sui volumi, dunque, in linea generale si può affermare che le imprese di maggiori dimensioni si sono riappropriate del *mass market* che negli anni precedenti era stato concesso ad altri operatori.

Fornitura del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

Una specifica sezione dell'Indagine annuale svolta dall'Autorità sui settori regolati è da diversi anni dedicata alla fornitura di gas diversi dal gas naturale distribuiti attraverso reti secondarie. Come di consueto, ai distributori di tali gas è stato chiesto di fornire dati pre-consuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2011 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2010, che sono quindi da ritenersi definitivi. Per questo motivo i dati riguardanti il 2010 che verranno brevemente illustrati nelle tavole che seguono potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella *Relazione Annuale* dello scorso anno. Complessivamente hanno risposto all'Indagine 100 operatori. Di questi, 71 svolgono in modo integrato sia l'attività di distribuzione sia quella di vendita (cosa tuttora possibile, diversamente da quanto accade nel settore del gas naturale), 10 svolgono soltanto la vendita, 14 solo la distribuzione; 5 operatori sono risultati inattivi, in quanto nel corso del 2011 hanno ceduto la propria attività ad altri o sono stati incorporati da altre società. In particolare, tra le operazioni societarie che si sono verificate nel corso del 2011, le più

rilevanti hanno riguardato l'incorporazione di Gas Service Abruzzo in Beyfin. Coingas ha conferito il ramo d'azienda relativo ai gas diversi dal gas naturale a Estra che a sua volta l'ha ceduta a Estra GPL; sono proseguite quindi anche lo scorso anno le operazioni che dal 2008 vanno costruendo il gruppo toscano Estra. Prealpina Gas e Cristoforetti Servizi Energia hanno cessato l'attività e hanno ceduto gli impianti rispettivamente a Servizi Et Impianti Reti Gas e a Crisgas. Metano Nord e Fontenergia 7, invece, hanno avviato l'attività nel 2011.

Nell'insieme i 95 operatori attivi rispondenti all'Indagine sul 2011 risultano aver distribuito 38,3 M(m³), quattro in meno di quanto era stato distribuito nel 2010. Il numero di clienti (gruppi di misura) serviti, poco meno di 156.000, è invece cresciuto rispetto allo scorso anno di 5.000 unità (Tav. 3.39). Il servizio appare quindi in lieve espansione in termini di copertura di clienti (+3,3%), e – come vedremo tra breve – geografica, ma i consumi si sono ridotti del 9,6% rispetto all'anno precedente, per via di un inverno tendenzialmente più mite, ma anche probabilmente per il permanere della crisi economica.

TAV. 3.39

Distribuzione a mezzo rete di gas
diversi dal gas naturale

Volumi in M (m³) e numero di clienti

TIPO DI GAS	ANNO 2010		ANNO 2011		VAR. % 2011-2010	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	24,0	117.323	21,4	121.023	-10,8	3,2
Aria propanata	12,7	30.456	12,2	31.707	-4,0	4,1
Altri gas	5,6	2.919	4,7	2.968	-16,7	1,7
TOTALE	42,4	150.698	38,3	155.698	-9,6	3,3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La riduzione media del 9,6% appena vista non è stata uniforme nei tre comparti: il calo maggiore si è osservato in quello degli altri gas, dove i consumi sono scesi quasi del 17%; un'ampia riduzione si è avuta anche nel caso del GPL (-10,8%), mentre l'aria propanata ha registrato una diminuzione del 4%.

Come conseguenza dell'aumento dei clienti e della riduzione dei volumi distribuiti, nel 2011 il consumo medio unitario è sceso intorno ai 250 m³ (-12,5% rispetto al 2010), sebbene vi siano marcate differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 180 m³ è infatti il più basso, se confrontato con i 380

m³ dell'aria propanata e con i circa 1.600 m³ degli altri gas.

Tra i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo rete quello più diffuso è il GPL che copre il 56% circa dei volumi complessivamente erogati e il 78% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano poco meno di un terzo dei volumi distribuiti. Una quota ridotta del gas complessivamente distribuito (12%) viene da altri tipi di gas.

La distribuzione regionale (Tav. 3.40) mostra, come sempre, al primo posto la Sardegna, regione ancora non metanizzata, sia per quantitativi erogati, sia per numero di clienti serviti: da sola essa

ha assorbito il 35% dei volumi distribuiti, necessari a soddisfare la richiesta di una quota quasi altrettanto ampia di clienti (il 31,3%). Il servizio rimane ancora concentrato in pochi comuni: 92 sui 377 istituiti sul territorio della regione, ma nel 2010 i comuni serviti erano 82. Come in passato, la seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale assume cifre importanti è la Toscana, che conta per il 12% dei volumi distribuiti e per il 16% dei clienti serviti. In questa regione il servizio raggiunge poco più della metà dei comuni esistenti nel territorio (145 su 287).

TAV. 3.40

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M (m³) e numero di operatori, clienti e comuni serviti

REGIONE	2010				2011			
	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Valle d'Aosta	3	0,12	401	6	3	0,13	482	6
Piemonte	11	2,35	7.990	81	12	1,85	8.401	84
Liguria	15	2,44	12.880	72	15	2,27	12.664	73
Lombardia	17	8,20	11.294	60	17	6,88	11.719	61
Trentino Alto Adige	1	0,24	679	7	2	0,26	880	8
Veneto	3	0,15	677	13	4	0,18	1.047	14
Friuli Venezia Giulia	3	1,15	2.009	9	3	1,07	2.047	9
Emilia Romagna	18	2,75	10.259	51	18	2,40	10.188	51
Toscana	19	5,64	25.052	147	18	4,71	25.375	145
Lazio	14	2,20	15.568	52	13	1,97	16.005	52
Marche	13	0,82	3.111	37	13	0,83	3.194	37
Umbria	11	0,75	4.400	36	11	0,71	4.795	38
Abruzzo	8	0,47	4.184	15	8	0,46	4.160	13
Molise	2	0,07	241	2	2	0,07	253	2
Campania	5	0,70	3.559	13	5	0,40	2.352	11
Puglia	1	0,04	129	1	1	0,04	125	1
Basilicata	3	0,36	1.409	5	3	0,34	1.020	4
Calabria	2	0,25	2.023	6	2	0,24	1.995	6
Sicilia	3	0,06	252	4	3	0,06	263	4
Sardegna	7	13,62	44.581	82	8	13,42	48.733	92
ITALIA	-	42,37	150.698	699	-	38,32	155.698	711

(A) In questa colonna gli operatori sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il servizio di distribuzione dei gas diversi dal gas naturale risulta importante anche in Lombardia, la cui incidenza valutata in termini di volumi distribuiti a livello nazionale (18%) è superiore a quella espressa in termini di clienti serviti (7,5%), perché in questo territorio vi sono diverse realtà produttive che usufruiscono del servizio di distribuzione a mezzo rete di gas non naturale, i cui consumi medi – diversamente da quelli domestici – sono elevati.

Lo stesso fenomeno si manifesta anche in altre regioni, seppure per ragioni probabilmente diverse: Piemonte, Friuli Venezia Giulia e Trentino Alto Adige. Quote relativamente importanti di gas diversi

dal gas naturale distribuiti a mezzo rete sono utilizzate anche in Emilia Romagna, Liguria, Lazio e Piemonte.

Il dettaglio della distribuzione geografica mostra come la crescita del numero di clienti serviti sia prevalentemente dovuta all'espansione della copertura geografica del servizio di distribuzione/vendita. Infatti nel 2011 il numero di comuni serviti è salito di 12 unità, passando da 699 a 711 (cui corrispondono 15 nuove località tariffarie create nel 2011).

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.37, che mostra come nel complesso siano in esercizio

TAV. 3.41

Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2011

Estensione in km e quote percentuali di proprietà

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Valle d'Aosta	0	15,5	0,0	90,6	9,4
Piemonte	0	185,6	79,4	96,4	3,6
Liguria	0	178,4	84,4	96,9	0,4
Lombardia	0	121,0	109,9	86,7	11,3
Trentino Alto Adige	0	21,9	0,0	100,0	0,0
Veneto	0	31,1	2,6	100,0	0,0
Friuli Venezia Giulia	0	1,2	52,6	80,5	19,5
Emilia Romagna	0	131,3	140,0	82,9	0,0
Toscana	5,1	264,1	346,0	106,5	0,0
Lazio	0	111,4	284,7	99,4	0,0
Marche	0	43,3	57,6	76,8	18,4
Umbria	0	66,9	97,6	89,0	11,0
Abruzzo	0	57,2	14,8	79,8	20,2
Molise	0	2,3	4,2	100,0	0,0
Campania	0	62,7	32,0	100,0	0,0
Puglia	0	6,8	0,0	100,0	0,0
Basilicata	0	3,6	23,5	100,0	0,0
Calabria	0	60,6	0,0	100,0	0,0
Sicilia	0	9,4	0,0	100,0	0,0
Sardegna	7,5	981,3	845,7	67,3	1,9
ITALIA	12,6	2.355,7	2.175,1	84,0	2,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

in Italia 4.500 km circa di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui 3.800 km alimentati a GPL).

Il confronto con i dati relativi al 2010 evidenzia una crescita dell'estensione delle reti di circa 200 km. La maggior parte delle infrastrutture appartiene agli esercenti. I Comuni risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è del 2,9% (la somma delle quote proprietarie può non risultare pari al 100% per la presenza in alcune regioni di altri soggetti proprietari).

La forma giuridica più adottata tra le imprese di vendita è quella della Società a responsabilità limitata (38 casi su 81); la seconda forma giuridica più utilizzata tra i venditori, con o senza distribuzione, è la Società per azioni (36 casi su 81). Spa e Srl sono le forme prevalenti anche tra i distributori "puri", i soggetti cioè che non operano nella vendita: 10 casi di Spa e 8 casi di Srl su 19.

La dimensione delle imprese che effettuano la distribuzione e/o la

vendita di gas diversi dal gas naturale è mediamente piuttosto ridotta (Tav. 3.42). 61 imprese del settore, ovvero il 74% delle 82 società che nell'Indagine hanno risposto alla domanda sulla consistenza del personale dedicato alle attività regolate dall'Autorità¹⁴, impiegano meno di 10 addetti e tra queste ve ne sono ben 35 che risultano operare con uno o addirittura con zero addetti.

Si tratta di imprese che hanno completamente appaltato all'esterno le proprie attività di erogazione di gas diversi dal gas naturale, che spesso operano in altri *business*, più o meno contigui all'attività in esame. Sono solo 11 le imprese che impiegano più di 50 persone (nel 2010 erano 10). Le classi di imprese più rilevanti sono quelle con zero addetti e quelle con un numero di addetti compreso tra 2 e 9; esse distribuiscono, rispettivamente, il 40% e il 17% dei volumi complessivi al 33% e al 27% dei clienti serviti.

La distribuzione dei gas diversi dal gas naturale non risulta complessivamente molto concentrata (Tav. 3.43) anche se il livello

TAV. 3.42

Dimensione delle imprese
che distribuiscono gas
diversi dal gas naturale
per classi di addetti
Volumi in M(m³)

CLASSE DI ADDETTI	NUMERO SOGGETTI	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	VOLUMI EROGATI	CLIENTI SERVITI
0	15	0	15,0	50.110
1	20	1	2,8	12.878
2 - 9	26	4	6,6	41.169
10 - 19	3	15	2,2	12.484
20 - 49	7	29	4,9	11.327
50 - 249	4	134	0,7	3.232
Oltre 249	7	1.657	5,7	22.735
TOTALE	82	98	37,9	153.935

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

della concentrazione sta lentamente aumentando nel tempo. La quota dei primi tre operatori nel 2011 è salita al 37,9% dei volumi complessivamente erogati dal 36,9% nel 2010. Le prime cinque imprese contano per il 56,8% (55,6% nel 2010). Occorre sommare le quote dei primi 12 operatori per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale. Nel 2011, come nel 2010, il primo operatore

è Isgas, che conta per il 14% dell'intero mercato; con l'11,6% il secondo operatore risulta essere il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in provincia di Pavia, dove è presente un'importante raffineria che produce gas destinato all'alimentazione di una vicina centrale termoelettrica di proprietà di EniPower. Il terzo operatore è Mediterranea Energia Ambiente (o Medea), mentre Eni è scesa al

¹⁴ Si ricorda che il numero degli addetti richiesto nell'Indagine annuale è riferito al personale dipendente (a tempo pieno, a part time, con contratto di formazione e lavoro ecc.) e indipendente (collaborazione coordinata e continuativa, prestazione d'opera occasionale ecc.) che al 31 dicembre 2011 era complessivamente impiegato nelle attività regolate (stabilite dall'art. 4, lett. da a) a u) del *Testo integrato di unbundling* (allegato alla delibera 18 gennaio 2007, n. 11/07), eventualmente riproporzionato per tener conto del personale condiviso tra più attività. Se, per ipotesi, una certa impresa svolge sia l'attività di distribuzione di gas, sia quella di energia elettrica, il numero di addetti che deve indicare nel questionario è dato dalla somma del personale impiegato in entrambe queste attività, escludendo, invece, quello impiegato dall'impresa, ma non direttamente imputabile a tali attività.

quarto posto con il 10,5%. Nel 2009 l'ordine dei primi tre operatori vedeva sempre Isgas al primo posto, seguita da Eni e poi da Medea. La distribuzione del solo GPL risulta ancor meno concentrata, ma anch'essa in crescita rispetto al 2010. I primi tre operatori (nell'ordine Liquigas con il 14,8%, Eni con l'11,9% ed Estra GPL con il 5,7%)

hanno distribuito il 32,4% del totale; i primi cinque (che si ottengono aggiungendo Fontenergia e Sarda Reti Gas) il 40,4%, mentre la quota dei primi quindici è pari al 66,1%. Nel 2010 la quota dei primi tre operatori corrispondeva al 30,6%, quella dei primi cinque era pari al 39%, mentre i primi quindici contavano per il 63,3%.

SOCIETÀ	2010	2011	QUOTA %
Isgas	5,9	5,8	14,0
Comune di Sannazzaro de' Burgondi	4,9	4,1	11,6
Mediterranea Energia Ambiente (Medea)	4,8	4,6	11,4
Eni	4,4	4,1	10,5
Liquigas	3,4	3,2	8,1
Fontenergia	1,1	1,0	2,6
Estra GPL	1,0	1,2	2,4
Carbotrade Gas	1,0	0,7	2,3
Beyfin	0,8	0,7	1,9
G.P. Gas	0,8	0,6	1,8
Goldengas	0,7	0,6	1,6
Società Italiana Per il Gas – Italgas	0,6	0,6	1,4
Lunigas	0,6	0,5	1,4
Totalgaz Italia	0,6	0,6	1,4
Sarda Reti Gas	0,5	0,7	1,3
Enel Rete Gas	0,5	0,4	1,3
Socogas	0,5	0,5	1,3
Società Italiana Gas Liquidi	0,5	0,5	1,1
Magigas	0,4	0,4	1,0
Liguria Gas	0,4	0,3	1,0
Altri	8,7	7,2	20,6
TOTALE	42,4	38,3	100,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.43

Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2010 e nel 2011

Volumi in M(m³)

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto e GNL

Con la delibera 6 dicembre 2011, ARG/gas 178/11, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, nonché il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas in vigore per l'anno solare 2012. I nuovi livelli delle tariffe di trasporto (e misura) sulla rete nazionale e su quella regionale (Tav. 3.44) sono stati determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che le imprese di trasporto hanno sottoposto all'Autorità ai sensi della delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09.

Dall'1 gennaio 2011 l'impresa di trasporto applica ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale le componenti tariffarie GS_t e RE_t istituite dalla delibera 25 giugno 2010, ARG/com 93/10, a partire dall'1 luglio 2010.

In particolare:

- la componente GS_t destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- la componente RE_t destinata a finanziare il Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

Il valore delle componenti GS_t e RE_t è stabilito trimestralmente dall'Autorità. Per il primo trimestre 2012 il valore della componente GS_t è pari a 0,1135 c€/m³, quello per la componente RE_t è pari a 0,2000 c€/m³. Dall'1 gennaio 2012 viene inoltre applicata dall'impresa di trasporto la componente tariffaria S_0 per quantitativi di gas riconsegnati agli utenti del servizio di trasporto nei punti che alimentano le reti di distribuzione. Tale componente, di segno negativo¹⁵, è finalizzata a non far gravare sui clienti finali allacciati alla rete di distribuzione i costi delle misure realizzate per l'ampliamento della capacità di stoccaggio di cui al decreto legislativo n. 130/10.

¹⁵ Per il I trimestre 2012 il valore fissato del corrispettivo (c€/S(m3)) è nullo.

CORRISPETTIVO UNITARIO VARIABILE

CV 0,003167

TAV. 3.44

Tariffe di trasporto,
dispacciamento e misura
per l'anno 2012

Corrispettivi unitari variabili
(commodity): €/S(m³)/giorno

Corrispettivi unitari di capacità sulla rete
nazionale: €/anno/S(m³)/giorno

CP_i – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA

6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione

Mazara del Vallo	2,989504	Tarvisio	0,908209
Gela	2,738260	Gorizia	0,754398
Passo Gries	0,451774		

2 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione

GNL Panigaglia	0,650370	GNL Cavarzere	0,484285
----------------	----------	---------------	----------

Hub stoccaggio

Stoccaggi Stogit/ Edison Stoccaggio	0,173288
-------------------------------------	----------

60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento

Casteggio, Caviaga, Fornovo, Ovanengo, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Soresina, Trecate	0,066435	Casalborsetti, Collalto, Medicina, Muzza, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido Adriano, Santerno, Spilamberto B.P., Vittorio V. (S. Antonio)	0,210065
Rubicone	0,234231	Falconara, Fano	0,365766
Calderasi/Monteverde, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	1,133172	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Reggente, Santo Stefano Mare	0,428280
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, Capparuccia, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo	0,376781	Candela, Roseto/Torrente Vulcano, Torrente Tona	0,533830
Crotone, Hera Lacinia	1,632848	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	2,543381

CP_e – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA

5 punti di interconnessione con le esportazioni

Bizzarone	2,729586	Passo Gries	1,733014
Gorizia	0,938093	Tarvisio	0,360866
Repubblica di San Marino	1,853189		

Hub stoccaggio

Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,389855
------------------------------------	----------

6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale

Nord occidentale	NOC	1,251817	Centro-Sud orientale	SOR	0,894593
Nord orientale	NOR	1,006802	Centro-Sud occidentale	SOC	0,731627
Centrale	CEN	0,991722	Meridionale	MER	0,634498

TAV. 3.44 SEGUE

Tariffe di trasporto,
dispacciamento e misura
per l'anno 2012

Corrispettivo unitario di capacità
sulla rete regionale; €/anno/S(m³)/
giorno

Corrispettivo transitorio per il servizio
di misura; €/anno/S(m³)/giorno

Corrispettivi GS_i e RE_T per i clienti
finali direttamente allacciati alla rete;
c€/S(m³)

CR _r						
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale						1,264429

CM ⁱ						
Corrispettivo transitorio per il servizio di misura						0,060030

COMPONENTI	I TRIM 2011	II TRIM 2011	III TRIM 2011	IV TRIM 2011	I TRIM 2012	II TRIM 2012
GS _i	0,1714	0,1714	0,1714	0,1714	0,1135	0,1135
RE _T	0,5138	0,5138	0,2788	0,4088	0,2000	0,6420

Per il servizio di rigassificazione di GNL l'anno termico in corso 2011-2012 è l'ultimo del terzo periodo regolatorio, definito dalla delibera 7 luglio 2008, ARG/Gas 92/08. Ai sensi di tale delibera, le imprese di rigassificazione presentano all'Autorità, entro il 31 maggio di ogni anno, le proprie proposte tariffarie relative all'anno termico successivo. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, l'Autorità ha definito (delibera 28 luglio 2011, ARG/gas 107/11) la tariffa per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico 2011-2012 per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico (Tav. 3.45). In aggiunta ai servizi di rigassificazione veri e propri, per consentire l'approdo delle navi e l'effettiva immissione di GNL presso il proprio terminale di rigassificazione di Porto Viro (Rovigo), la società Terminale GNL Adriatico offre, inoltre, servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio al di fuori di un ambito

portuale (che non sono regolati dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti). In base a quanto stabilito dalla delibera ARG/gas 92/08, anche per questi servizi ulteriori il prezzo deve essere definito sulla base dei costi sottostanti alla loro erogazione. Pertanto, le condizioni economiche inerenti ai servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio, al pari di quelle relative ai servizi di rigassificazione, devono essere sottoposte all'approvazione dell'Autorità, che le valuta anche al fine di garantire condizioni di accesso trasparenti e non discriminatorie agli utenti del terminale di rigassificazione. Dopo aver esaminato la proposta tariffaria ricevuta dalla società Terminale GNL Adriatico, l'Autorità ha quindi approvato la tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio presso questo terminale per l'anno termico 2011-2012, che è stata fissata in 163.836,87 €/approdo (delibera ARG/gas 107/11).

CORRISPETTIVO	PANIGAGLIA		ROVIGO	
	SERVIZIO CONTINUATIVO ^(A)	SERVIZIO SU BASE SPOT ^(B)	SERVIZIO CONTINUATIVO ^(A)	SERVIZIO SU BASE SPOT ^(B)
Cqs – Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL (€/m ³ liquido)	4,991963	3,494374	36,036125	25,225287
Cna – Corrispettivo unitario associato agli approdi (€/approdo)	33.896,048384	33.896,048384	630.325,123481	630.325,123481
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati (€/GJ)				
CVL	0,027605	0,027305	0,204820	0,204820
CVL ²	-	-	-	-
CVL ³	-0,0066433	-0,0066433	-0,049246	-0,049246
Quota a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale per metro cubo consegnato	1,6%	1,6%	0,7%	0,7%

(A) Il servizio di rigassificazione continuativo prevede la consegna del GNL secondo la programmazione mensile delle consegne.

(B) Il servizio di rigassificazione spot è erogato con riferimento a una singola scarica, da effettuarsi in data prestabilita, individuata dall'impresa di rigassificazione a seguito della programmazione mensile delle consegne.

Stoccaggio

Con delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10, è stata approvata la seconda parte del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2011-2014* (TUSG), relativa alla *Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014* (RTSG). Con la RTSG sono entrati in vigore, quindi, i criteri per la

determinazione delle tariffe di stoccaggio per il nuovo periodo di regolazione 2011-2014. Con la delibera 28 luglio 2011, ARG/gas 106/11, a seguito della verifica dei dati inviati dai due operatori nazionali che operano in questa fase, vale a dire Stoccaggi Gas Italia (Stogit) ed Edison Stoccaggio, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie presentate dalle due imprese, fissando i corrispettivi specifici d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2012 (Tav. 3.46), ai sensi della delibera ARG/gas 119/10.

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio f_s	€/GJ/anno	0,181976
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f_{in}	€/GJ/giorno	9,988803
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f_{re}	€/GJ/giorno	13,175051
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas CVS	€/GJ	0,084665
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f_d	€/GJ/anno	0,154329
Componente US ₁ a copertura degli eventuali squilibri di perequazione	€/GJ/anno	0
Componente US ₂ a copertura del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio	€/GJ/anno	0,002578

TAV. 3.45

Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali di Panigaglia e Rovigo per l'anno termico 2011-2012

TAV. 3.46

Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2012

Distribuzione

Dall'1 gennaio 2009 è entrata in vigore la *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas* (RTDG), valida per il periodo di regolazione 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2012, approvata con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08. Le componenti delle tariffe obbligatorie dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale per l'anno 2012 sono state fissate con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/gas 195/11.

Ai sensi di quanto previsto dalla RTDG, la società di distribuzione ha l'obbligo di offrire alle controparti una tariffa obbligatoria, differenziata per ambito tariffario. I sei ambiti tariffari sono:

- ambito nord occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- ambito nord orientale, comprendente le regioni: Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna;
- ambito centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- ambito centro-sud orientale, comprendente le regioni Abruzzo,

Molise, Puglia, Basilicata;

- ambito centro-sud occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- ambito meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

La tariffa di distribuzione e misura è composta da una quota fissa $\tau 1$ (Tav. 3.47), scomposta nei tre elementi relativi alla distribuzione ($\tau 1$ dis), alla misura ($\tau 1$ mis) e alla commercializzazione ($\tau 1$ cot) e da una quota variabile $\tau 3$ (Tav. 3.48), differenziata per scaglione di consumo. Vi sono poi altre componenti aggiuntive, espresse in c€/m³, che variano trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel primo trimestre 2012), quali:

- UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli (0,2474);
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (0,1135);
- 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 (0,2000);
- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,0100).

TAV. 3.47

Articolazione della quota fissa $\tau 1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2012

€/punto di riconsegna/anno

COMPONENTI	AMBITO					
	NORD- OCCIDENTALE	NORD- ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
$\tau 1$ (dis)	50,72	42,44	46,23	40,73	47,29	57,60
$\tau 1$ (mis)	15,31	12,98	12,56	11,88	13,85	14,57
$\tau 1$ (cot)	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75

TAV. 3.48

Articolazione della quota variabile $\tau 3$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2011

c€/m³; scaglioni di consumo in m³/anno

SCAGLIONE DI CONSUMO	AMBITO					
	NORD- OCCIDENTALE	NORD- ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
0 – 120	0	0	0	0	0	0
121 – 480	7,4777	5,9560	8,3679	11,5093	13,7731	20,9854
481 – 1.560	6,8442	5,4514	7,6590	10,5342	12,6062	19,2074
1.561 – 5.000	6,8442	5,4514	7,6590	10,5342	12,6062	19,2074
5.001 – 80.000	5,1163	4,0752	5,7254	7,8748	9,4237	14,3584
80.001 – 200.000	2,5918	2,0644	2,9003	3,9891	4,7737	7,2736
200.000 – 1.000.000	1,3439	1,0704	1,5039	2,0684	2,4753	3,7714
Oltre 1.000.000	0,3744	0,2982	0,4189	0,5762	0,6895	1,0506

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'indagine svolta dall'Autorità sul 2011 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale è stato pari a 39,24 c€/m³ (Tav. 3.49).

Lo stesso prezzo nel 2010 era risultato pari a 34,85 c€/m³. Complessivamente, dunque, il costo del gas è aumentato in Italia del 12,6%, tornando a valori del 2008, ma con notevoli differenze tra i prezzi del mercato libero e di quello tutelato.

I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media

TAV. 3.49

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	2007	2008	2009	2010	2011
MERCATO TUTELATO	43,15	47,36	48,84	44,62	50,43
Inferiori a 5.000	44,59	48,57	49,49	46,44	52,59
Tra 5.000 e 50.000 ^(A)	-	-	-	-	43,14
Tra 50.000 e 200.000 ^(A)	-	-	-	-	42,63
Tra 5.000 e 200.000 ^(A)	39,16	43,55	46,57	38,27	43,07
Tra 200.000 e 2.000.000	33,75	38,90	46,30	34,71	37,87
Tra 2.000.000 e 20.000.000	33,28	38,89	36,04	29,00	30,66
Superiori a 20.000.000	-	-	-	-	-
MERCATO LIBERO	28,13	36,01	30,89	30,56	34,78
Inferiori a 5.000	41,01	44,62	43,77	46,97	53,08
Tra 5.000 e 50.000 ^(A)	-	-	-	-	44,78
Tra 50.000 e 200.000 ^(A)	-	-	-	-	40,55
Tra 5.000 e 200.000 ^(A)	37,10	42,19	42,17	38,70	42,96
Tra 200.000 e 2.000.000	30,86	37,39	32,99	31,23	34,38
Tra 2.000.000 e 20.000.000	27,85	35,11	29,70	27,61	30,67
Superiori a 20.000.000	26,39	34,90	27,89	28,95	33,06
TOTALE	32,29	39,25	36,59	34,85	39,24

(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.

50,43 c€/m³, mentre 34,78 c€/m³ è risultato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero; il differenziale di prezzo sui due mercati è dunque stimabile in circa 16 c€/m³, poco distante dal valore massimo registrato nel 2009 di 18 c€/m³. Poiché il prezzo sul mercato tutelato in valore assoluto è aumentato, rispetto

all'anno precedente, in misura maggiore in rapporto a quanto non sia cresciuto il prezzo sul mercato libero, il confronto con i dati relativi al 2010 mostra che la forbice di prezzo tra i due mercati si è allargata, riportandosi intorno ai livelli registrati nel 2007. L'andamento dei prezzi pagati sui due mercati è tendenzialmente

imputabile alle variazioni intervenute sul mercato finale che ha rimodellato la composizione dei volumi di vendita nei due mercati tra le diverse classi di consumo. La dimensione media dei clienti, come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato finale (Tav. 3.34), sul mercato libero è più elevata, inoltre sul mercato libero si avverte maggiormente la presenza di clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto¹⁶ che non pagano le componenti di distribuzione e stoccaggio, e alla presenza, sul mercato libero, di un sistema di prezzi, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni dei combustibili internazionali, mentre il meccanismo di tutela utilizzato dall'Autorità (legato alla variazione di una media mobile di nove mesi di un paniere di prezzi e rivisto nel 2011 in senso ancor più calmierante) è in grado di attenuare gli aumenti in periodi di forte crescita della materia prima. Nel 2011 si è verificato un aumento dei clienti di minori dimensioni nel mercato libero diversamente da quanto accaduto ai consumatori di maggior peso. Questo fenomeno ha così ridotto il peso, nel calcolo del prezzo medio, delle condizioni più favorevoli di cui tipicamente possono beneficiare i consumatori di maggiore dimensione approvvigionandosi sul mercato libero. A fronte di un prezzo medio inferiore pagato dai consumatori sul mercato libero si evidenzia, già dal 2010, che per le classi di consumo più basse il mercato libero presenta prezzi leggermente più alti. 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, probabilmente grazie alla maggiore consapevolezza del mercato e alla maggiore attenzione alle condizioni di fornitura. I clienti più piccoli del mercato tutelato, con consumi inferiori a 5.000 m³/anno, risultano pagare mediamente 52,59 c€/m³. Questo prezzo è simile al valore delle condizioni economiche di fornitura calcolate per un cliente domestico che consuma 1.400 m³/anno, che nel 2011 era pari a 50,20 c€/m³ (e, comprensivo di imposte, pari a 78,82 c€/m³).

Sempre analizzando i clienti del mercato tutelato si può osservare

come al crescere dei consumi il prezzo scenda sensibilmente; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi clienti si amplia da un minimo di 9,45 sino a 21,93 c€ in corrispondenza della classe di consumo 2.000.000-20.000.000 m³. La classe di clienti in assoluto più elevata, quella con consumi superiori a 20 M(m³), non è ovviamente rappresentata sul mercato tutelato. Giova ricordare che la presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m³ è dovuta all'esistenza di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità.

Analogamente al mercato tutelato anche nel mercato libero la dimensione del cliente incide in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare 22,41 c€/m³ in più dei grandi consumatori, differenziale del tutto analogo a quello visto per il mercato tutelato. Come già segnalato, bisogna comunque tenere presente che l'incidenza dei costi di distribuzione è molto maggiore per i piccoli consumi: questa componente può spiegare la maggior parte delle differenze rilevate tra le varie classi di consumo. Inoltre i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore 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 3.50.

Anche per questa elaborazione dei dati (sempre provvisori, come i precedenti) valgono le considerazioni di cui sopra. Si confermano, con l'eccezione dei consumi più bassi (praticamente al di sotto dei 50.000 m³/anno), le aspettative su andamenti e ordini di grandezza: i clienti del mercato tutelato pagano tendenzialmente di più di quelli del mercato libero del medesimo settore di consumo e con profili di consumo analoghi; inoltre, all'interno dei diversi settori di consumo, al crescere della dimensione dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura

¹⁶ Il 96,5% dei consumi del settore "domestico + condominio uso domestico + commercio e servizi" è 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.

maggiore nel caso dei clienti liberi. Per quanto riguarda il confronto generale tra i prezzi medi si ricorda che nel mercato tutelato è determinante il peso dei piccoli utenti che hanno pagato 52,59

c€/m³ contro la media del tutelato pari a 50,43 c€/m³, mentre nel mercato libero il prezzo medio corrisponde a quello pagato da clienti con consumo compreso tra 200.000 e 2.000.000 m³/anno.

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	
MERCATO TUTELATO	52,59	43,14	42,63	37,87	30,66	-	50,43
Domestico	52,74	39,47	41,24	36,85	31,67	-	52,11
Condominio uso domestico	51,03	44,95	43,98	39,74	49,81	-	45,46
Commercio e servizi	49,76	42,23	41,28	38,24	32,16	-	44,15
Industria	50,96	45,13	42,72	34,74	29,92	-	45,04
Generazione elettrica	30,03	44,44	39,23	34,57	27,64	-	31,31
MERCATO LIBERO	53,08	44,78	40,55	34,38	30,67	33,06	34,78
Domestico	53,95	42,83	41,26	37,10	36,53	-	52,31
Condominio uso domestico	51,37	46,74	43,54	41,34	37,32	-	45,42
Commercio e servizi	51,00	44,70	40,76	35,71	31,65	35,12	40,49
Industria	49,59	43,21	38,93	33,70	30,08	32,03	32,40
Generazione elettrica	45,42 ^(A)	44,51	40,89	35,50	34,06	33,45	33,50
TOTALE	52,65	43,88	41,00	34,47	30,67	33,06	39,24

(A) Il dato esclude un prezzo straordinariamente elevato, ma relativo a quantitativi del tutto irrisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.50

Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2011

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

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

Come ampiamente descritto nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, a partire da gennaio 2011 l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha apportato un'ampia revisione al paniere nazionale di rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione. Nell'ambito di tale revisione, l'Istat ha enucleato il segmento di consumo gas di città e gas naturale che contiene il "prodotto" regolato dall'Autorità assegnandogli una notevole incidenza, pari all'1,92% dell'intero paniere. Nel 2012, a seguito della consueta revisione della ponderazione dei vari prodotti nel paniere NIC, l'incidenza del segmento gas di città e gas naturale è ulteriormente salita al 2,46%. Tale segmento, inoltre, è inserito nella tipologia di prodotto beni energetici regolamentati, che comprende l'insieme dei due segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire l'energia elettrica e il gas di città e gas naturale. Poiché anche

il peso del segmento energia elettrica è aumentato nel 2012 (come si vede nel Capitolo 2 di questo volume), l'incidenza della tipologia beni energetici regolamentati è passata dal 3,14% del 2011 al 3,95% del 2012.

A fronte di un prezzo del petrolio in forte e continua ascesa (per i dettagli si rimanda al Capitolo 1 di questo volume), il prezzo del segmento gas di città e gas naturale rilevato dall'Istat è notevolmente cresciuto nel 2011 e l'ascesa è tuttora in corso. Come si vede dalla tavola 3.48, significativi aumenti si sono registrati in quasi tutti i mesi dell'anno e specialmente – com'è logico attendersi – nei mesi di inizio trimestre (gennaio, aprile, luglio e ottobre), cioè quando l'indice registra anche gli aggiornamenti trimestrali delle condizioni economiche di riferimento stabilite dall'Autorità.

In media d'anno, nel 2011 il prezzo del gas risulta cresciuto del 9,1%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito del 2,8%, se valutato in termini reali l'aumento del prezzo del gas risulta inferiore e pari al 6,2%.

	GAS	VARIAZIONE PERCENTUALE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	GAS REALE ¹⁷	VARIAZIONE PERCENTUALE
Gennaio 2011	103,5	-	101,2	-	102,3	-
Febbraio	104,0	0,5	101,5	0,3	102,5	0,2
Marzo	104,1	0,1	101,9	0,4	102,2	-0,3
Aprile	106,1	1,9	102,4	0,5	103,6	1,4
Maggio	106,3	0,2	102,5	0,1	103,7	0,1
Giugno	106,3	0,0	102,6	0,1	103,6	-0,1
Luglio	110,2	3,7	102,9	0,3	107,1	3,4
Agosto	110,4	0,2	103,2	0,3	107,0	-0,1
Settembre	110,5	0,1	103,2	0,0	107,1	0,1
Ottobre	115,8	4,8	103,8	0,6	111,6	4,2
Novembre	116,3	0,4	103,7	-0,1	112,2	0,5
Dicembre	116,3	0,0	104,1	0,4	111,7	-0,4
ANNO 2011	109,2	9,1	102,8	2,8	106,2	6,2
Gennaio 2012	120,1	3,3	104,4	0,3	115,0	3,0
Febbraio	120,2	0,1	104,8	0,4	114,7	-0,3
Marzo	120,3	0,1	105,3	0,5	114,2	-0,4

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

Fonte: Istat, indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

Con un ulteriore incremento del 3,3% registrato a gennaio di quest'anno rispetto a dicembre 2011 (cui sono seguiti due lievissimi ritocchi, entrambi dello 0,1%), il livello di inflazione del gas ha raggiunto a marzo di quest'anno la notevole quota del 15,6%, che si confronta con un tasso di inflazione complessivo pari al 3,3%. Considerando il livello raggiunto dall'indice di prezzo (120,3), l'inflazione acquisita¹⁷ per il 2012 da questo segmento di consumo è già pari al 10,2%.

L'andamento del gas appena visto ha certamente contribuito a innalzare l'inflazione dei beni energetici regolamentati, che a marzo

2012 è arrivata al 13,9% e la cui inflazione acquisita per il 2012 alla stessa data è pari all'8,9%.

Più in generale, tuttavia, negli ultimi due anni l'inflazione dei prodotti energetici (Fig. 3.13) è stata spinta verso l'alto anche dagli "altri energetici" (non regolamentati), che comprendono benzina, gasolio, combustibili solidi e altri carburanti, sia perché questi beni hanno registrato una dinamica inflattiva maggiore (14,6% nel 2011 e 16,6% a marzo 2012), sia perché essi possiedono un'incidenza maggiore nel paniere (5,18% contro il 3,85% degli energetici regolamentati).

TAV. 3.51

Numeri indice e variazioni
del prezzo del gas di città
e gas naturale

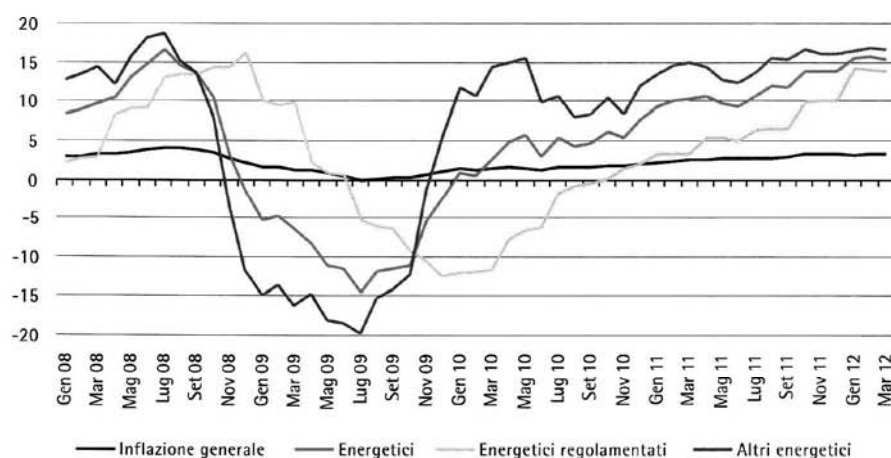
Numeri indice 2010=100
e variazioni percentuali

¹⁷ L'inflazione acquisita rappresenta la variazione media dell'indice nell'anno indicato, che si avrebbe ipotizzando che l'indice stesso rimanga al medesimo livello dell'ultimo dato mensile disponibile nella restante parte dell'anno.

FIG. 3.13

Inflazione generale e dei beni energetici a confronto dal 2008 al 2012

Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo



Fonte: Elaborazione AEEG su dati dell'Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

La crescita del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 3.14).

Quest'analisi mostra come nel 2011, a fronte di un aumento del 40% del prezzo del petrolio, quello del gas ha registrato in Italia uno degli incrementi più contenuti. Il rincaro dell'8,9% italiano appare infatti, nettamente inferiore alla media dei paesi dell'Unione europea (9,3%) e di quelli registrati in Francia (9,3%), nel Regno

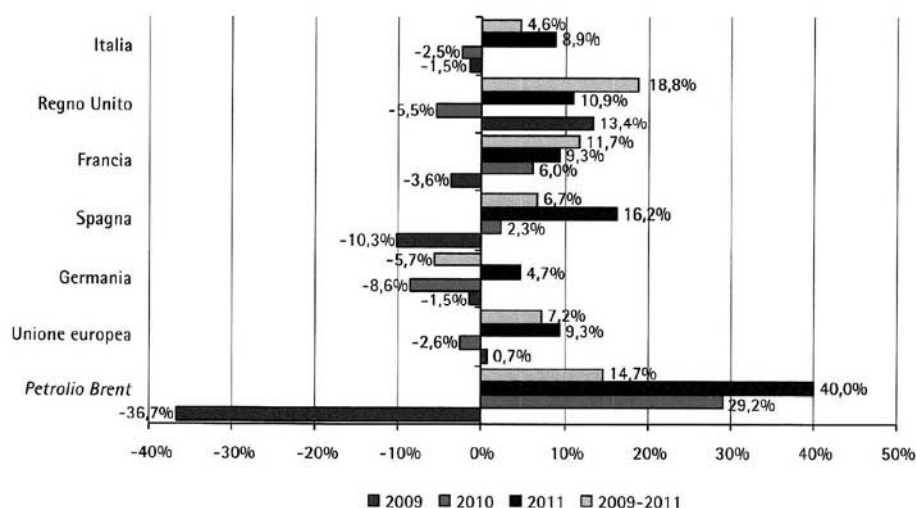
Unito (10,9%) e in Spagna (16,2%). L'unico paese a ottenere un dato più basso è stata la Germania con il 4,7%.

Un profilo analogo si osserva per le variazioni del prezzo del gas negli ultimi tre anni. Fatta eccezione per la Germania, dove il costo del gas risulta addirittura diminuito del 5,7% nel triennio 2009-2011, l'incremento del 4,6% del gas italiano appare il meno consistente rispetto a quanto si è verificato negli altri paesi considerati, e comunque decisamente al di sotto della media dell'Unione europea, pari al 7,2%, mentre il costo del Brent risulta rincarato quasi del 15%.

FIG. 3.14

Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2009-2011



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Prezzo del gas naturale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo per il consumatore domestico tipo (Fig. 3.15). Più precisamente si tratta dell'andamento delle condizioni economiche di fornitura¹⁸ che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie (accanto alle condizioni da

loro definite per il mercato libero), valorizzate per un consumatore caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m³ e un impianto di riscaldamento autonomo. Tale prezzo è calcolato utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti variabili localmente, tranne che nel caso della distribuzione. Per tale componente viene impiegato il valore dell'ambito nord orientale, considerato il più rappresentativo.

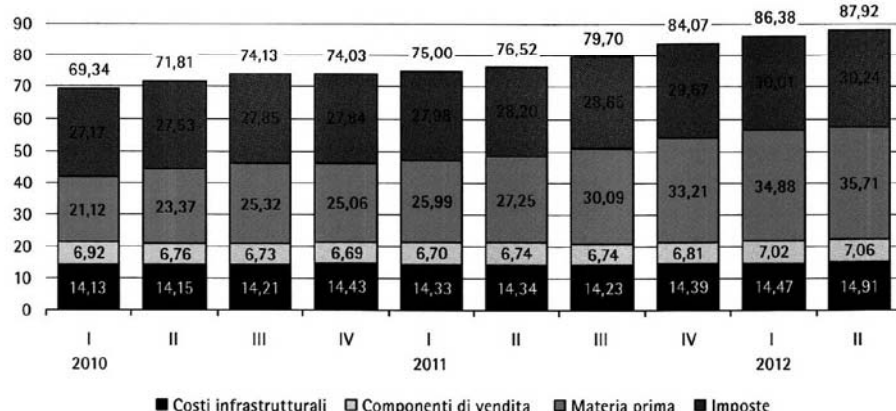


FIG. 3.15

Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo
c€/m³; famiglia con riscaldamento
individuale e consumo annuo di 1.400 m³

A partire dal primo trimestre 2011 il prezzo del gas per il consumatore domestico tipo risulta in costante aumento e nel secondo trimestre 2012 ha raggiunto un valore di 87,92 c€/m³ con un incremento del 15% sullo stesso trimestre dell'anno precedente. Il sentiero di crescita iniziato nel 2011 è sostanzialmente guidato dalla componente a copertura dei costi della materia prima che ha fatto registrare un incremento medio trimestrale del 6,6% dal primo trimestre 2011 al secondo trimestre 2012, a cui si sono aggiunti, nell'ordine, gli incrementi dovuti agli aggiornamenti per i bonus elettricità e gas (terzo trimestre 2011) e all'IVA (quarto trimestre 2011).

Il costante rincaro della materia prima ha progressivamente vanificato l'impatto positivo fatto registrare dalla precedente riforma del meccanismo di aggiustamento della QE, introdotto per trasferire tempestivamente ai consumatori finali i benefici emergenti

dai ridotti prezzi internazionali rilevati sui mercati spot del gas. Tale meccanismo prevede che i prezzi di riferimento del gas vengano aggiornati sulla base di indicatori legati alle quotazioni medie sui mercati internazionali di petrolio, oli combustibili e gasolio nei nove mesi precedenti, fatto salvo l'ultimo mese. Nel 2011 l'incremento del costo della materia prima è stato complessivamente del 33% su base annua, con punte del 10,4% nel terzo e nel quarto trimestre 2011.

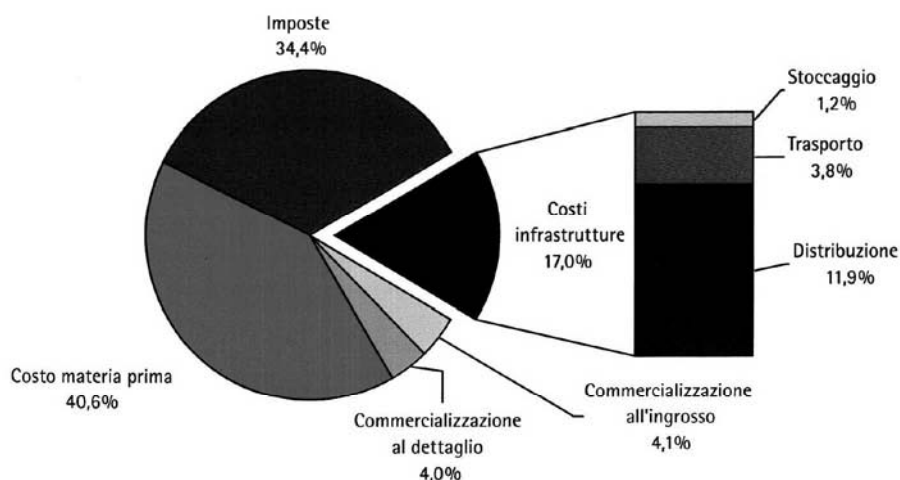
Il forte incremento è stato però parzialmente attenuato dalla riduzione dei costi di rete nel primo e nel terzo trimestre, che si è prodotta grazie a una diminuzione delle componenti aggiuntive che nel primo trimestre 2011 hanno subito una decurtazione del 39,8%, per poi mantenersi costanti nel secondo trimestre e infine ridursi ulteriormente del 25,5% nel terzo trimestre 2011.

¹⁸ Definite con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138/03.

FIG. 3.16

Composizione percentuale
all'1 aprile 2012 del prezzo
del gas naturale per un
consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con
riscaldamento individuale e consumo
annuo di 1.400 m³



Essendo la componente QE ancorata a contratti di lungo periodo, non è stata in grado di beneficiare delle riduzioni di prezzo registrate sui mercati spot internazionali, da tempo caratterizzati da una condizione di *oversupply*, essenzialmente dovuta all'utilizzo del gas non convenzionale.

Con la delibera 23 giugno 2011, ARG/gas 77/11, a decorrere dall'1 ottobre 2012, l'Autorità ha definito un nuovo meccanismo per ridefinire le condizioni economiche a copertura della componente QE agganciandola, almeno in parte, alle quotazioni registrate sulla nuova piattaforma per il bilanciamento.

In attuazione di quanto previsto dall'art. 13 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito in legge 24 marzo 2012 n. 27, è stato anticipato in via transitoria il meccanismo descritto poc'anzi e, per il semestre aprile-settembre 2012, nella formula per il calcolo della componente QE si è stabilito che una quota venga agganciata alle quotazioni a termine dei mercati europei. Grazie a questo tipo di intervento l'incremento nel secondo trimestre 2012 è

stato contenuto all'1,8% a fronte di un 2,2% che sarebbe risultato secondo la precedente formulazione. L'implementazione dei nuovi meccanismi di calcolo della componente QE permetterà in futuro di beneficiare delle riduzioni di prezzo del mercato spot e di superare l'attuale rigidità dei contratti di lungo periodo.

All'1 aprile 2011 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.16) risulta composto per il 66% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 34% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del gas per il 40,6%, i costi di commercializzazione per l'8,1% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 17%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione locale, che incide per l'11,9% sul valore complessivo; il peso dei costi di trasporto è pari al 3,8%, mentre quello della componente per lo stoccaggio è dell'1,2%.

TAV. 3.52

Imposte sul gas

1 gennaio - 31 dicembre 2012;
c€/m³ per le accise e aliquote
percentuali per l'IVA

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
Fascia di consumo annuo	< 120 m ³	120-480 m ³	480-1.560 m ³	> 1.560 m ³	< 1,2 M(m ³)	> 1,2 M(m ³)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE ^(B)						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
– zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
– zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
– zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	1,50000	2,60000	3,00000	3,00000	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio						
– territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
– altre zone	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
– zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
– altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Calabria	1,90000	2,58200	2,58200	2,58200	0,62490	0,51646
ALIQUOTA IVA (%)	10	10	21	21	10 ^(C)	10 ^(C)

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) L'addizionale regionale si applica sui consumi nelle regioni a statuto ordinario; non si applica nelle regioni a statuto speciale. Hanno disapplicato l'addizionale anche la Regione Lombardia dal 2002 (L.R. 18/12/2001, n.27) e la Regione Basilicata dal 2008 (L.R. 28/12/2007, n. 28).

L'addizionale regionale e l'imposta sostitutiva non si applicano inoltre ai consumi per: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica; forze armate per gli usi consentiti; ambasciate, consolati e altre sedi diplomatiche; organizzazioni internazionali riconosciute e ai membri di tali organizzazioni, nei limiti ed alle condizioni fissate dalle relative convenzioni o accordi; impieghi considerati fuori campo di applicazione dalle accise.

(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota sale al 21%.

La tavola 3.52 mostra infine il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale. Il valori dell'accisa ordinaria riportati nella tavola per le varie fasce di consumo annuo sono quelli in vigore per l'anno 2012. Si tratta delle aliquote, pressoché invariate rispetto

allo scorso anno, stabilite dal decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, che nel recepire la direttiva europea 2003/96/CE ha completamente riformato la tassazione dei prodotti energetici in Italia.

Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilisce il titolo III del TIVG (adottato con la delibera ARG/gas 64/09 e successive modificazioni), gli esercenti la vendita di gas diversi devono applicare le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità anche ai clienti finali con riferimento alla fornitura di GPL e gas manifatturati.

Le condizioni economiche di fornitura dei GPL si articolano in quattro componenti unitarie: quella relativa all'approvvigionamento, quella relativa al servizio di trasporto, quella relativa al servizio di distribuzione e misura e, infine, quella relativa alla vendita al dettaglio.

Sino a ottobre 2011 la componente a copertura dei costi della materia prima veniva aggiornata trimestralmente sulla base dell'andamento delle quotazioni del propano registrate nel trimestre precedente e applicando una soglia di invarianza del 5% entro la quale non si determinava alcuna modifica.

Nell'ambito di una consultazione degli operatori, è emerso tuttavia che tale metodologia determinava un disallineamento tra i prezzi da applicare ai clienti finali e i costi sostenuti dagli esercenti in ciascun mese del trimestre. Pertanto, in accordo con quanto emerso nella consultazione, a partire da ottobre 2011 l'Autorità (delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11) ha reso mensile l'aggiornamento della componente e ha rimosso la soglia di invarianza precedentemente applicata con lo scopo di rendere i prezzi applicati ai clienti finali maggiormente in linea con i costi sostenuti dagli esercenti.

Più precisamente, in base ai nuovi criteri di aggiornamento dell'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima, a partire da ottobre 2011 l'Autorità aggiorna all'inizio di ogni mese tale componente sulla base dell'andamento delle quotazioni internazionali del propano relative al mese precedente.

Con lo stesso provvedimento l'Autorità ha anche modificato il valore della componente a copertura dei costi di vendita al dettaglio. In particolare, è stato stabilito che nel caso di vendita di GPL tale

componente sia articolata in una quota variabile, espressa in €/m³ standard, e abbia una validità biennale, periodo al termine del quale sarà opportuna una verifica dell'evoluzione del mercato e una sua eventuale revisione. L'attuale valore, fissato in 0,176 €/m³ standard, è entrato in vigore l'1 gennaio 2012 e resterà quindi immutato sino al 31 dicembre 2013.

Anche le modalità di aggiornamento della componente a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate alla fine del 2011. Infatti, con la delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11, l'Autorità ha disposto che il valore di tale componente venga legato:

- al valore della medesima componente in vigore nell'anno precedente l'aggiornamento;
- al tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti l'aggiornamento, composto dalla somma del 50% del tasso di variazione dei prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati e del 50% del tasso di variazione del prezzo del gasolio per mezzi di trasporto, entrambi rilevati dall'Istat;
- al tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

I criteri per la fissazione della componente a copertura dei costi di distribuzione e misura sono stati determinati nell'ambito della RTDG. Ai sensi dell'art. 86 della RTDG, ciascuna impresa distributrice applica opzioni tariffarie, che devono essere approvate dall'Autorità, differenziate per ambito tariffario. L'ambito tariffario è costituito dall'insieme delle località alimentate a gas diversi appartenenti alla medesima regione e servite dalla stessa impresa distributrice.

L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL, caratterizzato da un consumo annuo di 286 m³, è illustrato nella figura 3.17.

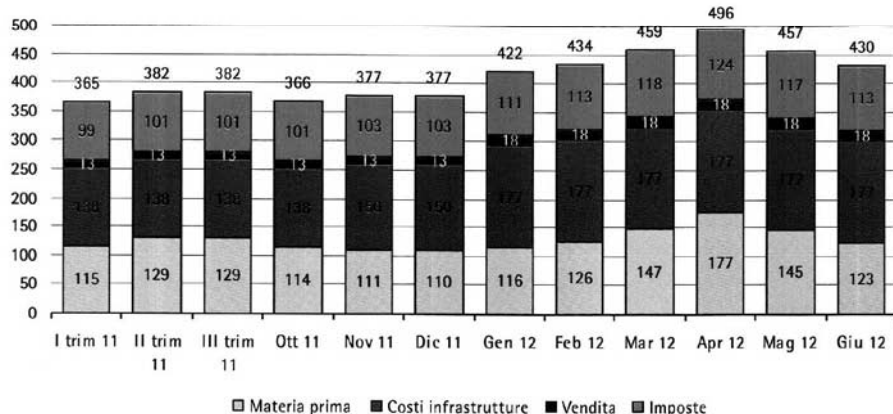


FIG. 3.17

Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo
c€/m³; famiglia con consumo annuo di 286 m³

La volatilità dei costi internazionali del propano si riflette nella componente materia prima, che è cresciuta dalla fine del 2011 sino a maggio 2012, quando ha registrato la prima variazione in diminuzione (-18%) rispetto al mese precedente, dopo quattro variazioni in aumento consecutive. A gennaio 2012, per effetto dell'aggiornamento annuale delle varie componenti strutturali, si sono registrati importanti incrementi sia della parte della tariffa a copertura dei costi infrastrutturali, sia di quella a copertura dei costi di vendita. La prima ha evidenziato un aumento del 17,8% rispetto a dicembre 2011, dovuto alla crescita della componente a copertura dei costi di trasporto (+21,8%) e a quella dei costi di distribuzione e misura (+15,7%). Un balzo del 35,4% rispetto a dicembre 2011 ha

invece interessato la componente che ripaga i costi di vendita.

Sul prezzo pagato dal consumatore tipo incidono infine, in misura molto rilevante, anche le imposte che nel caso del GPL sono date dall'imposta di fabbricazione e dall'IVA. Più precisamente, l'accisa che grava sul GPL per uso combustione per riscaldamento è un'imposta di fabbricazione (che viene quindi applicata alla materia prima fatturata all'uscita dalla raffineria o dal deposito) unica a livello nazionale e pari a € 189,94458 per 1.000 kg, fissata dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 15 gennaio 1999. L'aliquota dell'IVA è quella ordinaria, pari al 21%.

La figura 3.20 mostra la composizione del prezzo medio pagato dal cliente tipo per la fornitura di GPL all'1 giugno 2012.

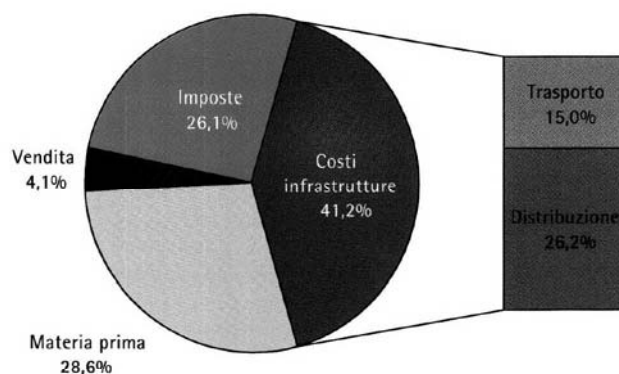


FIG. 3.18

Composizione percentuale all'1 giugno 2012 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con consumo annuo di 286 m³

All'1 giugno 2011 il prezzo per una famiglia italiana che consuma 286 m³ di GPL ha raggiunto 430,41 c€/m³ e risulta composto per il 74% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 26% dalle imposte. Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del GPL per il 29%, (nel gas naturale l'incidenza è del 36% circa), i costi di commercializzazione pesano per il 4% (nel

gas naturale invece raggiungono quasi il 9%) e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 41% (mentre nel gas naturale sono del 19% scarso). Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione locale, che incide per il 26% sul valore complessivo, mentre il peso dei costi di trasporto è pari al 15%.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

La delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 (*Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 – RQDG*), disciplina alcune attività che riguardano la sicurezza del servizio di distribuzione del gas.

Le attività regolamentate sono il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni, sia a seguito di ispezione che di segnalazione da parte di terzi, l'attività di protezione catodica delle reti e l'odorizzazione del gas. Le norme introdotte sui diversi temi convergono verso un unico obiettivo: la minimizzazione del rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito, e dunque hanno come fine la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti.

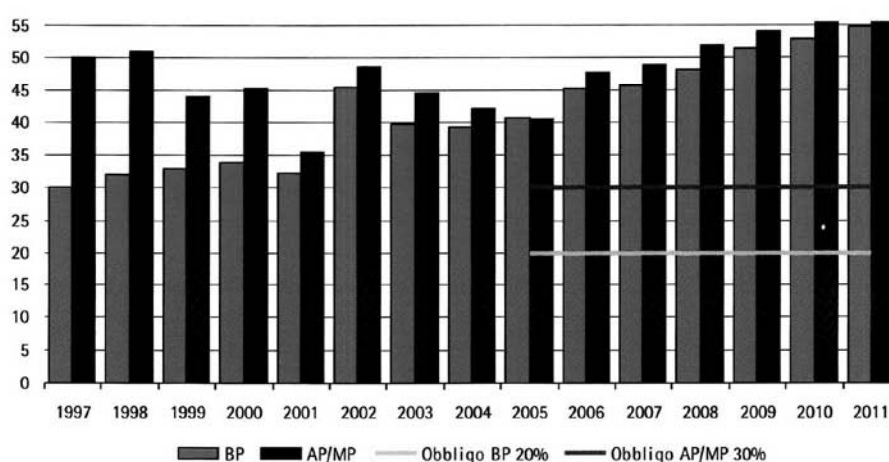
I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas, alcuni a partire dal 1997, altri con stretto riferimento all'attività svolta nell'ultimo anno.

La figura 3.19 mostra i dati relativi all'ispezione della rete. Il trend di crescita si conferma anche per il 2011.

Infatti l'ispezione sia della rete in bassa pressione sia della rete in alta e media pressione si attestano su valori prossimi al 60%, ampiamente al di sopra dei livelli minimi previsti dall'attuale regolazione (20% per la bassa pressione e 30% per la media e l'alta pressione). L'attività di ispezione della rete può intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas.

FIG. 3.19

Percentuale di rete
ispezionata negli anni
1997-2011



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Passando all'attività di pronto intervento la figura 3.20 evidenzia che a fronte di una diminuzione delle chiamate sull'impianto di distribuzione, si registra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata pari a un valore medio nazionale di circa 35 minuti. Il tempo medio effettivo si attesta su valori di molto inferiori al tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti. Rispetto all'anno 2010 si registra una lieve diminuzione. L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate, introdotto dalla RQDG a partire dall'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 aziende

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 è 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.

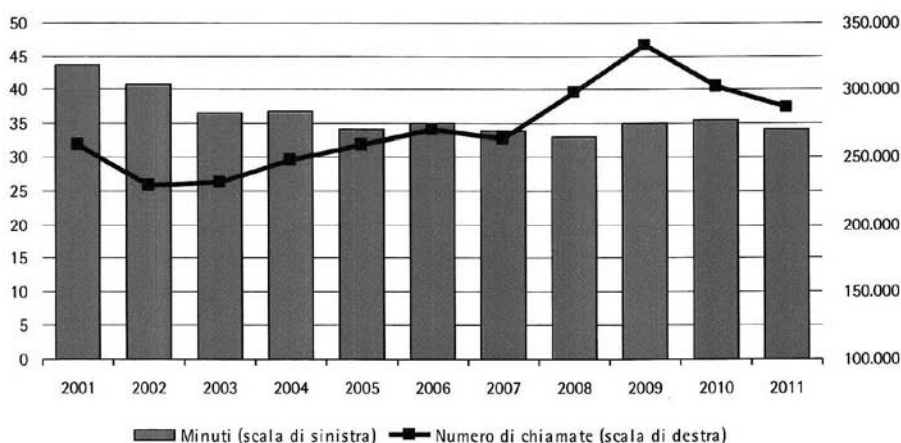


FIG. 3.20

Chiamate di pronto intervento
su impianti di distribuzione
negli anni 2001-2011
Tempo medio effettivo (in minuti)
e numero di chiamate

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Le tavole 3.53 e 3.54 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2010 e 2011, suddivise per localizzazione ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione e ripartite in base all'impulso all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazione da parte

di terzi). Ogni tipologia di dispersione è fornita disaggregata per classe di pericolosità (A1, A2, B e C). La classe A1, per esempio, è la dispersione di massima pericolosità che richiede una riparazione immediata, e comunque entro le 24 ore successive all'ora della sua localizzazione.

TAV. 3.53

Numero di dispersioni
localizzate a seguito
di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	Totale
Su rete	1.091	1.344	1.226	1.112	4.773
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	180	201	440	334	1.155
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	895	191	436	721	2.243
Su gruppo di misura	37	29	302	323	691
TOTALE ANNO 2010	2.203	1.765	2.404	2.490	8.862
Su rete	949	1.249	1.230	1.214	4.642
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	201	184	406	406	1.197
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	678	161	580	557	1.976
Su gruppo di misura	1.355	5	53	397	1.810
TOTALE ANNO 2011	3.183	1.599	2.269	2.574	9.625

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

TAV. 3.54

Numero di dispersioni
localizzate a seguito
di segnalazione di terzi

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	Totale
Su rete	2.901	851	924	1.203	5.879
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	3.605	1.327	1.335	1.772	8.039
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	18.797	5.198	7.620	26.080	57.695
Su gruppo di misura	24.680	6.079	5.806	32.118	68.683
TOTALE ANNO 2010	49.983	13.455	15.685	61.173	140.296
Su rete	2.358	743	817	847	4.765
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	3.654	1.231	1.176	1.680	7.741
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	20.484	5.670	6.452	28.568	61.174
Su gruppo di misura	21.289	4.570	4.832	30.681	61.372
TOTALE ANNO 2011	47.785	12.214	13.277	61.776	135.052

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Esaminando i dati risulta che dal 2010 al 2011:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 8.862 a 9.625; rimane pressoché invariato il numero delle dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose (pari a 5.800 circa) e aumentano significativamente le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (passano da 2.934 a 3.786);
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi sono diminuite, passando da 140.296 a 135.052; le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata di norma più pericolose sono diminuite passando da 13.918 a 12.506; una diminuzione si registra anche per le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (passate da 126.378 a 122.546);
- disaggregando queste ultime, le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi relative a impianti di derivazione di utenza su parte aerea sono aumentate, passando da 57.695

a 61.174, mentre quelle relative ai gruppi di misura sono diminuite, passando da 68.683 a 61.372.

Va evidenziato che 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 incentivi e penalità che, tra l'altro, ha l'obiettivo di ridurre le dispersioni di gas sulle reti. Le dispersioni più pericolose, A1, sono diminuite di un ulteriore 4% rispetto al calo già registrato dal 2009 al 2010 (pari al 17%).

La figura 3.21 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 2011 entrambi i parametri 10*DT e DTA si sono attestati a circa sei dispersioni per migliaio di clienti finali.

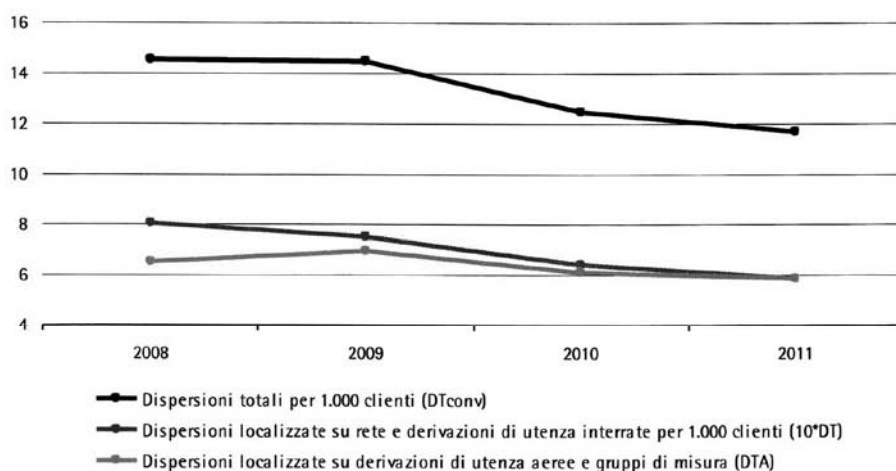


FIG. 3.21

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

Ambiti provinciali soggetti a regolazione incentivante – Periodo 2008-2011

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

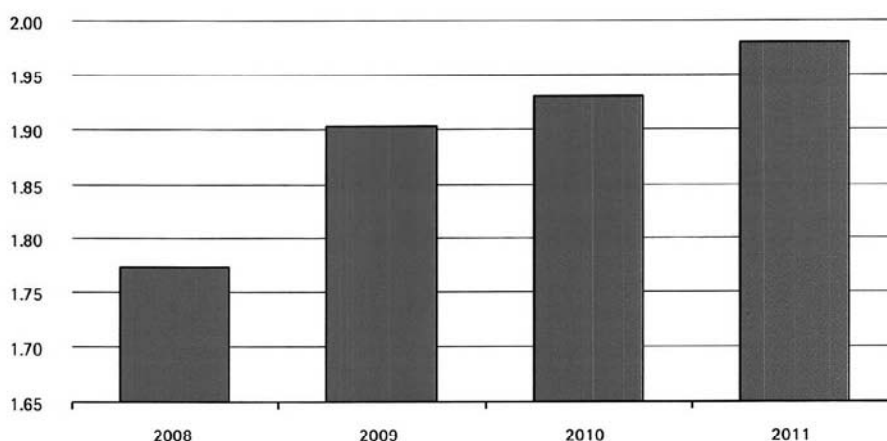
La figura 3.22 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti. Si evidenzia come il numero dei controlli del grado di odorizzazione per migliaio di clienti finali sia in crescita. L'aumento è da ricondurre sia alle campagne dei controlli qualità del gas svolte già a partire dal 2004 sia al

meccanismo incentivante l'aumento del numero di odorizzazioni rispetto a quello minimo fissato dalla stessa RQDG. Quest'ultimo riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità.

FIG. 3.22

Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti

Ambiti provinciali soggetti a regolazione incentivante – Periodo 2008-2011



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Passando alle *performance* per l'anno 2011 relative alle grandi imprese di distribuzione (con più di 100.000 clienti finali) le tavole 3.55, 3.56, 3.57 e 3.58 descrivono in sintesi quanto accaduto sui temi del pronto intervento, delle ispezioni della rete effettuate, delle dispersioni registrate e dell'attività di protezione catodica.

La tavola 3.55 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento. Il numero di chiamate per migliaio di clienti relativo all'impianto è di un ordine di grandezza superiore al numero di chiamate relativo agli impianti di utenza. Si registra, infatti, un numero di chiamate ogni mille clienti finali rispettivamente pari a 13,81 per le chiamate sull'impianto di distribuzione, e a 1,35 per le chiamate a valle del punto di consegna.

La tavola 3.56 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete per l'anno 2011, relative ai grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione gestiti. I valori aggregati per impresa sono tutti maggiori dei minimi previsti dagli obblighi di servizio, che prevedono rispettivamente il 20% per la rete in bassa pressione e il

30% per la rete in alta e media pressione.

La tavola 3.57 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2011. L'estensione di rete per cliente finale è passata dal valore registrato lo scorso anno pari a 10,88, all'attuale 10,93. A fronte di un aumento della rete ispezionata, si evidenzia un aumento delle dispersioni da rete ispezionata e una contestuale diminuzione del numero di dispersioni segnalate da terzi. Infatti il numero di dispersioni per km di rete ispezionata è passato da 0,06 all'attuale 0,07 e il numero di dispersioni per km segnalate da terzi diminuisce passando da 0,65 del 2010 a 0,61 del 2011.

La tavola 3.58 illustra il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2011. Anche la rete in acciaio con protezione catodica efficace risulta in aumento rispetto allo scorso anno.

La rete complessivamente messa in protezione catodica efficace è passata dal 95,6% del 2010 a quasi il 97%. Si registra, quindi, un'apprezzabile diminuzione dell'estensione delle rete in acciaio non protetta.

TAV. 3.55

Pronto intervento
delle grandi imprese
distributrici nel 2011

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
Società Italiana per il Gas	5.153.510	64.934	12,70	6.435	1,26	71.369
Enel Rete Gas	2.233.686	30.761	14,11	1.374	0,63	32.135
A2A Reti Gas	1.226.308	17.756	14,51	3.111	2,54	20.867
Hera	1.106.587	18.149	16,26	1.115	1,00	19.264
G6 Rete Gas	1.005.276	16.784	16,93	1.597	1,61	18.381
Napoletana Gas	743.079	13.627	18,51	912	1,24	14.539
Toscana Energia	702.015	10.754	15,40	858	1,23	11.612
2lgas Infrastruttura Italiana Gas	568.221	8.956	15,05	622	1,05	9.578
Azienda Energia e Servizi	471.644	4.521	9,57	743	1,57	5.264
Estra Reti Gas	438.652	5.543	18,59	773	2,59	6.316
Gas Natural Distribuzione Italia	428.055	5.862	13,94	964	2,29	6.826
Iren Emilia	397.139	5.683	14,41	634	1,61	6.317
Ascopiave	342.385	3.645	10,74	332	0,98	3.977
Genova Reti	327.627	3.890	11,85	204	0,62	4.094
Acegas-Aps	265.300	2.111	7,97	399	1,51	2.510
Linea Distribuzione	253.513	3.164	12,58	431	1,71	3.595
Gelsia Reti	186.473	2.108	11,53	409	2,24	2.517
Sgr Reti	171.439	2.068	12,21	351	2,07	2.419
Acsn-Agam Reti Gas Acqua	159.664	1.316	9,16	193	1,34	1.509
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.269	2.334	15,88	104	0,71	2.438
Amg Energia	146.203	4.177	29,03	255	1,77	4.432
Edison D.G.	145.686	2.085	14,18	243	1,65	2.328
Dolomiti Rcti	144.564	701	4,95	389	2,75	1.090
Agsm Distribuzione	139.078	2.245	16,18	428	3,08	2.673
Amga - Azienda Multiservizi	138.056	1.106	8,11	208	1,52	1.314
Erogasmet	128.279	2.355	18,34	215	1,67	2.570
As Retigas	124.336	1.323	10,69	202	1,63	1.525
Azienda Municipale Del Gas	118.095	1.647	13,88	29	0,24	1.676
Multiservizi	117.599	2.127	18,21	46	0,39	2.173
Acam Gas	111.227	1.658	14,93	153	1,38	1.811
Molteni	104.282	1.725	18,14	87	0,91	1.812
Aemme Linea Distribuzione	100.443	1.337	13,35	213	2,13	1.550
TOTALE	17.847.690	246.452	13,81	24.029	1,35	270.481

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

TAV. 3.56

Rete ispezionata dalle grandi
imprese distributrici nel 2011

km e valori percentuali

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE RETE ^(A)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE RETE ^(A)	LUNGHEZZA RETE ISPE- ZIONATA	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana Per il Gas	26.731	9.192	34,4	20.180	7.012	34,7
Enel Rete Gas	19.839	11.817	59,6	12.784	9.747	76,2
A2A Reti Gas	5.720	3.714	64,9	1.884	1.654	87,8
Hera	5.045	3.704	73,4	8.289	5.929	71,5
G6 Rete Gas	7.854	4.235	53,9	7.183	3.892	54,2
Napoletana Gas	3.345	1.393	41,6	1.641	754	46,0
Toscana Energia	4.037	1.771	43,9	2.841	1.310	46,1
2lgas Infrastruttura Italiana Gas	5.256	2.816	53,6	3.328	1.754	52,7
Azienda Energia e Servizi	1.112	359	32,3	208	62	30,0
Estra Reti Gas	3.174	3.081	97,1	2.205	2.116	96,0
Gas Natural Distribuzione Italia	3.406	1.701	49,9	2.686	1.434	53,4
Iren Emilia	2.921	1.825	62,5	2.930	2.389	81,5
Ascopiave	4.411	4.337	98,3	2.247	2.220	98,8
Genova Reti	1.260	498	39,5	427	145	34,0
Acegas – Aps	1.699	1.455	85,6	445	404	90,8
Linea Distribuzione	2.035	1.225	60,2	825	503	61,0
Gelsia Reti	1.253	1.000	79,8	278	267	96,2
Sgr Reti	1.260	670	53,2	1.404	606	43,1
Acsm – Agam Reti Gas Acqua	935	447	47,8	285	144	50,5
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.730	1.686	97,4	713	698	97,8
Amg Energia	570	526	92,4	319	287	90,0
Edison D.G.	1.394	1.288	92,4	1.129	1.012	89,7
Dolomiti Reti	1.457	621	42,6	738	324	43,9
Agsm Distribuzione	943	663	70,3	358	222	62,1
Amga – Azienda Multiservizi	1.559	511	32,8	594	199	33,5
Erogasmet	1.067	1.067	100,0	455	455	100,0
As Retigas	983	343	34,9	1.148	460	40,1
Azienda Municipale Del Gas	453	185	40,8	125	40	32,3
Multiservizi	608	193	31,7	648	294	45,4
Acam Gas	1.123	272	24,3	296	109	37,0
Molteni	356	292	82,0	936	919	98,2
Aemme Linea Distribuzione	782	439	56,2	192	192	100,0
TOTALE	114.316	63.325	55,4	79.720	47.556	59,7

(A) L'estensione della rete è comprensiva di quella degli impianti dei comuni in avviamento, in subentro e persi in corso d'anno. Inoltre sono stati considerati gli impianti per i quali l'esercente si è avvalso della deroga ai sensi dell'art. 12, comma 12.3, della RDDG.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

TAV. 3.57

Individuazione di dispersioni
nelle reti delle grandi imprese
distributrici nel 2011

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGH. RETE (km)	LUNGH. RETE ISPEZIO- NATA (km)	NUMERO DISPERSIONI			
				DA RETE ISPEZIO- NATA	PER km DI RETE ISPEZIONATA	SEGNA- LATE DA TERZI	PER km SU SEGNALAZIONE DI TERZI
Società Italiana per Il Gas	9,11	46.910	16.204	1.013	0,06	28.571	0,61
Enel Rete Gas	14,91	32.623	21.564	397	0,02	14.205	0,44
A2A Reti Gas	6,21	7.604	5.368	1.649	0,31	11.263	1,48
Hera	11,97	13.334	9.633	571	0,06	10.255	0,77
G6 Rete Gas	14,96	15.036	8.127	78	0,01	7.585	0,50
Napoletana Gas	6,71	4.986	2.147	95	0,04	7.507	1,51
Toscana Energia	9,80	6.878	3.080	74	0,02	4.247	0,62
2lgas Infrastruttura Italiana Gas	15,11	8.585	4.570	118	0,03	4.316	0,50
Azienda Energia e Servizi	2,80	1.320	422	18	0,04	2.229	1,69
Estra Reti Gas	12,34	5.378	5.197	160	0,03	1.812	0,34
Gas Natural Distribuzione Italia	14,35	6.092	3.135	13	0,00	2.721	0,45
Iren Emilia	14,78	5.851	4.214	77	0,02	3.130	0,53
Ascopiave	19,69	6.658	6.557	145	0,02	1.649	0,25
Genova Reti	5,15	1.687	644	2.511	3,90	2.105	1,25
Acegas – Aps	8,08	2.144	1.859	146	0,08	1.082	0,50
Linea Distribuzione	11,31	2.860	1.728	83	0,05	1.329	0,46
Gelsia Reti	8,29	1.530	1.267	12	0,01	1.104	0,72
Sgr Reti	15,54	2.664	1.275	11	0,01	1.197	0,45
Acsn – Agam Reti Gas Acqua	8,45	1.220	591	8	0,01	540	0,44
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	16,60	2.444	2.384	23	0,01	1.121	0,46
Amg Energia	6,12	889	813	0	-	2.282	2,57
Edison D.G.	17,33	2.524	2.301	100	0,04	1.140	0,45
Dolomiti Reti	15,18	2.194	945	8	0,01	309	0,14
Agsm Distribuzione	9,36	1.301	885	75	0,00	790	0,61
Amga – Azienda Multiservizi	15,59	2.153	710	21	0,03	333	0,15
Erogasmet	11,86	1.522	1.522	61	0,04	1.171	0,77
As Retigas	17,13	2.130	803	4	0,00	808	0,38
Azienda Municipale Del Gas	4,87	578	225	15	0,07	589	1,02
Multiservizi	10,68	1.256	487	4	0,01	956	0,76
Acam Gas	12,88	1.419	382	40	0,10	569	0,40
Molteni	13,81	1.291	1.211	14	0,01	570	0,44
Aemme Linea Distribuzione	9,70	974	631	147	0,23	571	0,59
TOTALE	10,93	194.036	110.881	7.691	0,07	118.056	0,61

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

TAV. 3.58

Protezione catodica delle
reti delle grandi imprese
distributrici nel 2011

km e percentuali

ESERCENTE	RETE	RETE IN ACCIAIO	RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE RETE ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Società Italiana per il Gas	46.910	35.142	34.861	281	99,2%
Enel Rete Gas	32.623	28.440	28.269	171	99,4%
A2A Reti Gas	7.604	4.259	3.659	600	85,9%
Hera	13.334	11.329	10.706	622	94,5%
G6 Rete Gas	15.036	11.560	11.308	252	97,8%
Napoletana Gas	4.986	3.654	3.513	141	96,1%
Toscana Energia	6.878	5.534	5.276	258	95,3%
2lgas Infrastruttura Italiana Gas	8.585	7.674	7.663	11	99,9%
Azienda Energia e Servizi	1.320	502	494	9	98,2%
Estra Reti Gas	5.378	4.575	4.309	265	94,2%
Gas Natural Distribuzione Italia	6.092	4.890	4.890	-	100,00%
Iren Emilia	5.851	5.591	5.400	192	96,6%
Ascopiave	6.658	6.480	6.480	-	100,0%
Genova Reti	1.687	487	165	323	33,8%
Acegas – Aps	2.144	686	495	191	72,1%
Linea Distribuzione	2.860	2.497	2.329	168	93,3%
Gelsia Reti	1.530	1.498	1.144	354	76,3%
Sgr Reti	2.664	2.633	2.633	-	100,0%
Acsn – Agam Reti Gas Acqua	1.220	1.191	1.191	-	100,0%
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	2.444	2.372	2.372	-	100,0%
Amg Energia	889	313	313	-	100,0%
Edison D.G.	2.524	1.531	1.531	-	100,0%
Dolomiti Reti	2.194	1.990	1.990	-	100,0%
Agsm Distribuzione	1.301	976	944	32	96,8%
Amga – Azienda Multiservizi	2.153	1.727	1.725	2	99,9%
Erogasmet	1.522	1.522	1.522	-	100,0%
As Retigas	2.130	2.002	2.002	-	100,0%
Azienda Municipale Del Gas	578	539	493	47	91,3%
Multiservizi	1.256	1.061	661	400	62,3%
Acam Gas	1.419	1.331	964	367	72,4%
Molteni	1.291	1.288	1.224	64	95,0%
Aemme Linea Distribuzione	974	949	930	19	98,0%
TOTALE	194.036	156.223	151.455	4.768	96,9%

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

La regolazione della qualità commerciale prevede, fra l'altro, 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 alla 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*.

La tavola 3.59 contiene l'andamento dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso e il numero di rimborsi effettivamente pagati nell'anno. Il 2011 registra un aumento del 20% circa, rispetto al 2010, dei casi di mancato rispetto e dei rimborsi effettivamente pagati. L'aumento è comunque più contenuto di quello riscontrato nel biennio 2009-2010, pari al 36%.

A fronte di 25.463 casi di mancato rispetto di standard specifici sono stati corrisposti ai clienti finali 23.846 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a € 1.075.415,80.

TAV. 3.59

Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Anni 1997-2011; imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	NUMERO DI RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
CARTA DEI SERVIZI		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE		
1999	11.212	1.640
2000	14.635	3.709
2001	16.424	12.086
2002	14.651	13.368
2003	11.766	8.535
2004	25.826	19.249
2005	34.330	31.189
2006	31.439	35.146
2007	43.741	43.886
2008	19.954	19.265
2009	15.578	15.783
2010	21.172	19.468
2011	25.463	23.846

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.23) si osserva che la percentuale di mancato rispetto della prestazione di invio al venditore del resoconto della verifica del gruppo di misura (7,49%) è in netta diminuzione rispetto a quella rilevata lo scorso anno (17%).

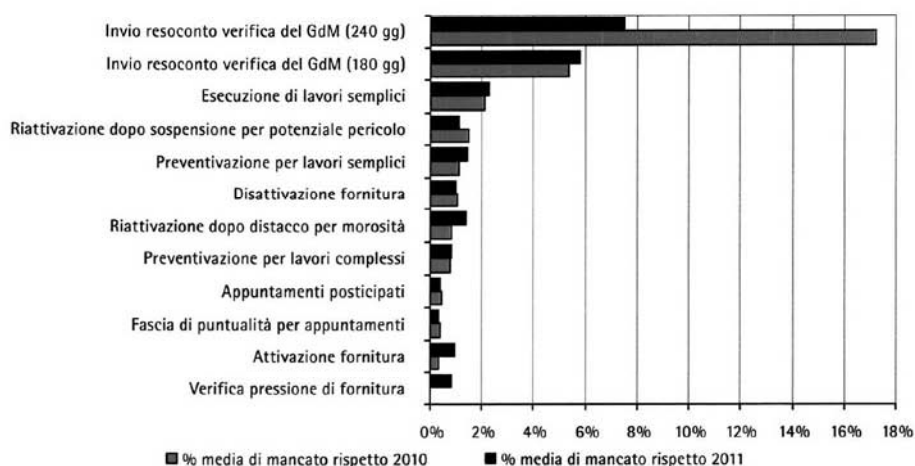
La prestazione relativa alla fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (la più numerosa) registra un mancato rispetto pari allo 0,35%. La meno numerosa, la verifica di pressione di fornitura,

registra un mancato rispetto pari allo 0,83%. Quest'ultimo risulta in netto aumento rispetto a quello registrato nel 2010. Nel 2011 i casi di mancato rispetto della riattivazione in caso di morosità sono aumentati rispetto al 2010, mostrando per il 2011 un valore pari all'1,38%. Anche se i dati, nel loro complesso, evidenziano un tendenziale incremento dei fuori standard, va osservato che rispetto al numero totale di prestazioni erogate, pari a 3.407.365, il numero di fuori standard rilevato è pari a 25.463, ovvero lo 0,75%.

FIG. 3.23

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi), anni 2010-2011

Imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa, ossia i clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato (Fig. 3.24) è nettamente inferiore allo standard stabilito dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico.

A eccezione delle prestazioni di preventivazione per lavori complessi e di esecuzione di lavori semplici, per le rimanenti prestazioni può essere osservato che i tempi medi si attestano su valori pari a circa la

metà dello standard fissato. Per esempio la verifica della pressione di fornitura viene mediamente erogata in 4,9 giorni lavorativi rispetto ai 10 fissati dalla RQDG.

La prestazione preventivazione esecuzione lavori semplici, viceversa, viene mediamente erogata in 9,1 giorni lavorativi rispetto allo standard specifico pari a 10 giorni lavorativi.

Passando alla preventivazione per lavori complessi questa viene erogata in un quarto del tempo fissato, pari a 40 giorni lavorativi.

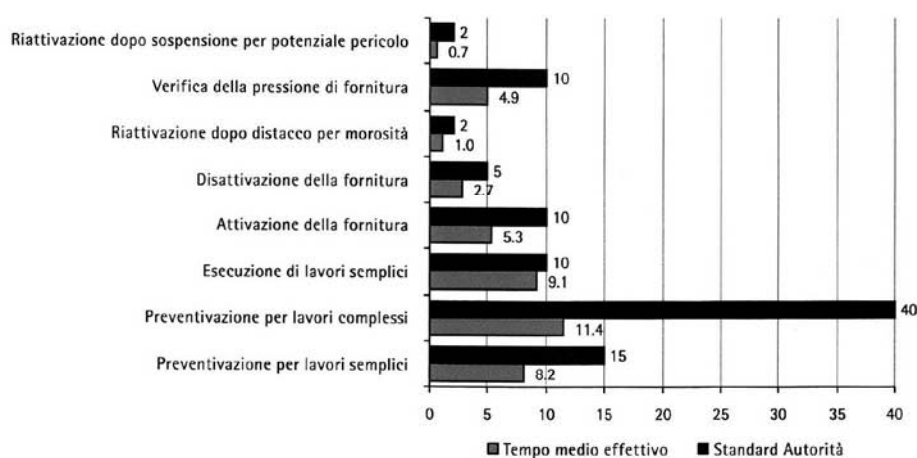


FIG. 3.24

Confronto tra tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino a G6

Anno 2011; distributori con più di 5.000 clienti finali; giorni lavorativi

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

La tavola 3.60 confronta i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6.

Il numero complessivo di prestazioni è in lieve crescita rispetto al 2010. Le prestazioni che aumentano in termini di richieste del cliente sono: la disattivazione della fornitura, la riattivazione in caso di distacco per morosità, gli appuntamenti personalizzati e quelli posticipati. Anche nel 2011 la prestazione più numerosa è quella relativa agli appuntamenti posticipati. Da sola rappresenta il 45% del totale delle prestazioni erogate. Segue l'attivazione della fornitura, che registra il 21%.

Mettendo a confronto i due anni, 2010 e 2011, può essere osservato un generale aumento dei tempi medi effettivi, pur attestandosi su

valori ampiamente al di sotto degli standard fissati. Un incremento si registra per la verifica della pressione di fornitura. A fronte di un numero di richieste diminuito, il tempo registrato passa da 4,1 giorni lavorativi del 2010 a 4,9 del 2011. Anche per l'attivazione della fornitura si rileva un aumento del tempo medio effettivo, che passa da 3,7 giorni lavorativi del 2010 a 5,3 giorni lavorativi del 2011.

La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è l'attivazione della fornitura. Gli indennizzi automatici corrisposti a causa del mancato rispetto dello standard fissato pari a 10 giorni lavorativi, sono quasi raddoppiati se confrontati allo scorso anno (5.986 contro i 2.277 del 2010). Seguono per numerosità gli indennizzi automatici erogati per mancata puntualità agli appuntamenti personalizzati.

TAV. 3.60

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

Anni 2010-2011

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	224.867	5,6	2.249
Preventivazione per lavori complessi	40 giorni lavorativi	7.626	10,8	36
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	168.340	6,4	3.019
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	720.808	3,7	2.277
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	419.831	2,7	3.779
Riattivazione fornitura dopo distacco per morosità	2 giorni feriali	95.151	0,9	706
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	374	4,1	0
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.432.362	-	4.895
Riattivazione della fornitura dopo distacco per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	20.144	0,6	248
Appuntamenti posticipati	2 ore	174.307	-	697
TOTALE 2010		3.263.810	-	17.906
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	214.984	8,2	2.383
Preventivazione per lavori complessi	40 giorni lavorativi	7.338	11,4	32
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	162.883	9,1	3.203
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	697.957	5,3	5.986
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	428.435	2,7	4.189
Riattivazione fornitura dopo distacco per morosità	2 giorni feriali	102.512	1,0	883
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	311	4,9	3
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.487.213	-	5.092
Riattivazione della fornitura dopo distacco per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	17.673	0,7	236
Appuntamenti posticipati	2 ore	193.546	-	696
TOTALE 2011		3.312.852	-	22.703

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Con lo scopo di assicurare la coerenza con le disposizioni previste dal Testo integrato della qualità della vendita, sono stati individuati due standard specifici concernenti la messa a disposizione – da parte dell'impresa distributrice – di dati tecnici richiesti dai venditori, distinguendo tra quelli acquisibili con lettura del gruppo di misura e altri dati tecnici. È stato, altresì, introdotto un indennizzo automatico di € 20 che il distributore è tenuto a versare al venditore in caso di mancato rispetto dei tempi massimi stabiliti per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi, crescente in relazione al ritardo nell'esecuzione della prestazione. La regolazione in materia è entrata in vigore dall'1 luglio 2009. La tavola 3.61 riporta i dati

relativi al numero di richieste, al numero di indennizzi corrisposti ai venditori e al relativo ammontare, con riferimento agli anni 2010 e 2011. I dati si riferiscono a tutti i clienti finali alimentati in bassa pressione. Mettendo a confronto i due anni si osserva che il numero complessivo di richieste è aumentato, soprattutto le richieste relative ad altri dati tecnici. Di conseguenza anche gli indennizzi hanno registrato un significativo incremento. Entrambe le prestazioni vengono effettuate con ritardo. In particolare la richiesta dei dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura nel 2011 viene mediamente erogata in 15,6 giorni lavorativi, a fronte di 7,75 giorni lavorativi nel 2010.

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO RICHIESTE	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI	AMMONTARE INDENNIZZI AUTOMATICI	TEMPO MEDIO EFFETTIVO
Richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10	21.976	1.139	65.620,00	7,75
Richiesta di altri dati tecnici	15	13.748	1.517	105.290,00	14,15
TOTALE 2010	-	35.724	2.656	170.910,00	-
Richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10	26.287	4.774	241.023	15,6
Richiesta di altri dati tecnici	15	31.349	5.756	306.203	18,4
TOTALE 2011	-	57.636	10.530	547.226,20	-

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

TAV. 3.61

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori

Imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali; standard e tempo medio effettivo in giorni lavorativi; ammontare in €

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Nel periodo 1 ottobre 2010 - 30 settembre 2011, settimo anno di attuazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40/04, il numero degli impianti di utenza nuovi accertati diminuisce rispetto a quelli registrati nell'anno termico precedente (pari a 350.056). Le tavole 3.62

e 3.63 danno conto degli accertamenti effettuati. La prima contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica. La seconda tavola suddivide gli accertamenti effettuati per tipologia dimensionale delle imprese distributrici. Sono messe in evidenza le richieste con accertamento positivo, le richieste con accertamento negativo e gli impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 34,8 kW	280.705	4.764	3.953
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	41.821	975	757
> 116 kW	4.657	186	149
TOTALE	327.183	5.925	4.859

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

TAV. 3.62

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori

Anno termico 2010-2011

TAV. 3.63

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori di gas in funzione della dimensione del distributore

Anno termico 2010-2011

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grandi	260.516	4.265	3.280
Medi	55.065	1.344	1.315
Piccoli	11.602	316	264
TOTALE	327.183	5.925	4.859

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Qualità del trasporto

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185/05, e sue successive modifiche e integrazioni, l'Autorità ha introdotto le disposizioni cui ogni impresa di trasporto deve attenersi al fine di garantire un monitoraggio più puntuale della misura del PCS e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali. La delibera attribuisce all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la misura sia affidabile e tempestiva, e stabilisce che gli apparati di misura siano resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità; ciò vale anche per

i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto. Nei punti di ingresso delle reti di trasporto il provvedimento prescrive la misura e il controllo del PCS e di altri parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi.

Sulla base dei dati forniti dai trasportatori di gas naturale si rileva che risultano installati 262 gascromatografi, di cui 215 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo e 47 nei punti di ingresso della rete di trasporto. Relativamente alla proprietà degli apparati i dati comunicati dai trasportatori evidenziano che 179 appartengono alle stesse imprese e 83 appartengono a terzi.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

L'Indagine effettuata dall'Istat (vedi l'analogo paragrafo nel Capitolo 2 di questo volume) per l'anno 2011 ha monitorato a livello regionale la soddisfazione dei clienti domestici relativamente ad aspetti oggetto di regolazione¹⁹.

In particolare ha rilevato la soddisfazione inerente alla frequenza di lettura dei contatori, alla comprensibilità della bolletta e al giudizio in merito all'informazione sui servizi. L'Indagine è stata svolta coinvolgendo un campione di circa 24.000 famiglie. Nel 2011 il livello generale di soddisfazione della clientela è ulteriormente diminuito rispetto all'anno precedente (Tav. 3.64). Relativamente alla

differenziazione della soddisfazione dal punto di vista geografico, si può osservare che il grado di soddisfazione del Nordest ha registrato, in assoluto, il valore più basso. Il Sud e le Isole registrano la soddisfazione più alta insieme al Nordovest.

Coerentemente a quanto osservato per la soddisfazione complessiva, anche per i singoli fattori (frequenza della lettura, comprensibilità della bolletta, informazioni sul servizio) va evidenziata una sensibile diminuzione della soddisfazione (Tav. 3.65). In particolare si osserva un minor gradimento rispetto all'anno precedente relativamente al fattore "comprensibilità della bolletta".

TAV. 3.64

Soddisfazione complessiva
per il servizio gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto
soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

ANNO	NORD OVEST	NORD EST	CENTRO	SUD	ISOLE	ITALIA
1998	94,9	94,5	94,3	94,5	89,6	94,5
1999	95,0	94,8	95,7	95,1	95,6	95,2
2000	94,6	94,0	94,9	94,9	91,5	94,5
2001	94,7	94,5	94,3	96,0	96,3	94,9
2002	95,4	93,1	95,0	94,0	94,6	94,6
2003	94,7	94,3	94,6	93,9	90,8	94,3
2005	94,7	92,3	92,9	92,5	95,3	93,4
2006	92,9	91,5	92,7	92,9	93,3	92,6
2007	94,2	91,1	93,7	94,0	93,4	93,4
2008	92,4	88,1	91,6	90,6	92,0	90,9
2009	91,9	89,3	92,6	92,6	92,2	91,7
2010	91,4	90,0	92,5	91,3	89,8	91,2
2011	91,9	87,7	90,5	92,1	92,4	90,8

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2011.

¹⁹ Dal 2004 l'Indagine viene svolta ogni anno nel mese di febbraio, mentre fino al 2003 la rilevazione si svolgeva nel corso del mese di novembre; a causa di ciò non sono disponibili i risultati della rilevazione per l'anno 2004.

TAV. 3.65

Soddisfazione globale e per i
diversi aspetti del servizio gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto
soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

ANNO	FREQUENZA LETTURA	COMPRESIBILITÀ BOLLETTA	INFORMAZIONI SUL SERVIZIO	SODDISFAZIONE GLOBALE
1998	86,1	80,2	79,4	94,5
1999	86,9	81,5	81,1	95,2
2000	85,7	79,6	79,5	94,5
2001	82,9	80,4	79,0	94,9
2002	82,4	78,4	77,3	94,6
2003	81,0	77,0	75,8	94,3
2005	78,5	74,4	72,9	93,4
2006	80,9	74,4	73,2	92,6
2007	82,0	75,2	74,8	93,4
2008	78,6	69,5	69,2	90,9
2009	79,0	71,2	71,4	91,7
2010	74,1	67,3	66,7	91,2
2011	73,7	64,7	65,5	90,8

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2011.

Autorità per l'energia elettrica e il gasRelazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

*Redazione*Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione strategie e studi
Piazza Cavour, 5 - 20121 Milano
Tel. 02655651
e-mail: info@autorita.energia.it

Allea S.r.l.

Impaginazione

Pomilio Blumm S.r.l.

Stampa

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato



Attività svolta

Capitolo 1

Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali

Evoluzione della legislazione europea

Regolamento sulla trasparenza dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica
Orientamenti del Consiglio europeo per una politica energetica europea
Pacchetto infrastrutture energetiche
Proposta di direttiva in materia di efficienza energetica
Comunicazioni della Commissione europea per le relazioni con i paesi extra europei e per le smart grids
Strategia energetica europea al 2050

Coordinamento internazionale

Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea
Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

Evoluzione della legislazione italiana

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni

Segnalazioni
Pareri e proposte al Governo
Audizioni presso il Parlamento
Rapporti con le altre istituzioni

Capitolo 2

Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling
Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

Regolamentazione delle reti

Regolamentazione tecnica: servizio di dispacciamento
Regolamentazione tecnica delle reti
Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti
Regolamentazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi
Misure di salvaguardia del sistema elettrico
Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti
Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Promozione della concorrenza

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati
Promozione della tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita

Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti
Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

Capitolo 3

Regolamentazione nel settore del gas

Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling
Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

Regolamentazione delle reti

Regolamentazione tecnica: servizi di bilanciamento
Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi
Regolamentazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione
Misure di salvaguardia del sistema gas
Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti
Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere
Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari

Promozione della concorrenza

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza del mercato al dettaglio

Capitolo 4

Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali

Tutela dei consumatori

Mercato elettrico
Mercato del gas
Mercato elettrico e del gas
Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori
Rapporti con le associazioni dei consumatori
Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas
Valutazione dei reclami e risoluzione delle controversie dei consumatori
Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie
Iniziative a favore dei clienti vulnerabili
Conformità della regolazione della tutela dei consumatori con il Terzo pacchetto energia

Efficienza energetica negli usi finali

Attività di regolazione

Attività di gestione e divulgazione

Capitolo 5

Attuazione della regolamentazione e contenzioso

Attività propedeutica alla regolamentazione

Attività di consultazione

Analisi di impatto della regolazione

Provvedimenti assunti

Risoluzione delle controversie dei soggetti regolati, conciliazioni e arbitrati

Indagini, vigilanza e controllo, sanzioni

Indagini e istruttorie conoscitive

Vigilanza e controllo

Attività di verifica sul rispetto del divieto di traslazione
della maggiorazione Ires

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

Contenzioso

Capitolo 6

Organizzazione, comunicazione e risorse

Organizzazione e Piano strategico triennale

Comunicazione

Risorse umane e sviluppo del personale

Gestione economico-finanziaria

Tav. 1.1	Riduzioni attese di emissioni rispetto al 1990 per settore
Tav. 2.1	Progetti ammessi al trattamento incentivante
Tav. 2.2	Dettaglio degli oneri A_3
Tav. 2.3	Ripartizione delle risorse finanziarie del Piano operativo annuale 2011 per la ricerca di sistema elettrico nazionale
Tav. 2.4	Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2011 e organismi di ricerca/società responsabili dei progetti
Tav. 3.1	Revisione degli obblighi di messa in servizio dei gruppi di misura teleletti/telegestiti
Tav. 4.1	Fornitori di ultima istanza individuati per l'anno termico 2011-2012
Tav. 4.2	Chiamate pervenute al call center dello Sportello per il consumatore di energia
Tav. 4.3	Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dal call center dello Sportello per il consumatore di energia
Tav. 4.4	Standard generali di qualità dei call center
Tav. 4.5	Aziende di vendita di energia elettrica e gas interessate alla pubblicazione comparativa nel I e II semestre 2011 (punteggio globale IQT)
Tav. 4.6	Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2010, nel 2011 e nel primo trimestre 2012
Tav. 4.7	Argomenti delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2010, nel 2011 e nel primo trimestre 2012.
Tav. 4.8	Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2010, nel 2011 e nel primo trimestre 2012
Tav. 4.9	Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2010, nel 2011 e nel primo trimestre 2012
Tav. 4.10	Comunicazioni relative a forniture dual fuel ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2010, nel 2011 e nel primo trimestre 2012
Tav. 4.11	Argomenti delle comunicazioni relative alle forniture dual fuel ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2010, nel 2011 e nel primo trimestre 2012
Tav. 4.12	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico e fisico
Tav. 4.13	Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico
Tav. 4.14	Stato di adempimento dell'art. 37, lettera n), e art. 41, lettera o), delle Direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE
Tav. 5.1	Sintesi delle attività di consultazione
Tav. 5.2	Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2010 e 2011
Tav. 5.3	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2006-2011
Tav. 5.4	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2006-2011
Tav. 5.5	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio
Tav. 5.6	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica alle quali è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione
Tav. 5.7	Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas
Tav. 5.8	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di sicurezza del servizio

Tav. 5.9	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio
Tav. 5.10	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di pronto intervento
Tav. 5.11	Verifiche ispettive nei confronti di venditori di energia elettrica in materia di qualità dei servizi di vendita con particolare riferimento alla risposta motivata ai reclami scritti e alla risposta a richieste scritte di informazioni
Tav. 5.12	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di tariffe e di separazione amministrativa e contabile (unbundling)
Tav. 5.13	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di stoccaggio del gas in materia di tariffe e di separazione amministrativa e contabile (unbundling)
Tav. 5.14	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete di impianti di produzione
Tav. 5.15	Verifiche ispettive nei confronti di impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammessi alla reintegrazione dei costi a partire dall'anno 2011
Tav. 5.16	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di tariffe
Tav. 5.17	Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte in collaborazione con la CCSE e il GSE
Tav. 5.18	Procedimenti sanzionatori gestiti nel 2011
Tav. 5.19	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2011
Tav. 5.20	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2011
Tav. 5.21	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa passata in giudizio di secondo grado dal 1997 al 2011
Tav. 6.1	Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità
Tav. 6.2	Composizione del personale al 31 dicembre 2011 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento
Tav. 6.3	Retribuzione lorda per carriera e grado
Tav. 6.4	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto

Indice delle figure

Fig. 2.1	Gettito della componente A_5
Fig. 4.1	Livello di qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali nel 2011
Fig. 4.2	Tempo medio di attesa dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali nel 2011
Fig. 4.3	Andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni complessivamente ricevute dall'Autorità e dallo Sportello per il consumatore di energia
Fig. 4.4	Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica nell'anno 2012
Fig. 4.5	Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di gas naturale nell'anno 2012
Fig. 4.6	Evoluzione nel tempo della ripartizione tra settori d'intervento dei risparmi certificati dall'avvio del meccanismo
Fig. 5.1	Operatori sottoposti alla vigilanza Robin Tax
Fig. 5.2	Variazioni positive del margine di contribuzione dovute all'effetto prezzo rispetto ai corrispondenti semestri precedenti l'introduzione del divieto di traslazione per gli operatori sottoposti alla vigilanza Robin Tax

Indice dei riquadri

Corridoi e aree di sviluppo delle infrastrutture nella proposta di regolamento
Energy Roadmap 2050: scenari a confronto
Le principali pubblicazioni del CEER nel 2011

PAGINA BIANCA

1.

Indirizzi di politica
energetica e rapporti
istituzionali

Evoluzione della legislazione europea

Nell'anno appena trascorso, l'attenzione delle istituzioni comunitarie, coerentemente con le indicazioni del Consiglio europeo del 4 febbraio 2011 dedicato ai temi dell'energia, è stata rivolta soprattutto all'implementazione delle misure per la creazione di un mercato interno europeo dell'energia con l'obiettivo di renderlo pienamente integrato e interconnesso entro il 2014 attraverso lo sviluppo di Codici di rete europei, del *market coupling*, della cooperazione fra l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* – ACER) e i regolatori nazionali e i gestori di rete, di cui si dà conto più oltre in questo Capitolo.

Sul piano normativo, sempre in coerenza con le indicazioni del Consiglio europeo del 4 febbraio 2011, in corso d'anno è stato adottato il regolamento sull'integrità e la trasparenza

dei mercati (*Regulation on wholesale Energy Markets Integrity and Transparency* – REMIT), entrato in vigore il 28 dicembre 2011.

Nel 2011 la Commissione europea ha definito la strategia energetica europea al 2020, delineata a fine 2010, pubblicando nuove proposte normative per lo sviluppo delle infrastrutture transeuropee e per la promozione dell'efficienza energetica, nonché comunicazioni sulle relazioni in campo energetico con i paesi extra europei e sulle *smart grids*.

Al contempo è stata avviata la riflessione sulle strategie energetiche europee con orizzonti temporali di lungo termine, attraverso la pubblicazione sia della *roadmap* per l'energia al 2050, sia della consultazione pubblica in merito alla strategia europea per lo sviluppo delle rinnovabili.

Regolamento sulla trasparenza dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica

Il 25 Ottobre 2011 il Consiglio e il Parlamento europeo hanno approvato il REMIT (regolamento (CE) 1227/2011) che è entrato in vigore il 28 dicembre 2011 a venti giorni dalla sua pubblicazione nella *Gazzetta Ufficiale* europea.

Gli scopi del regolamento sono accrescere la trasparenza e migliorare il funzionamento dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, attraverso l'adozione di regole di sorveglianza e di prevenzione degli abusi di mercato relativamente alla manipolazione (o tentata manipolazione) di mercato e all'*insider trading*. L'adozione del regolamento segue il parere espresso congiuntamente dal *Committee of European Securities Regulators* (CESR) e dall'*European Regulator's Group for Electricity and Gas* (ERGEG), nel dicembre 2008, a favore di un regime specifico di sorveglianza dei mercati all'ingrosso dell'energia.

Il regolamento REMIT introduce a livello europeo regole specifiche per la sorveglianza dei mercati all'ingrosso dell'energia, volte a:

- definire le pratiche abusive in tema di manipolazione (o tentata manipolazione) di mercato e *insider trading*;
- vietare le suddette pratiche abusive nei mercati dell'energia all'ingrosso;
- definire un nuovo quadro di regole per il monitoraggio dei mercati dell'energia all'ingrosso, volte a identificare e a contrastare casi di manipolazione (o tentata manipolazione) di mercato e *insider trading*;
- stabilire che le Autorità nazionali di regolazione dispongano dei necessari poteri di indagine, di *enforcement* e di sanzione

relativamente ai suddetti divieti, entro 18 mesi dall'entrata in vigore del regolamento.

Il regolamento stabilisce che l'ACER assicuri il coordinamento tra le Autorità nazionali di regolazione, in particolare rispetto a ipotesi di comportamenti abusivi di natura transfrontaliera.

Inoltre, sono previste disposizioni in materia di cooperazione tra l'ACER, l'*European Securities and Market Authority* (ESMA), le Autorità di regolazione nazionale, le Autorità antitrust e finanziarie nazionali, le altre Autorità competenti, al fine di favorire la condivisione delle informazioni e l'efficace sorveglianza dei mercati.

Contestualmente alla definizione di nuove regole per i mercati all'ingrosso dell'energia, la Commissione europea sta svolgendo un ampio processo di revisione della regolamentazione finanziaria per colmare i vuoti regolatori esistenti, e resi evidenti, dalla crisi economico-finanziaria originatasi nel 2008. In particolare, la Commissione europea sta lavorando a una riforma della regolazione finanziaria finalizzata principalmente a prevenire il verificarsi di crisi sistemiche e a favorire una migliore vigilanza delle istituzioni e dei mercati finanziari, attraverso la revisione delle esistenti direttive MiFID (*Markets in Financial Instruments Directive*) e MAD (*Market Abuse Directive*), nonché attraverso l'adozione di nuove regole, per esempio con la proposta di regolamento EMIR (*European Market Infrastructure Regulation*) in materia di derivati OTC (*over-the-counter*).

Orientamenti del Consiglio europeo per una politica energetica europea

Le Conclusioni del Consiglio europeo del 4 febbraio 2011, dedicato principalmente ai temi dell'energia e dell'innovazione, hanno avuto un'importanza centrale nell'orientare il dibattito interistituzionale sulla politica energetica europea e sulla produzione di nuove proposte di normativa. A un anno di distanza il Consiglio europeo dell'1-2 marzo 2012 ne riconferma gli orientamenti, ponendo in particolare l'accento sul completamento del mercato interno dell'energia attraverso l'implementazione del Terzo pacchetto energia e lo sviluppo delle infrastrutture transfrontaliere. Oltre all'approvazione del regolamento sull'integrità e la trasparenza dei mercati, di cui si è dato conto più sopra, le priorità evidenziate dal Consiglio riguardavano:

- l'implementazione delle misure per la creazione di un mercato interno europeo, pienamente integrato e interconnesso entro il 2014;
- lo sviluppo di Codici di rete europei e del *market coupling* attraverso la cooperazione fra l'ACER, i regolatori nazionali e i gestori di rete;
- l'accelerazione di un Piano di ammodernamento e sviluppo delle infrastrutture affinché entro il 2015 nessuno Stato membro sia isolato dalla rete;
- la definizione di un Piano europeo di efficienza energetica e la valutazione dei rispettivi Piani nazionali in funzione degli obiettivi del Pacchetto clima e ambiente 20-20-20;
- l'implementazione della direttiva sulle energie rinnovabili 2009/28/CE e il monitoraggio dei relativi sistemi nazionali di incentivazione;
- la promozione di standard per i veicoli elettrici nel 2011, per le *smart grids* e per gli *smart meters* entro il 2012;
- il rafforzamento delle relazioni esterne dell'Unione europea con

i paesi produttori, di transito e consumatori, attraverso nuove proposte da parte della Commissione, da pubblicarsi entro il giugno 2011, in tema di sicurezza delle forniture e di cooperazione internazionale; l'opportunità di estendere e rafforzare l'*Energy Community Treaty* con i paesi confinanti;

- l'obbligo per gli Stati membri, da gennaio 2012, di informare regolarmente la Commissione relativamente agli accordi bilaterali con paesi terzi in essere e a venire;
- lo sviluppo di una strategia energetica a basso contenuto di carbonio al 2050 che permetta il raggiungimento dell'obiettivo unilaterale dell'Unione europea di riduzione dell'85-90%, rispetto ai livelli del 1990, delle emissioni di gas serra entro il 2050.

Mentre il ruolo dei regolatori europei e dell'ACER, in particolare nel percorso verso il mercato interno dell'energia, viene illustrato più oltre nel Capitolo, qui di seguito sono descritte le nuove proposte della Commissione europea in materia di sviluppo e ammodernamento delle infrastrutture (proposta di regolamento al Parlamento e al Consiglio sulle *Linee guida* per le infrastrutture energetiche transeuropee, che sostituisce la decisione 2364/2006/CE dell'ottobre 2011) e di efficienza energetica (proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio sull'efficienza energetica del giugno 2011), che hanno caratterizzato il dibattito istituzionale in corso d'anno.

Sono richiamati inoltre di seguito i principali lineamenti delle comunicazioni della Commissione europea in tema di *smart grids* (aprile 2011), di sicurezza delle forniture e di cooperazione internazionale (settembre 2011).

Pacchetto infrastrutture energetiche

L'ammodernamento delle infrastrutture e lo sviluppo delle interconnessioni sono considerati due requisiti essenziali per il settore energetico dell'Unione europea. Nonostante i Piani decennali di investimento europei previsti dal Terzo pacchetto energia¹ siano uno strumento importante per la pianificazione di medio periodo, lo sviluppo di nuove tecnologie (stoccaggio elettrico, *smart grids*, cattura e stoccaggio di CO₂, cogenerazione), l'esigenza di assicurare la sicurezza delle forniture (diversificazione forniture gas via *pipeline*, stoccaggi e infrastrutture petrolifere) e le problematiche di approvazione e finanziamento dei progetti impongono comunque una revisione strategica della pianificazione infrastrutturale a livello europeo nel medio periodo. Con la comunicazione *Energy Infrastructure priorities for 2020 and beyond – A blueprint for an integrated European network* (COM 2010, 677 final del 17 novembre 2010, vedi la *Relazione Annuale 2011*), la Commissione europea aveva iniziato a definire i lineamenti di una nuova politica europea per le infrastrutture, volta a coordinare e ottimizzare le reti energetiche europee anche evidenziando la necessità di superare il quadro di pianificazione esistente, basato sul *Trans-European Network Energy* (TEN-E). Il Consiglio europeo dedicato ai temi dell'energia del febbraio 2014, come ricordato, ne ha sollecitato la realizzazione attraverso apposite nuove proposte normative.

Il 29 giugno 2011, nel quadro dei documenti del Piano pluriennale di finanziamento europeo (2014-2020), la comunicazione *A budget for Europe 2020*, la Commissione ha presentato il progetto *Connecting Europe facilities* per il completamento delle infrastrutture essenziali, energetiche, di trasporto e digitali, cui ha allocato complessivamente 40 miliardi di euro. Di questi, 9,1 miliardi di euro dovranno essere allocati allo sviluppo delle infrastrutture energetiche essenziali a fronte comunque di una

stima di investimento effettivo, fra il 2011 e il 2020, di circa 200 miliardi di euro (di cui circa 140 miliardi di euro per il settore elettrico, 70 per quello gas e 2,5 per il trasporto di CO₂).

Dopo un'ampia consultazione con gli *stakeholders*, alla quale i regolatori europei hanno partecipato attivamente, nell'ottobre 2011 la Commissione europea ha presentato una proposta di regolamento per lo sviluppo delle infrastrutture energetiche transeuropee (*Regulation on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision n. 1364/2006/EC*, COM 2011/658 final); essa definisce i principali orientamenti per lo sviluppo e l'interoperabilità di reti energetiche transeuropee, finalizzati alla piena integrazione del mercato unico europeo e al raggiungimento degli obiettivi in termini di sostenibilità, competitività, nonché sicurezza degli approvvigionamenti energetici di sviluppo sostenibile, fissati dalla strategia energetica europea al 2020.

Sono state in particolare identificate nuove regole volte al superamento delle principali criticità per lo sviluppo delle reti transnazionali di energia elettrica e gas, che riguardano: il rilascio delle autorizzazioni necessarie, la modalità di ripartizione dei costi fra diversi paesi attraversati dalle infrastrutture e la reperibilità delle risorse finanziarie necessarie.

In primo luogo il regolamento indica dodici corridoi e aree di sviluppo delle infrastrutture per l'elettricità, il gas, il petrolio e le infrastrutture di trasporto di CO₂ (vedi il seguente box), considerati essenziali per lo sviluppo delle infrastrutture transeuropee strategiche. A fronte di tali priorità, identificate dalla Commissione europea, dovranno essere individuati progetti di interesse comune (PIC) selezionati sulla base di criteri predefiniti. Il regolamento stabilisce quindi le regole per identificare i PIC che la Commissione stessa stima in circa 100 nel settore dell'energia elettrica e 50 in quello del gas

¹ Il Terzo pacchetto energia, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione europea il 14 agosto 2009, si compone di cinque misure normative: il regolamento (CE) 713/2009 che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia, le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE in materia di energia elettrica e gas naturale, e i regolamenti (CE) 714/2009 e (CE) 715/2009 in materia di accesso alle infrastrutture di trasmissione/trasporto.

² Comunicazione della Commissione *Energy Strategy 2011-2010* (COM 2010, 639 final del novembre 2010).

naturale. L'elenco dei PIC è redatto dalla Commissione europea sulla base di una proposta, formulata da gruppi di lavoro regionali (composti da rappresentanti degli Stati membri, dei regolatori, degli operatori di rete, della Commissione, dell'ACER e degli *European Network Transmission System Operators* – ENTSO), aggiornata con cadenza biennale e previo parere dell'ACER.

In secondo luogo il regolamento contempla per i PIC un particolare "regime di interesse comune", volto ad accelerare notevolmente e rendere più trasparente il processo di autorizzazione (tre anni al massimo) rispetto alle procedure normali. È previsto il coordinamento di un'Autorità nazionale competente che ogni Stato membro dovrà designare.

In terzo luogo il regolamento definisce una metodologia e un processo per sviluppare un'analisi costi/benefici, per l'intero sistema energetico, armonizzati per i PIC del gas e dell'energia elettrica. Tale metodologia è proposta dalle associazioni di gestori dei sistemi di trasporto (ENTSOs) e soggetta

all'approvazione dell'ACER. I regolatori nazionali, sulla base di tale metodologia, sono chiamati ad allocare i costi dei PIC considerando i benefici che ne avrebbero i paesi coinvolti. Nello specifico, spetta ai regolatori nazionali trovare una copertura tariffaria ai costi dei PIC e, laddove esistano rischi più alti, anche opportuni incentivi. L'ACER interviene qualora l'accordo fra i regolatori nazionali non venga raggiunto entro sei mesi.

Infine, il regolamento definisce le condizioni di eleggibilità per ogni categoria dei PIC per accedere ai finanziamenti dell'Unione europea sotto il programma *Connecting Europe Facilities* sia per gli studi di fattibilità (per tutti i PIC con l'eccezione di quelli del settore petrolifero), sia per la costruzione (per tutti i PIC relativi alle reti intelligenti e al trasporto di biossido di carbonio, nonché per quelli inerenti all'elettricità e al gas per i quali è stata riconosciuta una allocazione dei costi fra paesi diversi). Entro il 2017 la Commissione europea è tenuta a pubblicare un rapporto sull'implementazione dei PIC.

Proposta di direttiva in materia di efficienza energetica

Le proposte della Commissione europea in materia di efficienza energetica fanno seguito alle indicazioni del Consiglio europeo del 4 febbraio 2011, ribadite dal Consiglio energia (10 giugno 2011) e dal Parlamento europeo, e finalizzate a raggiungere l'obiettivo di ridurre del 20% il consumo energetico dell'Unione europea previsto per il 2020. Le proposte riguardano, da un lato, l'elaborazione di un Piano per l'efficienza energetica e, dall'altro, una nuova proposta di direttiva in materia.

Nel mese di marzo 2011 è stata pubblicata la comunicazione della Commissione europea *Energy Efficiency Plan* (COM 2011, 109,

final). Il Piano si è reso necessario in quanto, sulla base degli impegni sinora adottati dagli Stati membri, la Commissione ha valutato che l'obiettivo di riduzione del 20% dei consumi energetici al 2020 potrà essere raggiunto solo al 50%. Il documento ha individuato i settori prioritari di intervento (edilizia, trasporti e industria) e gli strumenti specifici di promozione dell'efficienza energetica che sarebbe comunque necessario adottare per raggiungere l'obiettivo al 2020. In particolare, se entro il 2013 la Commissione valuterà insufficienti gli impegni nazionali degli Stati membri, adottati su base volontaria, proporrà la definizione di obiettivi nazionali vincolanti sulla falsariga

-- Si tratta delle istituzioni create dal Terzo pacchetto energia: l'Agenzia di cooperazione dei regolatori di energia e le Associazioni europee degli operatori di rete (ENTSO).

Corridoi e aree di sviluppo
delle infrastrutture nella
proposta di regolamento

CORRIDOI PRIORITARI DELL'ELETTRICITÀ

(1) Rete offshore nei mari del Nord (Northern Seas offshore grid – NSOG): rete elettrica offshore integrata nel Mare del Nord, nel Mare d'Irlanda, nella Manica, nel Mar Baltico e nelle acque confinanti per trasportare elettricità dalle fonti di energia rinnovabili offshore ai centri di consumo e stoccaggio, nonché per aumentare lo scambio di elettricità transfrontaliero. Stati membri interessati: Belgio, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Lussemburgo, Paesi Bassi, Regno Unito, Svezia.

(2) Interconnessioni di elettricità Nord-Sud nell'Europa occidentale (NSI West Electricity): interconnessioni tra gli Stati membri della regione e i paesi terzi mediterranei, in particolare per integrare l'elettricità proveniente da fonti di energia rinnovabili. Stati membri interessati: Belgio, Francia, Germania, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Paesi Bassi, Portogallo, Spagna, Regno Unito.

(3) Interconnessioni di elettricità Nord-Sud nell'Europa centro-orientale e sud-orientale (NSI East Electricity): interconnessioni e linee interne nelle direzioni Nord-Sud ed Est-Ovest per completare il mercato interno e integrare la produzione a partire da fonti di energia rinnovabili. Stati membri interessati: Austria, Bulgaria, Cipro, Germania, Grecia, Italia, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria.

(4) Piano di interconnessione del mercato energetico del Baltico nell'elettricità (Baltic Energy Market Interconnection Plan – BEMIP elettricità): interconnessioni tra gli Stati membri nella regione del Baltico e consolidamento delle infrastrutture di rete interne, di conseguenza, per porre fine all'isolamento degli Stati baltici e promuovere l'integrazione del mercato nella regione. Stati membri interessati: Danimarca, Estonia, Finlandia, Germania, Lettonia, Lituania, Polonia, Svezia.

CORRIDOI PRIORITARI DEL GAS

(5) Interconnessioni del gas Nord-Sud nell'Europa occidentale (NSI West Gas): capacità di interconnessione dei flussi del gas Nord-Sud nell'Europa occidentale per diversificare ulteriormente le rotte di approvvigionamento e aumentare l'erogabilità del gas a breve termine. Stati membri interessati: Belgio, Francia, Germania, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Paesi Bassi, Portogallo, Regno Unito, Spagna.

(6) Interconnessioni del gas Nord-Sud nell'Europa centro-orientale e sud-orientale (NSI East Gas): collegamenti regionali del gas tra la regione del Mar Baltico, l'Adriatico e il Mar Egeo e il Mar Nero, in particolare per aumentare la diversificazione e la sicurezza dell'approvvigionamento di gas. Stati membri interessati: Austria, Bulgaria, Cipro, Germania, Grecia, Italia, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria.

(7) Corridoio meridionale del gas (Southern Gas Corridor – SGC): trasmissione del gas dal bacino del Mar Caspio, dall'Asia Centrale, dal Medio Oriente e dal bacino del Mediterraneo orientale all'Unione europea per aumentare la diversificazione dell'approvvigionamento di gas. Stati membri interessati: Austria, Bulgaria, Cipro, Francia, Germania, Grecia, Italia, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria.

(8) Piano di interconnessione del mercato energetico del Baltico nel gas (BEMIP gas): infrastruttura per porre termine all'isolamento dei tre Stati baltici e della Finlandia, oltre che alla loro dipendenza da un unico fornitore, e per aumentare la diversificazione degli approvvigionamenti nella regione del Mar Baltico. Stati membri interessati: Danimarca, Estonia, Finlandia, Germania, Lettonia, Lituania, Polonia, Svezia.

CORRIDOIO PRIORITARIO DEL PETROLIO

(9) Connessioni di approvvigionamento del petrolio nell'Europa centro-orientale (Oil supply connections – OSC): interoperabilità della rete di oleodotti in Europa centro-orientale per aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento e ridurre i rischi ambientali. Stati membri interessati: Austria, Germania, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Ungheria.

AREE TEMATICHE PRIORITARIE

(10) Sviluppo di reti intelligenti: adozione delle tecnologie di rete intelligenti nell'intero territorio dell'Unione europea per integrare in maniera efficiente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti collegati alla rete elettrica, in particolare la produzione di grandi quantità di elettricità a partire da fonti di energia rinnovabili o distribuite e la risposta alla domanda dei consumatori. Stati membri interessati: tutti.

(11) Autostrade elettriche: prime autostrade elettriche entro il 2020, in vista della costruzione di un sistema di autostrade elettriche in tutta l'Unione europea. Stati membri interessati: tutti.

(12) Rete transfrontaliera per il trasporto di biossido di carbonio: sviluppo di un'infrastruttura di trasporto del biossido di carbonio tra gli Stati membri e con i paesi terzi confinanti, in vista della realizzazione della cattura e dello stoccaggio del biossido di carbonio. Stati membri interessati: tutti.

della direttiva 2009/28/CE relativa alle fonti rinnovabili.

Il 22 giugno 2011 la Commissione europea ha pubblicato una proposta di direttiva in materia di efficienza energetica, che abroga e sostituisce le direttive sulla cogenerazione (2004/8/CE) e sui servizi energetici (2006/32/CE). La proposta traduce in misure vincolanti alcuni aspetti del Piano di efficienza energetica presentato l'8 marzo 2011, tra i quali le norme e gli standard di efficienza per l'Amministrazione pubblica. Agli Stati membri è richiesta la fissazione di obiettivi nazionali non vincolanti che tengano conto dell'obiettivo generale di ridurre del 20%, entro il 2020, il consumo di energia primaria nell'Unione europea e di realizzare ulteriori miglioramenti in questo ambito dopo il 2020. Restano in vigore unicamente le disposizioni della vigente direttiva sui servizi energetici (art. 4 della direttiva 2006/32/CE) che riguardano il conseguimento, entro il 2017, di un obiettivo indicativo di risparmio energetico del 9% sul consumo finale di energia di ciascuno Stato membro. Nel 2014 è prevista una valutazione, da parte della Commissione europea, sullo stato di attuazione della nuova direttiva, cui potrebbe far seguito una nuova proposta legislativa per fissare obiettivi obbligatori a livello nazionale, qualora si evidenziassero ritardi o difficoltà rispetto all'obiettivo europeo al 2020.

Sotto il profilo regolatorio i principali elementi di interesse dalla proposta di direttiva riguardano:

- l'introduzione di regimi obbligatori di efficienza energetica;
- gli obblighi in tema di misura, fatturazione e informazione dei consumatori;
- le norme per la promozione dell'efficienza energetica tramite infrastrutture per il riscaldamento e il raffreddamento;
- la regolazione tariffaria della trasmissione e della distribuzione elettrica.

Relativamente ai regimi obbligatori di efficienza energetica, gli Stati membri possono scegliere di imporre in capo ai distributori o ai venditori di energia obiettivi annuali di risparmio, pari all'1,5% dei volumi distribuiti/venduti nell'anno precedente. Questo livello risulta molto contenuto rispetto agli obiettivi dei meccanismi nazionali dei Titoli di efficienza energetica (TEE) esistenti in Europa, cui fa peraltro riferimento l'*Energy Efficiency Action Plan*. La possibile introduzione di

obblighi concernenti la riduzione dei consumi energetici (similmente a quanto avviene, per esempio, per la riduzione delle emissioni di gas serra) si è rivelata oggetto di perdurante dibattito che sta rallentando l'iter di approvazione della direttiva.

Le attività di misura e di fatturazione rispondono all'obiettivo di informare maggiormente il consumatore sui propri consumi energetici. La proposta prevede che gli Stati membri garantiscano ai clienti finali la scelta fra una bolletta elettronica e una cartacea, e che essi possano accedere agevolmente a informazioni complementari, utili per il controllo autonomo dei rispettivi costi storici. Le proposte specifiche presentano però limitazioni in termini applicativi. In particolare quelle in materia di misura risultano carenti riguardo all'analisi di fattibilità tecnica e ai costi/benefici per valutare correttamente l'impatto della loro adozione, e in più prevedono un programma di *roll out* dei contatori elettronici (100% di copertura degli utenti finali nel 2015) diverso e più stringente da quello contenuto nel Terzo pacchetto energia (80% degli utenti finali nel 2020). Altrettanto si può dire sia dei contenuti informativi previsti per la fatturazione dei consumi, che sono resi talvolta accessibili anche con strumenti alternativi alla bolletta, sia delle disposizioni vincolanti in materia di frequenza di fatturazione per tipologia di clienti (i.e. l'obbligo di fatturazione mensile basata sui consumi effettivi per l'energia elettrica e per il gas in caso di riscaldamento autonomo, bimensile per il gas in caso di riscaldamento centralizzato).

La proposta di direttiva prevede l'onere di dotare tutti i nuovi impianti di generazione termoelettrica (con potenza termica totale superiore a 20 MW) di un'unità di cogenerazione ad alto rendimento, e di ubicarli in siti dove il calore di scarto può essere usato per soddisfare la domanda di calore. Un obbligo analogo riguarda i rifacimenti/potenziamenti di impianti esistenti.

Le disposizioni in materia di regolazione tariffaria delle attività di trasporto e distribuzione contengono principi di natura generale, la cui applicazione risulta subordinata a una valutazione caso per caso (per esempio, eliminazione delle disposizioni regolatorie che incentivano "in modo non necessario" l'aumento dei volumi trasportati; introduzione di incentivi alla promozione del *demand response*, incluso il cosiddetto *dynamic pricing*).

Comunicazioni della Commissione europea per le relazioni con i paesi extra europei e per le smart grids

Il 7 settembre 2011, con una apposita comunicazione sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e sulla cooperazione internazionale, la Commissione ha delineato i contorni di una strategia globale per le relazioni esterne dell'Unione europea in ambito energetico. Nella comunicazione, in linea con una politica energetica europea comune tracciata sin dal 2007 e con le indicazioni del Consiglio del 4 febbraio 2011, la Commissione sottolinea in particolare l'opportunità di:

- coordinare il mercato interno per accrescere l'influenza esterna dell'Unione europea, diversificare le fonti e le tratte delle forniture;
- rafforzare l'integrazione con i paesi limitrofi (la Russia in particolare, nel contesto dell'*EU Russian energy dialogue*) e le *partnership* esistenti per garantire rifornimenti sicuri, sostenibili e competitivi;
- sviluppare l'accesso a fonti rinnovabili per i paesi in via di sviluppo (Africa del Nord in particolare);
- promuovere maggiormente le politiche energetiche europee oltre i propri confini (per esempio, in materia di sicurezza nucleare).

Sempre il 7 settembre la Commissione ha proposto una decisione volta a istituire un meccanismo per lo scambio di informazioni relative agli accordi intergovernativi nel settore energetico, stipulati

fra Stati membri e paesi terzi. Il meccanismo delineato dalla proposta è volto a facilitare il coordinamento a livello dell'Unione europea per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, la giusta operatività e il funzionamento del mercato interno dell'energia, nonché a creare la certezza normativa necessaria per le scelte di investimento. La decisione, che avrà valore sia per i nuovi contratti bilaterali sia per quelli esistenti, propone i seguenti passi:

- gli Stati membri dovranno presentare i testi esistenti di tutti i propri accordi internazionali nel settore energetico alla Commissione e questa renderà disponibili (tutelando necessariamente le informazioni commerciali ritenute confidenziali) ogni informazione relativa a tali accordi a tutti gli altri Stati membri;
- nel caso in cui uno Stato membro intenda stipulare nuovi accordi con paesi terzi, dovrà informarne la Commissione il prima possibile, e potrà richiedere l'assistenza della stessa nelle negoziazioni con il paese terzo, in modo da rafforzare la propria posizione negoziale;
- la Commissione potrà valutare, di sua iniziativa (entro quattro settimane da quando è stata informata della chiusura delle negoziazioni) o su richiesta dello Stato membro interessato, la compatibilità dei nuovi accordi con il diritto dell'Unione prima che l'accordo venga definitivamente siglato.

¹ Communication on security of Energy supply and International cooperation – The EU energy policy: engaging with other partners beyond our borders.

² Proposal for a decision of the European Parliament and the Council setting up an information exchange mechanism with regard to intergovernmental agreements between Member States and third countries in the field of energy.

Comunicazione sulle smart grids

La Commissione europea ha presentato, in coerenza con quanto richiesto dal Consiglio del 4 febbraio 2011, una comunicazione sulle *smart grids*, fissando le direzioni di *policy* che guideranno lo sviluppo delle reti elettriche europee. Le *smart grids* sono state definite dall'*European Smart Grid Task Force* della Commissione come reti elettriche in grado di integrare in maniera efficiente i comportamenti e le azioni di tutti gli utenti connessi con essa (generatori, consumatori e i soggetti che sono entrambi sia l'uno sia l'altro), per assicurare un sistema energetico economicamente efficiente e sostenibile con basse perdite e con un sistema di erogazione sicuro. Le attuali stime mostrano che le *smart grids* (e gli *smart meters*) potranno ridurre i consumi domestici annuali di energia del 10% e forse più, mentre le emissioni di CO₂ a livello globale potrebbero essere ridotte del 15% nel 2020. In Europa durante gli ultimi dieci anni sono stati investiti più di 5,5 miliardi di euro in circa 300 progetti *smart grids*, ma la Commissione, rilevando un consistente gap tra gli investimenti correnti e il grado di investimenti ottimali, ritiene che fino a quando non verrà definito un metodo di condivisione

dei costi equo e non sarà trovato il giusto equilibrio tra costi per investimenti a breve termine e profitti di lungo periodo, la volontà degli operatori di sostenere ogni investimento sarà limitata. Nel complesso diverse questioni dovranno essere affrontate il prima possibile per favorire lo sviluppo e l'utilizzo delle smart grids, in particolare:

- la definizione di standard tecnici comuni a livello europeo: (interoperabilità tra sistemi, protocolli di trasmissione comuni, standard ITC);
- la protezione dei dati degli utenti: facilitandone l'accesso e il controllo sui dati processati da terzi per favorire l'accettazione di questa tecnologia;
- la creazione di un contesto normativo atto a fornire incentivi per lo sviluppo e l'utilizzo di *smart grids*, in un contesto *market driven*, tenendo conto di domanda, offerta e costi;
- lo sviluppo di un mercato *retail* aperto e competitivo nell'interesse degli utenti;
- le modalità per garantire un continuo supporto all'innovazione tecnologica e di sistema, cercando anche di garantirne una rapida applicazione.

Strategia energetica europea al 2050

Con il Pacchetto clima ed energia 20-20-20 l'Unione europea ha adottato alcune misure orientate a ridurre le emissioni di gas serra del 20% (rispetto al livello del 1990) al 2020 e si è impegnata a ridurle del 30% nel caso in cui altri paesi industrializzati avessero preso analoghi impegni. Nell'ottobre 2009 il Consiglio europeo ha assunto un impegno unilaterale di lungo termine adottando un obiettivo di riduzione dell'85-90%, rispetto ai livelli del 1990, entro il 2050: la comunicazione della Commissione europea *A Roadmap for Moving to a Low Carbon Economy* (COM 2011, 112 *final*) del marzo 2011 prefigura il percorso

che l'Europa dovrà adottare per raggiungere tale obiettivo. A seguire, nel dicembre 2011 è stata pubblicata la comunicazione sulla *Energy Roadmap 2050* che delinea più nel dettaglio i diversi scenari per il conseguimento degli obiettivi specifici relativi al settore energetico.

Infine a dicembre 2011, sempre nell'ambito della riflessione sugli scenari di lungo termine, è stata avviata una consultazione pubblica per la messa a punto di una strategia energetica per le energie rinnovabili dopo il 2020, finalizzata alla definizione di una comunicazione della Commissione europea nel 2012.

TAV. 1.1

Riduzioni attese di emissioni
rispetto al 1990 per settore
Valori percentuali

SETTORI	2005	2030	2050
Energia elettrica (CO ₂)	-7	-54/-68	-93/-99
Industria manifatturiera (CO ₂)	-20	-34/-40	-83/-87
Trasporti (inclusa l'aviazione ed esclusi i trasporti marittimi)	+30	+20/9	-54/-67
Edilizia residenziale e servizi (CO ₂)	-12	-37/-53	-88/-91
Agricoltura (Non-CO ₂)	-20	-36/-37	-42/-49
Altri (emissioni diverse da quelle di CO ₂)	-30	-72/-73	-70/-78
TOTALE	-7	-40/-44	-79/-82

Fonte: Commissione europea, *A Roadmap for Moving to a Low Carbon Economy*, 2011.

Roadmap per un settore energetico a basso contenuto di carbonio nel 2050

La comunicazione della Commissione europea *A Roadmap for Moving to a Low Carbon Economy* del marzo 2011 contiene un'analisi delle tappe e degli impegni settoriali per raggiungere l'obiettivo di riduzione dell'85-90%, rispetto ai livelli del 1990, delle emissioni di gas serra entro il 2050.

In particolare identifica per i principali settori gli obiettivi intermedi al 2020 (-25%), 2030 (-40%), 2040 (-60%) e 2050 (-85-90%) che si traducono in una riduzione media annua dell'1% nella prima decade, dell'1,5% nella seconda e del 2% nelle due rimanenti.

Un ruolo particolare gioca in questo scenario il settore elettrico, di cui si prevede una quasi completa decarbonizzazione entro il 2050, basata su una crescita sostanziale dell'efficienza energetica, sul progressivo aumento della quota di tecnologie a basso contenuto di carbonio nella generazione elettrica (i.e. energie rinnovabili, combustibili fossili trattati con tecniche di cattura e stoccaggio di carbonio e nucleare) e sullo sviluppo di adeguati investimenti nelle reti, oltre che in nuove tecnologie di trasmissione.

Nel dicembre 2011 la Commissione ha pubblicato la comunicazione *Energy Roadmap 2050* (COM 2011, 885/2) che analizza nel dettaglio gli scenari energetici per il raggiungimento al 2050 degli obiettivi di decarbonizzazione quasi integrale del settore energetico, senza rinunciare ai necessari requisiti di competitività e sicurezza delle forniture. La *Roadmap* parte dall'ipotesi che il mantenimento

delle pur ambiziose politiche mirate agli obiettivi europei del 2020 non potrà che condurre, nel 2050, a una riduzione delle emissioni del 40% rispetto ai livelli del 1990, e che è pertanto indispensabile iniziare sin da oggi a delineare le strategie energetiche dal 2020 in poi, anche per favorire il necessario ciclo di investimenti che il settore deve inevitabilmente attivare.

Anziché presentare un'opzione strategica unica, la *Roadmap* analizza e illustra sette diversi scenari (non alternativi, vedi il box più oltre) caratterizzati da vari mix energetici per quanto riguarda: le quote di energie rinnovabili, l'importanza attribuita all'efficienza energetica, lo sviluppo di nuove tecnologie anche in termini di impatto sui costi e sui prezzi; tali scenari dovrebbero aiutare gli Stati membri a orientarsi sin da ora su scelte di politica energetica necessarie a favorire investimenti che hanno un ciclo di vita di 30-40 anni.

Nell'analisi di tutti gli scenari considerati emerge che:

- la decarbonizzazione del settore energetico appare realmente possibile sia sul piano tecnico sia su quello economico, e può essere meno onerosa delle politiche attuali nel lungo periodo, grazie anche alla minore esposizione dell'economia alla volatilità dei prezzi dei carburanti fossili, dovuta alla riduzione della dipendenza energetica europea (dall'attuale 58% al 35-40%). Il sistema energetico europeo sarà infatti caratterizzato da una diminuzione dei costi del combustibile e da un incremento della spesa in conto capitale per gli investimenti in nuovi impianti, reti e tecnologie intelligenti;

SCENARI CORRENTI

Scenario di riferimento: trend attuali e proiezioni economiche di lungo periodo, includendo le politiche già realizzate entro marzo 2010 (ivi incluso il raggiungimento del target per le energie rinnovabili al 2020 e la direttiva sullo scambio dei permessi di emissioni, EU ETS).

CPI (Current Policy Initiatives): include le azioni proposte dall'Energy Strategy 2020 in riferimento, per esempio, all'efficienza energetica e alla tassazione energetica.

SCENARI DI DECARBONIZZAZIONE

Alta efficienza energetica: include l'impegno politico degli Stati membri volto a un forte risparmio energetico (domanda al 2050 ridotta del 41% rispetto ai picchi del 2005-2006).

Tecnologie diversificate: non vi è una tecnologia preminente, competono tutte sul mercato senza misure di supporto.

Decarbonizzazione guidata dal carbon pricing: si assume che il settore pubblico accolga sia la tecnologia nucleare, sia la CCS (Carbon Capture and Storage).

Elevato sviluppo delle energie rinnovabili: forti misure di supporto alle rinnovabili (che condurranno le RES nel 2050 al 75% della domanda energetica e al 97% del consumo di elettricità).

CCS posticipata: simile allo scenario Tecnologie diversificate, con più alte quote di penetrazione del nucleare.

Bassa penetrazione nucleare: simile allo scenario Tecnologie diversificate, con più alta diffusione della CCS.

Energy Roadmap 2050:
scenari a confronto

- l'energia elettrica raddoppierà la propria quota sulla domanda finale di energia, così da raggiungere il 36-39% nel 2050, contribuendo significativamente anche alla decarbonizzazione nel settore dei trasporti e del riscaldamento e raffrescamento. Per realizzare tale obiettivo la generazione elettrica dovrà necessariamente subire trasformazioni strutturali, così da poter raggiungere già nel 2030 livelli di decarbonizzazione pari al 57-65%;
- l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili sono elementi cruciali per il raggiungimento degli obiettivi al 2050. Il risparmio energetico avrà una funzione essenziale in tutti gli scenari, infatti il consumo di energia primaria dovrà diminuire fra il 16% e il 20% entro il 2030, e fra 32% e il 41% entro il 2050, rispetto ai picchi del 2005-2006. A tal fine, si dovrà invertire il legame tra crescita economica e consumo energetico, sostenuto da apposite misure da parte degli Stati membri. La quota della generazione da energie rinnovabili dovrà raggiungere almeno il 55% dei consumi finali di energia al

2050 (oggi si trova al 10%); lo sviluppo di sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica porterebbe anche il raggiungimento di quote pari al 97% del consumo di energia elettrica. Per quanto riguarda le altre fonti di energia, il gas giocherà un ruolo cruciale nel periodo di transizione, almeno fino al 2030-2035, e le tecnologie di cattura e stoccaggio del carbone avranno importanza anche nella misura in cui la generazione nucleare verrà limitata. Il sistema di generazione elettrica al 2050 vede pertanto lo sviluppo di sistemi decentralizzati legati alle rinnovabili, che dovranno integrarsi con sistemi centralizzati (impianti a gas e nucleare).

Il prezzo dell'energia elettrica è atteso in crescita fino al 2030, quindi declinerà. L'aumento iniziale, che sta già avendo luogo, è dovuto alla sostituzione del sistema di generazione elettrico (diffusione delle rinnovabili, sviluppo di nuove reti) e durerà per i prossimi venti anni. Contestualmente, la spesa energetica dei

consumatori e delle piccole imprese è destinata ad aumentare, raggiungendo il 16% della spesa complessiva annua al 2030 per poi assestarsi attorno al 15% nel 2050. Ciò sarà dovuto a maggiori costi legati sia al costo dell'energia sia agli investimenti necessari per fornirsi di veicoli più efficienti e più in generale di strumenti che svilupperanno l'efficienza energetica.

Nel periodo di transizione fra il 2020 e il 2050 la *Roadmap* dell'energia prevede quindi una sostanziale trasformazione del sistema energetico, basata su un ruolo crescente dell'efficienza energetica, della generazione da rinnovabili e del gas da fonti convenzionali e non. Al contempo richiederà sia una revisione dell'attuale disegno di mercato per far fronte alle sfide in termini di flessibilità e capacità, poste da una quota crescente di risorse intermittenti nel sistema (*i.e.* generazione flessibile, stoccaggio e gestione della domanda), sia lo sviluppo di infrastrutture di trasmissione e distribuzione integrate, flessibili e innovative, che al 2020 dovranno crescere almeno del 40%. In tale senso vanno sia la proposta di regolamento per le infrastrutture energetiche più sopra illustrata, sia la programmazione decennale dei piani di investimento delle reti prevista dal Terzo pacchetto energia. Nella *Roadmap* viene delineata infine l'esigenza di sviluppare un approccio unitario ed efficace alle incentivazioni del settore energetico.

Lo sviluppo delle energie rinnovabili al 2020 e la strategia al 2050

Nel marzo 2011 è stata pubblicata la comunicazione della Commissione europea *Renewable energy: progressing towards the 2020 target* (COM 2011, 31 *final*), cioè il rapporto sullo stato di attuazione delle politiche per la promozione delle energie rinnovabili in Europa, previsto dalla direttiva 2009/28/CE.

Sulla base delle risultanze del rapporto, la Commissione valuta positivamente gli impegni sinora adottati dagli Stati membri e ritiene che l'obiettivo del 20% della generazione elettrica da fonti rinnovabili al 2020 possa essere ampiamente raggiunto e sopravanzato ad alcune precise condizioni. In primo luogo gli Stati membri dovranno impegnarsi a rispettare i propri Piani nazionali di attuazione pubblicati nell'estate 2010: sulla base degli impegni presi in quell'ambito la metà circa dei paesi

prevede non solo di raggiungere ma anche di superare i propri obiettivi nazionali, mentre i restanti paesi dichiarano che accederanno ai meccanismi di collaborazione fra Stati, previsti dalla direttiva. In secondo luogo gli Stati membri dovranno rafforzare i meccanismi di collaborazione internazionale esistenti, e dovranno essere in grado di raddoppiare lo sforzo di investimento nelle energie rinnovabili da 35 a 70 miliardi di euro l'anno. Gli strumenti finanziari e di incentivo dovranno essere razionalizzati e armonizzati, così da permettere anche una migliore integrazione della generazione da energie rinnovabili nel mercato unico europeo.

Contestualmente alla pubblicazione della *Energy Roadmap 2050*, la Commissione europea ha avviato una consultazione pubblica sulla *Renewable Energy Strategy* con l'intento di elaborare, entro il primo semestre 2012, una comunicazione sul tema che guardi all'orizzonte post 2020 coordinando i criteri di promozione delle rinnovabili con le politiche per il mercato interno, la sicurezza e la sostenibilità. La direttiva 2009/28/CE per il regime di promozione delle energie rinnovabili, oltre a una verifica nel 2014 sugli obiettivi nazionali vincolanti in termini di quote sul consumo energetico, già prevedeva entro il 2018 la presentazione di una visione post 2020.

Alla luce degli scenari di decarbonizzazione delineati dalla *Energy Roadmap 2050* e delle richieste degli *stakeholder* di avere una visione di *policy* di lungo termine, la Commissione europea ha ritenuto opportuno accelerare i tempi e avviare una riflessione critica del quadro di riferimento per la promozione delle energie rinnovabili al quale si richiama la direttiva stessa. In un contesto dove la produzione di energia da fonti rinnovabili è destinata a giocare non più un ruolo marginale ma un ruolo centrale nel sistema energetico è infatti importante ridefinire, sia a livello dell'Unione europea sia a livello nazionale, le politiche di intervento più opportune, quantomeno rispetto ad alcuni elementi chiave che sono posti in consultazione: gli schemi di incentivazione, le problematiche di rete che già vincolano il raggiungimento degli obiettivi al 2020, la cooperazione regionale e internazionale, lo sviluppo tecnologico atteso delle tecnologie mature e di frontiera, nonché il tema della sostenibilità ambientale dei biocarburanti e delle biomasse nel lungo termine.

Coordinamento internazionale

Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea

Il coordinamento a livello europeo ha visto l'Autorità per l'energia elettrica e il gas impegnata in particolare su tre fronti: l'ACER, il CEER – il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia – 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".

ACER

Nel 2003 la Commissione europea ha creato l'ERGEG (*European Regulatory Group for Electricity and Gas*), con lo scopo di ricevere consulenza e assistenza nell'opera di consolidamento del mercato interno dell'energia, oltre che di agevolare la cooperazione tra le Autorità di regolazione nazionali. L'esperienza positiva di collaborazione tra l'ERGEG e la Commissione europea ha portato all'istituzione dell'ACER con il regolamento (CE) 713/2009 e alla progressiva sostituzione di ERGEG, sciolto definitivamente l'1 luglio 2011. L'ACER rappresenta un passo in avanti nel rafforzamento della cooperazione tra i regolatori europei, poiché si colloca nel quadro istituzionale come un'agenzia dotata di

personalità giuridica con una propria sede (Lubiana, Slovenia) e un proprio staff. I suoi compiti principali sono quelli di: coordinare la definizione della regolazione transfrontaliera, rimuovere gli ostacoli all'integrazione dei mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas e consolidare la cooperazione fra regolatori nazionali, anche a livello regionale. Il regolamento (CE) 713/2009 attribuisce all'ACER anche alcune limitate competenze di carattere decisorio, circoscritte alla regolamentazione delle cosiddette "questioni transfrontaliere", nelle ipotesi di mancato accordo tra due o più regolatori nazionali, nonché di rilascio delle esenzioni dall'obbligo di garantire l'accesso di terzi alle reti.

Il primo anno di attività dell'ACER, iniziato ufficialmente il 3 marzo 2011, lo stesso giorno in cui è entrato in vigore il Terzo pacchetto energia, ha portato, tra l'altro, all'approvazione delle prime *Linee guida* per i settori elettrico e gas, grazie anche all'impegno dell'Autorità italiana e delle altre Autorità nazionali all'interno dei gruppi di lavoro dell'ACER e del Comitato dei regolatori⁷, organo "tecnico" dell'Agenzia, cui è affidato l'esame finale dei documenti di carattere regolatorio e il compito di esprimere un parere al Direttore in merito all'approvazione delle *Linee guida* redatte dai gruppi di lavoro.

⁷ L'ACER è composta da quattro organismi: un Direttore (con un mandato di cinque anni), un Consiglio di amministrazione (composto da nove membri di cui quattro nominati dal Consiglio, due dalla Commissione europea e due dal Parlamento europeo), un Comitato dei regolatori (l'organismo tecnico di regolazione composto dai rappresentanti di alto livello dei regolatori nazionali, cui partecipa senza diritto di voto la Commissione europea) e un Consiglio di appello (composto da sei membri formalmente nominati dal Consiglio di amministrazione).

Le *Linee guida*, la cui produzione è affidata all'ACER dal Terzo pacchetto energia, sono gli orientamenti non vincolanti che fissano gli obiettivi e i principi ai quali dovranno ispirarsi ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) ed ENTSO-G (*European Network of Transmission System Operators for Gas*) per la redazione dei Codici di rete europei. Tali Codici di rete, che rappresentano una delle principali novità introdotte dal Terzo pacchetto energia, disciplinano le tematiche di carattere transfrontaliero e quelle relative all'integrazione dei mercati, con l'obiettivo di contribuire all'efficace funzionamento dei mercati interni dell'energia elettrica e del gas. Le *Linee guida* e i Codici di rete sono redatti seguendo un elenco di priorità stabilite annualmente dalla Commissione europea sulla base degli ambiti di intervento elencati nei regolamenti (CE) 714/2009 (art. 8, comma 6) e (CE) 715/2009 (art. 8, comma 6).

La redazione delle prime *Linee guida* dell'ACER è stata oggetto di approfondito esame e confronto (anche attraverso le consultazioni pubbliche lanciate dall'ACER) con le parti interessate per individuare soluzioni compatibili con le esigenze dei mercati nazionali e, allo stesso tempo, contribuire all'integrazione, alla non discriminazione, all'effettiva concorrenza e al buon funzionamento del mercato europeo. Per un dettaglio sui contenuti delle *Linee guida* si rinvia ai Capitoli 2 e 3 di questo volume.

CEER

Il CEER (*Council of European Energy Regulators*) prosegue il suo mandato come associazione indipendente e volontaria dei regolatori nazionali appartenenti agli Stati membri dell'Unione europea e ai paesi EEA (*European Economic Area*). Dal mese di novembre 2011, inoltre, possono essere ammessi come osservatori anche i regolatori dei paesi candidati all'ingresso nell'Unione europea e dei paesi EFTA (*European Free Trade Association*)¹.

Le attività seguite dal CEER sono complementari a quelle dell'ACER e comprendono tematiche che non rientrano nelle priorità direttamente affidate all'Agenzia dalla normativa europea. In particolare, il CEER ha concentrato la sua attenzione, oltre che sulle segnalazioni e sui pareri

alle istituzioni europee, anche sulle questioni relative ai consumatori, su *smart grids* e *smart meters*, sullo sviluppo sostenibile; esso rappresenta la voce dei regolatori europei a livello internazionale (vedi il box a seguire). Il CEER ha attivato alcuni canali strutturati di dialogo con i paesi del Mediterraneo, con il regolatore federale russo e con la Confederazione internazionale dei regolatori dell'energia (ICER) per promuovere lo scambio di *best practices* in tema di energia.

Iniziative regionali

Nell'anno appena trascorso è proseguita la revisione del ruolo delle Iniziative regionali nel quadro del nuovo contesto normativo e regolatorio. L'Autorità ha contribuito ad assicurare la continuità delle attività delle Iniziative regionali durante il passaggio del coordinamento delle stesse dall'ERGEG all'ACER.

Le Iniziative regionali, promosse dall'ERGEG insieme con la Commissione europea nel 2006, attraverso un approccio basato sulla cooperazione volontaria di regolatori, gestori di rete e operatori del mercato, hanno assunto il ruolo di terreno di sperimentazione per l'individuazione di nuovi strumenti di integrazione da inserire nello sviluppo dei Codici di rete europei. L'obiettivo è quello di raggiungere l'integrazione del mercato interno dell'energia entro il 2014, così come stabilito dalle conclusioni del Consiglio europeo del 4 febbraio 2011. Su richiesta della Commissione europea, infatti, le sette regioni dell'area elettrica e le tre regioni dell'area gas hanno redatto un Piano di lavoro triennale (2011-2014) per identificare i passi necessari da realizzare all'interno di ciascuna regione, così da contribuire al raggiungimento del mercato unico. Il nuovo approccio integra gli aspetti *bottom-up* delle Iniziative regionali con quelli *top-down* offerti dal processo di redazione e approvazione delle *Linee guida* e Codici di rete.

La *governance* delle Iniziative regionali è rimasta invariata²; inoltre, per facilitare il coordinamento tra le attività portate avanti dalle singole Regioni, l'ACER ha costituito un *Electricity Regional Coordination Group* e un *Gas Regional Coordination Group* ai quali partecipano i *Lead Regulators* (i regolatori cui è stata affidata la responsabilità di guidare una Regione) e i rappresentanti della Commissione europea e dell'ACER.

¹ Il primo regolatore ad aver chiesto e ottenuto, l'1 febbraio 2012, lo status di osservatore è ElCom (regolatore svizzero).

² La governance delle regioni prevede un *Regional Coordination Group* (RCC), formato dalle Autorità di regolazione nazionali, che ha il compito di guidare il processo e stabilire le priorità; un *Implementation Group* (IG) organizzato dai regolatori per avere un confronto con le Borse, con i trasportatori/distributori e con gli Stati membri appartenenti alle regioni; uno *Stakeholders Group* (SG) con ruolo consultivo, aperto a tutti gli operatori e le associazioni interessati ai lavori delle regioni.

ENERGIA ELETTRICA E GAS NATURALE

CEER response to the European Commission's consultation on the external dimension of the EU energy policy (C11- ISG-17-03), 18 February 2011.

CEER response to the European Commission's consultation on Energy Roadmap 2050 (C11-EWG-68-04), 2 March 2011.

ERGEG review of the process for drafting framework guidelines (C10-GA-68-04b), 18 March 2011.

CEER response to the European Commission's consultation on the Europe 2020 Project Bond Initiative (C11-FIS-26-03), 29 April 2011.

European Energy Regulators' response to the European Commission's consultation on the Future of VAT – Towards a simpler, more robust and efficient VAT system (C11-FIS-26-04), 4 May 2011.

TRANSAZIONI FINANZIARIE DEL SETTORE ENERGIA

European Energy Regulators' response to the European Commission's public consultation on the review of the Markets in Financial Instruments Directive (MiFID) (C11-FIS-23-04), 2 February 2011.

Pilot Project for an Energy Trade Data Reporting Scheme. Final Report (C11-WMF-11-03a), 4 May 2011.

CEER final advice on the regulatory oversight of energy exchanges. A CEER Conclusions Paper (C10-WMS-13-03a) and Evaluation of Responses (C11-), 11 October 2011.

CEER final advice on the Introduction of an Europe-wide Energy Wholesale Trading Passport: A CEER Conclusions Paper (C11-WMS-15-04b) and Evaluation of Responses (C11-WMS-15-04c), 8 November 2011.

CEER monitoring report on transaction reporting and detecting market misconduct in wholesale energy markets. Good practice examples from national regulatory authorities (C11-WMF-12-03), 1 December 2011.

SMART METERS, SMART GRIDS E QUALITÀ DEL SERVIZIO

CEER status review of regulatory approaches to smart electricity grids (C11-EQS-45-04), 6 July 2011.

CEER final advice on the take-off of demand response electricity market with smart meters. A CEER Conclusions Paper (C11-RMF-36-03) and Evaluation of Responses (C11-RMF-36-03b), 1 December 2011.

CEER 5th benchmarking report on quality of electricity supply (C11-EQS-47-03), 1 December 2011.

Final Guidelines of Good Practice on regulatory aspects of smart metering for electricity and gas (E10-RMF-29-05) 8 February, 2011.

GAS NATURALE

Final ERGEG Framework Guidelines on Gas Balancing in transmission systems (E10-GNM-13-03), 10 March 2011.

Guidelines for CAM and CMP (C11-GST-15-03), 14 July 2011.

CEER Vision for an European Gas Target Model. Conclusions Paper (C11-GWG-82-03), 1 December 2011.

ENERGIA ELETTRICA

Monitoring report 2010 on capacity allocation mechanisms and congestion management procedures at selected interconnection points (E10-GMM-11-05), 2 February 2011.

CEER report on Renewable Energy Support in Europe (C10-SDE-19-04a), 4 May 2011.

CONSUMATORI

CEER response to the European Commission consultation on the use of Alternative Dispute Resolution (ADR) as a means to resolve disputes related to commercial transactions and practices in the EU (C11-RMC-46-03), 8 March 2011.

CEER position regarding the 'branding' of ADR bodies (C11-RMC-48-06), 6 June 2011.

Status review of the implementation of the GGP on complaint handling, reporting and classification as of 1st January 2011 (C11-CEM-45-03), 5 September 2011.

Benchmarking report on the roles and responsibilities of NRAs in customer empowerment and protection as of 1st January 2011 (C11-CEM-46-03), 11 October 2011.

Draft Guidelines of Good Practice on retail market design, with a focus on supplier switching and billing (C11-RMF-31-05), 5 July 2011.

CEER summary of national practices in retail market design, with a focus on billing and switching (as of 1st July 2011) (C11-RMF-35-03), 5 July 2011.

Price comparison tools: case studies (C11-CEM-45-05a), 11 October 2011.

Le principali pubblicazioni
del CEER nel 2011

Iniziative regionali elettriche

Il settore elettrico europeo sta convergendo verso un disegno condiviso per il completamento del mercato interno entro il 2014, grazie anche all'approvazione delle *Linee guida* sull'allocazione della capacità e sulla gestione delle congestioni (CACM), pubblicate dall'ACER il 29 luglio 2011. Tale documento rappresenta il *Target Model* del futuro mercato elettrico europeo e descrive i principi in base ai quali dovrà essere calcolata e allocata la capacità di trasporto transfrontaliera nei diversi orizzonti temporali: allocazioni di lungo termine (annuali e mensili), allocazioni giornaliere e infragiornaliere. Per ciascun orizzonte temporale, inoltre, l'ACER ha istituito dei progetti di dimensione sovranazionale coordinati dai regolatori nazionali¹⁰ e, per ciascuno, è stata definita una *cross-regional roadmap* dettagliata al 2014. Al fine di assicurare la più ampia partecipazione degli *stakeholders* all'iniziativa, l'ACER ha istituito un gruppo di lavoro (*Agency Electricity Stakeholder Advisory Group* – AESAG) che riunisce i rappresentanti della Commissione europea, dei regolatori nazionali, di ENTSO-E, delle Borse elettriche europee e delle principali associazioni europee di categoria (Eurelectric, Efet, Ifiec). All'Autorità italiana, in collaborazione con quella tedesca (BNetzA), è stato affidato il compito di coordinare le attività relative alla preparazione della *roadmap* per il *day-ahead market coupling*. L'obiettivo finale è l'accoppiamento (*coupling*) dei mercati del giorno prima, entro il 2014. La strategia adottata dall'ACER per perseguire il suddetto obiettivo consiste nel realizzare il *coupling* inizialmente in un'area composta da paesi i cui mercati si trovano già in avanzato stato di integrazione, per poi estendere il modello agli altri paesi. L'area individuata come nucleo iniziale di aggregazione è rappresentata dalla regione Centro-Ovest (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 alcuni obiettivi intermedi, il primo dei quali (Progetto NWE) è la realizzazione del *market coupling* nella regione Nordovest (composta dai paesi della regione Centro-Ovest più Regno Unito e Scandinavia) entro la fine del 2012. L'integrazione della regione Centro-Sud, cui appartiene

l'Italia, è prevista entro il primo trimestre del 2014.

Per giungere alla definizione di un algoritmo comune, sei Borse elettriche europee (Epex, NPS, OMEL, GME, APX-Endex e Belpex) hanno promosso un progetto denominato *Price Coupling of Regions*. L'algoritmo comune, ove possibile, dovrà rispettare le caratteristiche dei singoli algoritmi attualmente in uso nelle differenti Borse europee.

L'Autorità ha contribuito al dibattito, tuttora in corso, relativo alla scelta di un algoritmo comune e delle modalità di suddivisione dei costi tra TSO (*Transmission System Operators*) e Borse elettriche. Inoltre, ha concentrato le attività della regione Centro-Sud (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*.

Un obiettivo importante raggiunto dalla regione Centro-Sud è l'armonizzazione delle regole di allocazione con la regione Centro-Ovest. Nell'anno appena trascorso, infatti, la regione Centro-Sud ha implementato l'accordo tra i diversi gestori di rete della regione con la società lussemburghese CASC (*Capacity Allocation Service Company*), partecipata in modo paritetico da tutti i gestori di rete della regione Centro-Ovest. Le procedure d'asta per l'allocazione della capacità su base annuale, mensile e giornaliera sono partite alla fine di marzo 2011. La società CASC costituisce, per i soggetti interessati a commercializzare energia nei diversi paesi delle regioni Centro-Sud e Centro-Ovest, un'interfaccia commerciale unica per l'acquisto della capacità di trasporto.

Iniziative regionali gas

Il processo di integrazione del mercato europeo del gas sta procedendo meno velocemente rispetto al settore elettrico, principalmente a causa dell'eterogeneità dei mercati nazionali, della tardiva definizione di un target comune da raggiungere¹¹ e della forte dipendenza dalle importazioni estere.

L'Italia è inserita nell'ambito dell'Iniziativa regionale Sud-Sudest, che il regolatore italiano coordina insieme con il regolatore austriaco. Oltre a Italia e Austria, la regione comprende anche Cipro (dalla fine del 2011), Bulgaria, Grecia, Polonia, Repubblica

¹⁰ Single European platform for long term transmission rights, Day Ahead Market Coupling Implementation, Intraday, Flow based for day ahead allocation in highly meshed grid.

¹¹ La prima versione di un *target model* per il gas è stata pubblicata dal CEER alla fine del 2011 (vedi *infra*, Capitolo 3 di questo volume).

Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria. La composizione geografica estremamente ampia, nonché condizioni di mercato e livelli di interconnessione enormemente differenziati continuano a rappresentare degli esempi significativi delle complessità affrontate dalla regione nel processo di integrazione.

Come per le regioni elettriche, anche le regioni gas sono state chiamate a redigere dei Piani di lavoro triennali per contribuire alla realizzazione del mercato unico entro il 2014. Uno degli obiettivi principali inseriti nel Piano di lavoro della regione Sud-Sudest riguarda la sicurezza degli approvvigionamenti; i partecipanti, infatti, hanno deciso di condividere le informazioni necessarie per assicurare un adeguato coordinamento e la tempestiva implementazione dei Piani preventivi e dei Piani di emergenza previsti dal regolamento (CE) 994/2010.

Un altro tema importante è quello dell'allocazione della capacità: la regione ha deciso di concentrarsi sullo sviluppo di progetti pilota, tra cui l'estensione della piattaforma GATRAC (*Gas Transport Cooperation*)¹² ad altri paesi, e sulla stipula di accordi bilaterali tra

paesi confinanti. A tal proposito, l'Autorità italiana e quella austriaca si sono impegnate a individuare delle regole comuni per permettere l'allocazione di capacità giornaliera tra l'*hub* di Baumgarten e il mercato italiano (Punto di scambio virtuale – PSV). Tali progetti serviranno come base per anticipare l'implementazione delle regole per l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni previste dai futuri Codici di rete europei.

Nel quadro delle Iniziative regionali, inoltre, il regolatore italiano e quello austriaco sono stati invitati dalla Commissione europea a contribuire al lavoro dei cosiddetti "gruppi regionali", previsti dalla bozza di regolamento sulle infrastrutture energetiche, pubblicata il 19 ottobre 2011. Sebbene a oggi il regolamento non sia ancora stato approvato e non esista una visione condivisa sul ruolo e sul funzionamento dei suddetti gruppi regionali, l'Autorità italiana e quella austriaca hanno deciso di supportare l'attività della Commissione europea, inserendo la partecipazione e il monitoraggio delle attività del gruppo regionale per il corridoio Nord-Sud/Sudest come attività prevista nel Piano di lavoro della regione.

Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

Nell'anno trascorso l'Autorità ha accresciuto il proprio impegno a livello internazionale, al fine di rafforzare le attività di cooperazione multilaterale e bilaterale, esportare il proprio modello di regolazione e promuovere quadri regolatori sempre più omogenei e armonizzati, anche in aree esterne all'Unione europea. La regione dei Balcani e il bacino del Mediterraneo rappresentano aree di primaria importanza per l'attività dell'Autorità, considerando il grandissimo e crescente interesse

sia per nuovi investimenti in infrastrutture energetiche già in corso, sia per quelli previsti per i prossimi anni e che richiedono un adeguato e stabile quadro di regolazione di riferimento. Le attività a livello mondiale, con particolare riferimento all'ICER e allo IERN (*International Energy Regulators Network*), rappresentano altresì un'attività rilevante considerevole, a conferma del ruolo sempre più importante dei regolatori anche in altri settori rilevanti dell'economia globale.

¹² Piattaforma nata nel 2010 dall'accordo dei TSO tedesco e ceco per facilitare il trasporto transfrontaliero del gas tra Germania e Repubblica Ceca, e permettere l'allocazione congiunta della capacità.

Mercato dell'energia dei paesi del Sudest Europa

Anche nel 2011 l'Autorità ha contribuito, con un impegno sempre crescente, ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sudest Europa (EnCT)¹³, attraverso la partecipazione diretta e continuativa dei propri rappresentanti alle riunioni dello *European Community Regulatory Board* (ECRB) e dei suoi gruppi di lavoro (*Electricity Working Group*, *Gas Working Group* e *Customer Working Group*), 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 corso dell'anno appena trascorso l'Autorità italiana, rappresentata ai più alti livelli, ha partecipato a tre incontri dell'ECRB.

Rilevante è stata la decisione del Consiglio dei ministri, in occasione della riunione del 6 ottobre 2011, di modificare il Trattato istitutivo dell'*Energy Community*, al fine di recepire gli obblighi di implementazione di misure legislative europee per i settori dell'elettricità e del gas, contenuti nel Terzo pacchetto energia, e di sostituire la rappresentanza dell'ERGEG con quella dell'ACER all'interno dell'ECRB. In base ai nuovi obblighi le parti contraenti dovranno recepire l'*acquis* comunitario nei settori dell'elettricità e del gas entro l'1 gennaio 2015, a eccezione dell'art. 11 della direttiva 2009/72/CE e dell'art. 11 della direttiva 2009/73/CE, entrambe da recepire entro l'1 gennaio 2017.

Nella stessa riunione di ottobre 2011, il Consiglio dei ministri ha dato mandato al Gruppo permanente di rappresentanti di alto livello di redigere una strategia energetica regionale, con tre obiettivi principali: creare un mercato regionale competitivo dell'energia, attrarre investimenti nelle reti gas ed elettriche e nella generazione, garantire la sicurezza e la sostenibilità delle forniture energetiche ai consumatori.

A tal fine il PHLG ha creato ad hoc una *task force* coordinata dal Segretariato dell'*Energy Community* e ha aperto un tavolo di consultazione con gli *stakeholders*, tra cui anche i regolatori, la Commissione europea e le istituzioni finanziarie che sostengono l'*Energy Community*¹⁴, per definire una bozza di testo della strategia entro il 2012.

Per quanto riguarda il settore elettrico, il gruppo di lavoro per il settore dell'energia elettrica¹⁵, presieduto dal regolatore serbo in collaborazione con l'associazione dei TSO europei di settore ENTSO-E, ha approvato un Piano d'azione regionale per l'eliminazione degli ostacoli ancora esistenti nella regione all'apertura del mercato all'ingrosso. Tale Piano fornisce un quadro generale per l'integrazione dei mercati elettrici, affidandone l'implementazione ai singoli paesi membri che dovranno elaborare Piani d'azione locali; inoltre lo stesso Piano mira alla creazione sia di una piattaforma unica di aste implicite giornaliere, mensili e annuali, sia di un dispositivo armonizzato di bilanciamento in forma compatibile col modello europeo.

¹³ La finalità generale dell'EnCT è la creazione di un contesto regolatorio di carattere macroregionale, stabile e armonizzato, nella prospettiva di una completa implementazione dell'*acquis* comunitario in materia energetica, della creazione di un mercato energetico regionale e della sua integrazione nel mercato interno dell'Unione europea. A tale fine l'EnCT individua tra gli obiettivi principali: attrarre investimenti, facilitare gli scambi di energia, aumentare la concorrenza tra gli operatori e la sicurezza degli approvvigionamenti energetici. Le istituzioni previste dal Trattato sono: il Consiglio dei ministri e il Gruppo permanente di rappresentanti di alto livello (PHLG entrambi organismi di carattere politico) e l'ECRB organismo di natura tecnico-regolatoria. Quest'ultimo riunisce in particolare i rappresentanti delle Autorità di regolazione dei paesi firmatari dell'EnCT (*Contracting parties*), della Commissione europea (nel ruolo di Vice Presidente) e dei paesi dell'Unione europea aderenti al EnCT (*Participants*) che sono a oggi 13, fra cui l'Italia. Compito principale del *Board* è fornire pareri e raccomandazioni agli *stakeholders* e alle istituzioni politiche del Trattato su aspetti relativi al quadro regolatorio e altre questioni afferenti a esso. Inoltre l'ECRB assolve a un ruolo di riferimento per la regolazione nel mercato energetico dei Balcani.

¹⁴ Il principale contribuente del bilancio dell'*Energy Community* è la Comunità europea. Ulteriore supporto finanziario proviene da: *Canadian International Development Agency*, *European Agency for Reconstruction*, *European Bank for Reconstruction and Development*, *European Investment Bank*, *KfW Bankengruppe*, *World Bank*, *United States Agency for International Development*.

¹⁵ Il gruppo di lavoro per il settore elettrico si è organizzato in sei *task force* alle quali partecipano gli Uffici dell'Autorità (*Capacity Allocation and Congestion Management*, *Balancing*, *Effective Regional Wholesale Market Opening*, *Harmonization of Wholesale Trading Licenses*, *Regulatory Investment Incentives*, *Market Monitoring*). È stato approvato il rapporto *Electricity Balancing Models in the Energy Community*, la cui importanza è stata riconosciuta da tutti gli *stakeholders* della regione, anche se un meccanismo di bilanciamento non potrà compiutamente realizzarsi fino a quando non saranno introdotte aste infragiornaliere in tutta la regione.

In corso d'anno sono stati registrati importanti progressi per la creazione di un Ufficio unico d'aste per l'ottava regione¹⁶, dopo che i nove operatori dei sistemi di trasmissione¹⁷ coinvolti hanno firmato un *memorandum* d'intesa per la costituzione di una società a capitale equamente ripartito, con sede in Montenegro, che avrà lo scopo di istituire l'Ufficio d'aste unico (*South-East Europe Coordinated Auction Office – SEE CAO*)¹⁸ con il supporto di istituzioni finanziarie internazionali.

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. Infine, sono stati approvati due studi rilevanti per l'analisi dello stato dei quadri regolatori nella regione: uno sulla regolazione incentivante per gli investimenti in infrastrutture, l'altro sul quadro regolatorio e legislativo per la promozione delle rinnovabili, che hanno un peso determinante in questa regione con particolare riferimento al settore idroelettrico. Alla diciottesima riunione ECRB, tenutasi lo scorso 15 dicembre 2011 ad Atene, il gruppo di lavoro per il gas naturale ha approvato lo studio *Recommendations for funding investments in the Energy Community Gas Ring*, redatto congiuntamente dalla copresidenza del gruppo di lavoro per il gas naturale dei regolatori italiano e greco e dalla società *Energy Market Insights Limited* per

lo sviluppo di un progetto di metanizzazione dell'area dei Balcani. Il *Gas Ring* è uno studio della possibile armonizzazione della rete di infrastrutture gas nella regione.

Esso, oltre a una valutazione della metodologia per l'identificazione degli eventuali rischi alla realizzazione di nuovi investimenti nei Balcani e delle possibili modalità di gestione degli stessi, propone un modello per definire i criteri regolatori necessari (tariffari e non solo) per soddisfare le esigenze dei soggetti interessati alla realizzazione del *Gas Ring*.

Tale progetto consentirebbe un aumento della sicurezza energetica grazie alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento e l'integrazione dei mercati del gas di Albania, Bosnia-Erzegovina, Croazia, Cossovo, Macedonia, Montenegro e Serbia, che verrebbero configurati all'interno di un unico mercato regionale.

Infine, il gruppo di lavoro per i consumatori, presieduto dal regolatore bosniaco e organizzato in cinque *task force*¹⁹, ha concentrato nell'anno trascorso le proprie attività su: l'elaborazione di documenti riguardanti la protezione dei consumatori vulnerabili, le procedure di reclamo, le *Linee guida* sulla regolazione della qualità del servizio, gli *smart meters* e la valutazione delle metodologie utilizzate dalle parti contraenti il Trattato sull'*Energy Community* per la stesura delle bollette elettriche e gas.

¹⁶ Per ottemperare agli obblighi del Trattato istitutivo dell'*Energy Community* relativi all'implementazione del cosiddetto "secondo Pacchetto energia dell'Unione europea", e in particolare al regolamento (CE) 1228/2003 che disciplina le condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri di elettricità, il Consiglio dei ministri, con decisione 2008/02/MC-EnC, ha stabilito la creazione dell'ottava regione sul modello delle Iniziative regionali europee. Questo fatto mira a istituire una procedura comune tra le nove parti contraenti del Trattato e alcuni Stati europei confinanti, per la gestione delle congestioni e per l'allocazione della capacità di trasmissione transfrontaliera. L'ottava regione, come indicato nella decisione del Consiglio dei ministri, sarà governata attraverso il *Board* dei regolatori dell'*Energy Community* e include i territori di Austria, Bulgaria, Grecia, Italia, Romania, Slovenia, UNMIK (Cossovo).

¹⁷ Si tratta degli operatori CGES (Montenegro), ELES (Slovenia), HTSO (Grecia), HEP-OPS (Croazia), KOSTT (Cossovo), MEPSO (Ex Repubblica Jugoslava di Macedonia), NOS BiH (Bosnia-Erzegovina), OST (Albania), Transelectrica (Romania).

¹⁸ L'Ufficio unico d'aste per il Sudest Europa (SEE CAO) è lo strumento che i TSO dell'ottava regione hanno deciso di utilizzare per implementare gli obblighi derivanti dal regolamento (CE) 1228/2003; questi richiedono l'istituzione di un meccanismo unico a livello regionale per il coordinamento della gestione delle congestioni e per l'allocazione della capacità di trasmissione transfrontaliera. La base giuridica che i TSO si sono dati per la futura istituzione è un *memorandum* d'intesa aperto alla partecipazione anche di altri TSO oltre a quelli attualmente firmatari.

¹⁹ *Customer protection, Quality of Service and Smart Metering, Electricity tariffs, Gas distribution tariffs, Billing.*

Mercato dell'energia nei paesi dell'area del Mediterraneo

Nell'anno appena trascorso l'Autorità ha mantenuto il suo impegno internazionale nel bacino del Mediterraneo attraverso MEDREG (*Association of the Mediterranean Regulators for Electricity and Gas*), di cui è fondatrice e promotrice e che nel 2011 ha celebrato il quinto anniversario dalla sua creazione. Attualmente l'Autorità, dopo due mandati di Presidenza, ricopre la carica di Vice Presidente insieme con il regolatore spagnolo (CNE) e ospita il Segretariato permanente presso la propria sede di Milano.

MEDREG rappresenta un modello di riferimento per la cooperazione tra regolatori a livello dell'area del Mediterraneo e si pone tra gli obiettivi quello di realizzare la comunità energetica di detta area entro il 2020. L'Autorità ha coordinato con successo il primo contratto di servizio firmato da MEDREG e dalla Commissione europea il 20 dicembre 2007, e attualmente gestisce il secondo contratto che è in corso dal 2009 e che terminerà il 31 dicembre 2012.

Nel corso dell'ultimo anno MEDREG ha adottato (o aggiornato), e adotterà durante il 2012, alcuni rapporti preparati dai gruppi di lavoro tecnici (istituzionale, elettricità, gas, ambiente, fonti energetiche rinnovabili ed efficienza energetica) relativi a: le best practice nel Mediterraneo per la protezione dei consumatori, gli scambi transfrontalieri di elettricità, lo sviluppo delle *smart grids*, le regole per una piattaforma degli scambi all'ingrosso, i fabbisogni futuri in termini di approvvigionamento e infrastrutture di gas, l'accesso dei terzi alle reti, gli effetti della promozione delle energie rinnovabili, della cogenerazione e dell'efficienza energetica

nell'area e la struttura e organizzazione dei sistemi di produzione di energie rinnovabili. Durante il 2012 MEDREG consoliderà i propri sforzi in riferimento ai consumatori e agli investimenti in infrastrutture energetiche.

L'undicesima Assemblea generale MEDREG si è tenuta presso la sede della *Florence School of Regulation* a Fiesole lo scorso 10 giugno 2011, alla presenza del Presidente dello *European University Institute*, del Segretario generale dell'Assemblea parlamentare per il Mediterraneo e di un rappresentante della Commissione europea. Per la prima volta la partecipazione è stata aperta a operatori e rappresentanti istituzionali²⁴.

La dodicesima Assemblea generale MEDREG si è tenuta presso il regolatore greco (RAE) ad Atene lo scorso 14 dicembre 2011. Durante la riunione, e in continuità con la precedente Assemblea generale, si sono aperti il confronto e il dialogo con alcuni importanti *stakeholders* come EBRD (*European Bank for Reconstruction and Development*), che ha annunciato il supporto finanziario a investimenti nel settore energetico del Mediterraneo per un valore di circa 2,5 miliardi di euro, e Med-TSO (*Association of Mediterranean Transmission System Operators*) che ha sede in Italia; è stato anche presentato il progetto *Renewable Energy Solutions for the Mediterranean*, che ha come obiettivo quello di promuovere l'utilizzo delle fonti rinnovabili e la realizzazione delle infrastrutture elettriche nel Mediterraneo.

Le attività di formazione, organizzate congiuntamente con la *Florence School of Regulation*, costituiscono uno degli obiettivi principali di MEDREG, che intende rafforzare anche gli aspetti di analisi e ricerca.

²⁴ MEDREG, nato come gruppo di lavoro nel 2006, si è costituito a novembre 2007 come Associazione di diritto italiano senza scopo di lucro, con sede in Italia. I membri dell'Associazione sono i rappresentanti dei regolatori (Autorità o ministeri competenti) di 20 paesi del Mediterraneo: Albania, Algeria, Autorità palestinese, Bosnia-Erzegovina, Cipro, Croazia, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia, Malta, Marocco, Montenegro, Portogallo, Slovenia, Spagna, Tunisia e Turchia. MEDREG è stato fondato con lo scopo precipuo di promuovere l'elaborazione di proposte per l'armonizzazione regolatoria e lo sviluppo dei mercati dell'energia elettrica e del gas nel Mediterraneo. Gli strumenti principali, utilizzati dai membri, per realizzare il suddetto obiettivo sono: lo scambio di esperienze e informazioni, il rafforzamento della cooperazione fra regolatori, la promozione di attività di formazione in tema di regolazione.

²⁵ Vedi le dichiarazioni finali del summit europeo di Marsiglia, a novembre 2008, e la riunione euromediterranea dei Ministri dell'energia, tenutasi a Limassol a dicembre 2007.

²⁶ Dal punto di vista operativo, gli organismi di MEDREG sono:

- l'Assemblea generale, che si riunisce ogni sei mesi e alla quale spettano, tra le altre cose, tutte le decisioni finali relative alle attività scientifiche di MEDREG e all'attivazione di nuove collaborazioni;
- lo Steering Committee, formato dal Presidente, dai due Vice Presidenti e dai quattro *chairmen* dei gruppi di lavoro di MEDREG, con funzioni di coordinamento delle attività e di preparazione dei lavori dell'Assemblea generale (che si riunisce circa quattro volte l'anno principalmente tramite *call conference*);
- i quattro gruppi di lavoro *ad hoc* (AGs) permanenti che si riuniscono almeno due volte l'anno. Questi sono impegnati nell'analisi dei mercati energetici dell'area (dal punto di vista istituzionale e tecnico) e nella predisposizione di documenti contenenti proposte per facilitare le attività di investimento e l'integrazione dei mercati del bacino del Mediterraneo;
- *task force* create *ad hoc* dai gruppi di lavoro o dall'Assemblea generale per seguire tematiche di particolare rilevanza (quali gli Investimenti in infrastrutture o i consumatori);
- il Segretariato permanente con sede a Milano presso l'Autorità.

²⁷ Il Ministero degli esteri italiano, DESERTEC, ENAGAS (TSO spagnolo), *Energy Charter*, GRT-Gaz (TSO francese), Medelec, Med-Grid, OME (*Observatoire Méditerranéen de l'Energie*), Sonelgas (TSO algerino), STEG (TSO tunisino), Terna (TSO italiano), UNECE (*United Nations Economic Commission for Europe*) e Unione per il Mediterraneo (UPM). In tale occasione Terna, congiuntamente con Sonelgas e STEG, ha presentato il progetto di costituzione di un'associazione dei TSO del Mediterraneo (Med-TSO).

Una nuova strategia di comunicazione esterna e interna per MEDREG è stata portata avanti con successo durante il 2011 dal Segretariato MEDREG. Al fine di implementare la comunicazione tra i membri dell'Associazione è stato creato un network di *Communication Officers*.

MEDREG inoltre vanta un rapporto consolidato con la Commissione europea e collabora fin dalla sua creazione con il CEER, con il quale condivide obiettivi comuni. Le attività di MEDREG e CEER si inseriscono nell'ambito della promozione, da parte delle istituzioni comunitarie, di una politica estera dell'energia. A tal proposito il CEER, all'interno di uno dei suoi gruppi di lavoro, l'*International Strategy Group*, ha previsto l'approfondimento di tematiche relative alla regolazione nel Mediterraneo attraverso una più stretta collaborazione con MEDREG.

Nell'anno trascorso l'Autorità ha partecipato attivamente ai lavori dell'Unione europea per il Mediterraneo, creata nel 2008 dai capi di Stato e di governo di 43 paesi delle due sponde del bacino; tra i suoi progetti principali essa annovera il Piano solare mediterraneo, con l'obiettivo di promuovere la generazione entro il 2020 di 20 GW da fonti rinnovabili, provenienti da impianti eolici e solari lungo la sponda sudorientale del Mediterraneo. In particolare l'Autorità ha partecipato alle riunioni relative agli aspetti di regolazione dei mercati elettrici e delle fonti rinnovabili del progetto Piano solare mediterraneo.

Rapporti bilaterali

Ogni anno l'Autorità è attivamente coinvolta a promuovere 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.

La finalità principale dei rapporti bilaterali è lo scambio di informazioni ed esperienze, volto a migliorare l'attività di regolazione e a favorire nuovi investimenti, tutelando i consumatori finali. Lo sviluppo di tali rapporti ha anche contribuito a rafforzare le relazioni internazionali dell'Autorità e a promuovere il ruolo dei

regolatori dell'energia per creare quadri nazionali certi e stabili di regole a sostegno degli investimenti in infrastrutture energetiche. Nello specifico, durante l'anno trascorso l'Autorità italiana ha incontrato i rappresentanti dei seguenti paesi:

- Albania. Nel quadro dell'accordo di cooperazione esistente tra i due regolatori, si sono svolte, durante l'ultimo anno, sei riunioni aventi a oggetto principalmente: l'aggiornamento dell'attuale accordo per adeguarlo alle nuove sopravvenute esigenze, da parte albanese, di implementazione del Terzo pacchetto energia dell'Unione europea; la candidatura congiunta con l'Autorità e il regolatore del Montenegro di un progetto di cooperazione per l'armonizzazione dei rispettivi quadri regolatori nazionali, finanziabile attraverso il programma *IPA Adriatic CBC* dell'Unione europea; la definizione di una procedura per l'analisi della capacità di un'infrastruttura di trasporto gas; la cooperazione in materia di promozione delle fonti rinnovabili; la cooperazione all'interno dell'*Energy Community*; lo scambio di migliori pratiche in materia di bilanciamento nel mercato elettrico. L'Autorità ha inoltre partecipato al Tavolo dell'energia, che riunisce un importante gruppo di imprese italiane presenti in Albania, operanti a vario titolo nel settore delle energie rinnovabili (produzione di energia, in particolare idroelettrica, fabbricazione componenti, progettazione, costruzione impianti ecc.)¹.
- Austria. Nel mese di febbraio 2011 è stato sottoscritto un accordo di collaborazione tra l'Autorità italiana e quella austriaca (E-Control) per promuovere attività di interesse comune, scambi di informazioni, *know how*, mutue consultazioni, attività scientifiche, *workshop* e scambi di personale. La collaborazione ha interessato diverse questioni: le Iniziative regionali gas per la regione Sud-Sudest, l'applicazione dei Codici di rete, il sistema sanzionatorio, gli approfondimenti relativi ai sistemi tecnologici e informatici e la collaborazione in ambito balcanico (ECRB).
- California. Il 7 novembre 2011 l'Autorità ha ospitato una delegazione di 31 rappresentanti di istituzioni (Camera dei deputati, Senato della Repubblica, Autorità di regolazione del settore energetico, Gestore della trasmissione ecc.) e dell'industria (settori energetico, ambientale, lavoro) dello Stato

¹ Il Tavolo dell'energia è stato organizzato dall'Ambasciata italiana in Albania in stretta collaborazione con la Camera di commercio italiana, per dare supporto alle attività delle imprese italiane e per provare a risolvere le criticità derivanti da un incerto quadro regolatorio (i.e. stabilizzazione dei prezzi del settore elettrico). Il totale degli investimenti potenziali è di circa 3 miliardi di euro.

della California, presentando l'approccio italiano alle tecnologie di *smart metering*, agli schemi di incentivi per le rinnovabili, alla generazione distribuita e alla mobilità elettrica.

- Montenegro. Con il regolatore montenegrino (Regagen) l'Autorità ha un rapporto pluriennale di collaborazione bilaterale e multilaterale, nelle regioni dei Balcani e del Mediterraneo. Nel 2011, tenuto anche conto della importanza strategica per il sistema energetico italiano²³, l'Autorità ha ritenuto di rafforzare e consolidare la collaborazione con il regolatore del Montenegro per definire e migliorare l'assetto regolatorio nel medio-lungo termine, allineandolo sempre di più a quello dell'Unione europea. A tal fine si sono svolti diversi incontri.
- Serbia. Nel quadro della cooperazione esistente all'interno dell'*Energy Community* e tenuto conto della rilevanza che la Serbia assume nel mercato energetico dei Balcani (si ricorda che i Governi di Italia e Serbia hanno firmato il 25 ottobre 2011 a Roma un accordo sulla cooperazione energetica, concernente l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili), il 2 marzo 2012 si è svolta a Belgrado una riunione fra l'Autorità italiana e quella serba per discutere i termini di un accordo bilaterale, avente a oggetto una collaborazione più strutturata in vari ambiti: le future attività in ambito ECRB (fra cui il CAO, il *coupling* e l'ottava regione) e gli aspetti regolatori di reciproco interesse per i settori elettrico e gas (tariffe incentivanti, qualità del servizio, disegno del mercato, distribuzione ecc.).

Nel 2008 l'Autorità si è aggiudicata, alla guida di un consorzio di regolatori europei²⁴, il suo quinto progetto di gemellaggio²⁵, finanziato dal programma comunitario *European Neighbourhood*

Policy Instrument (ENPI) e dotato di un budget di 1,2 milioni di euro. Il gemellaggio è stato avviato ufficialmente nell'ottobre 2009, per una durata di 24 mesi, con la finalità di rafforzare la capacità di regolazione e di normazione da parte del NERC nel settore del gas naturale²⁶ (*Regulatory and Legal Capacity Strengthening of Natural Gas Regulation in NERC*).²⁷

A settembre 2011 l'Unione europea ha offerto al NERC la possibilità di una estensione del progetto in corso, a garanzia della conformità con la regolazione vigente negli Stati membri europei.

È stato pertanto costituito un nuovo gemellaggio (*Support to NERC in the process of implementation of the gas legislation in line with the provisions of the EnCT*), con identico supporto ENPI e un budget di 600.000 €, condotto dallo stesso consorzio sotto la guida dell'Autorità.

ICER

Nel 2011 l'Autorità ha contribuito significativamente alle attività di cooperazione internazionale tra regolatori nel quadro dell'ICER (*International Confederation of Energy Regulators*) creata nel 2009 con lo scopo di rafforzare la collaborazione, il coordinamento e la cooperazione internazionale nel settore dell'energia fra associazioni regionali di regolatori.

La Presidenza di ICER fino a maggio 2012 è stata affidata al CEER e le attività sono state organizzate in quattro gruppi di lavoro cosiddetti "virtuali" (*Virtual Working Groups, VWG*)²⁸ in quanto utilizzano la piattaforma web di IERN (vedi oltre) per la loro attività. Il coordinamento del VWG-1, la cui guida è stata affidata a MEDREG rappresentato dall'Autorità italiana, ha

²³ Con particolare riferimento sia alla firma dell'accordo tra Terna, l'operatore montenegrino CGES e lo Stato del Montenegro (in qualità di controllante), firmato il 23 novembre 2010 e relativo al progetto di collegamento elettrico tra Italia e Montenegro, sia all'acquisizione, da parte della società A2A, di una quota del 44% del capitale di EPCG, l'operatore montenegrino verticalmente integrato nella generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica.

²⁴ ANRE (Romania), HEO (Ungheria) e RAE (Grecia).

²⁵ L'Autorità è stata partner, con altri paesi dell'Unione europea, in due progetti di gemellaggio con le Autorità di regolazione di Lituania e Repubblica Ceca e ha condotto in proprio un gemellaggio con l'Autorità di regolazione della Turchia. Un quarto e più impegnativo progetto di gemellaggio con l'Autorità ucraina di regolazione del settore energetico (NERC), interamente finanziato dalla Commissione europea nell'ambito del programma TACIS (*Technical Aid to the Commonwealth of Independent States*), è stato affidato nel 2007 all'Autorità. Il gemellaggio, finalizzato a promuovere l'integrazione del mercato elettrico ucraino con quello dell'Unione europea, anche attraverso uno sviluppo del ruolo istituzionale dell'Autorità ucraina e delle sue capacità di regolazione nel settore elettrico, si è concluso nel 2009 con grande soddisfazione sia delle istituzioni ucraine, sia di quelle comunitarie.

²⁶ Documento EU TACIS, *Project Twinning Fiche: UA/08/PCA/EY/12, Regulatory and Legal Capacity Strengthening of Natural Gas Regulation in NERC*.

²⁷ Esso è articolato in sette componenti e mira a: rafforzare le capacità del NERC per la definizione di una regolazione incentivante nel settore del gas; raggiungere standard di qualità in linea con quelli europei; favorire l'*unbundling*; promuovere l'armonizzazione della regolazione e della legislazione primaria e secondaria ucraina con l'*acquis* comunitario.

²⁸ Il gemellaggio, avviato a fine settembre 2011 ha una durata di un anno e si concentra su quattro temi: i criteri e le procedure per la nomina di fornitori di ultima istanza; le misure per l'attuazione e il monitoraggio dell'apertura del mercato ai clienti idonei; le procedure e le tariffe di connessione con le reti; la determinazione delle tariffe di distribuzione e vendita per tipologia di cliente finale.

prodotto un rapporto sul ruolo dei regolatori dell'energia nel garantire l'affidabilità e la sicurezza degli approvvigionamenti a livello nazionale, regionale e globale.

L'Autorità ha inoltre partecipato attivamente sia alla realizzazione dei rapporti del VWG-2 sul ruolo dei regolatori nell'affrontare il cambiamento climatico e sugli *smart meters*, sia alle attività per la selezione dell'*ICER Award 2012* vinta da un lavoro sulla regolazione innovativa dell'Autorità nell'ambito delle *smart grids*.

I rapporti che nel triennio sono stati sviluppati dai regolatori verranno presentati al V Forum dei regolatori dell'energia, che si terrà a Quebec City nel maggio 2012.

IERN

Lo IERN è una piattaforma web per la raccolta di informazioni sui regolatori dell'energia, avviata fra il 2003-2005 con un significativo impegno di risorse da parte dell'Autorità italiana, che ne presiede lo *Steering Committee* e ne garantisce il coordinamento con il CEER e l'ICER. IERN, attualmente gestito dalla *Florence School of Regulation* in stretto coordinamento con l'Autorità, raccoglie e aggiorna annualmente informazioni dettagliate (relative al budget, risorse, competenze) su oltre 90 regolatori al mondo su 315 complessivamente censiti, pubblica rapporti di studio e analisi su temi di regolazione, gestisce il sito e la Segreteria operativa di dell'ICER.

31 AFUR (*African Forum for Utility Regulators*), ARIAE (*Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía*), CAMPUT (*Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals*), CEER (*Council of European Energy Regulators*), EAPIRF (*East Asia and Pacific Infrastructure Regulatory Forum*), ERRA (*Energy Regulators Regional Association*), MEDREG (*Association of Mediterranean Regulators for Electricity and Gas*), NARUC (*National Association of Regulatory Utility Commissioners*), OOCUR (*Organization of Caribbean Utility Regulators*), RERA (*Regional Electricity Regulators Association*), SAHR (*South Asian Forum for Infrastructure Regulation*).

... I gruppi di lavoro virtuale nel periodo 2009-2012 hanno affrontato i seguenti temi: affidabilità e sicurezza degli approvvigionamenti energetici (VWG-1), ruolo dei regolatori nella risposta al cambiamento climatico (VWG-2), competitività e tutela dei consumatori vulnerabili (VWG-3), scambio di *best practices* sulla regolazione, la formazione, lo studio e la ricerca (VWG-4).

Il papere dal titolo "Changing the Regulation for Regulating the Change: innovation-driven Regulatory Developments in Italy: Smart Grids, Smart Metering and E-mobility", a cura di Luca Lo Schiavo dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) e Maurizio Delfanti, Elena Furnagalli e Valeria del Politecnico di Milano.

Evoluzione della legislazione italiana

Gli interventi normativi di maggiore rilievo e impatto per i settori dell'energia elettrica e del gas, approvati nel corso del 2011, sono in gran parte riconducibili alle disposizioni contenute nel decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, *Attuazione della direttiva 2009/28/CE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*, e al decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, *Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e a una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE*.

Con il decreto legislativo n. 28/11 il legislatore nazionale ha dato attuazione alla direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, traducendo in misure concrete le strategie delineate nel Piano di azione nazionale, per il conseguimento entro il 2020 della quota del 17% di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, rispetto ai consumi energetici nazionali. Per il raggiungimento di tale obiettivo il decreto provvede, dunque: alla razionalizzazione e all'adeguamento dei sistemi sia di incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili (energia elettrica, energia termica, biocarburanti), sia di incremento dell'efficienza energetica, così da ridurre i relativi oneri in bolletta a carico dei consumatori; alla necessaria semplificazione delle procedure autorizzative e allo sviluppo delle reti elettriche indispensabili per il pieno sfruttamento delle fonti rinnovabili. Il provvedimento individua, inoltre, modalità relative alla diffusione delle informazioni e al monitoraggio del progressivo raggiungimento degli obiettivi.

Il citato decreto legislativo sulle energie rinnovabili riforma i meccanismi incentivanti la produzione di elettricità da fonti

rinnovabili per gli impianti entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013, prevedendo un periodo di transizione dall'attuale sistema (certificati verdi) al nuovo. I nuovi meccanismi di incentivazione prevedono tariffe fisse per i piccoli impianti (fino a 5 MW) e aste al ribasso per gli impianti di taglia maggiore. Anche nel caso degli impianti entrati in esercizio entro il 2012, i certificati verdi saranno sostituiti, a partire dal 2016 e per il residuo periodo di spettanza, da una tariffa fissa tale da garantire la redditività degli investimenti realizzati. Il Gestore dei servizi energetici ritirerà annualmente i certificati verdi rilasciati per gli anni dal 2011 al 2015 in eccesso di offerta, a un prezzo di ritiro pari al 78% del prezzo definito secondo i criteri vigenti.

Decreto legislativo n. 93/11

In attuazione della delega contenuta nella legge comunitaria 2009, il Consiglio dei ministri ha approvato inoltre il decreto legislativo n. 93/11, perseguendo gli obiettivi di aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti e la concorrenza nel mercato interno dell'elettricità e del gas, di assicurare un'efficace separazione tra imprese del gas che sono proprietarie e che gestiscono reti di trasporto e imprese che utilizzano le reti di trasporto medesime per l'importazione e la vendita di gas, nonché di tutelare maggiormente i consumatori e, in particolare, i clienti "vulnerabili".

Tra le novità di rilievo introdotte dal decreto legislativo si ricordano in particolare le disposizioni riguardanti: (i) la definizione di una politica energetica nazionale, (ii) la separazione dei proprietari dei sistemi di trasporto e dei gestori dei sistemi di trasporto, (iii) l'accesso allo stoccaggio di modulazione gas e gli obblighi di stoccaggio strategico, (iv) gli obblighi servizio pubblico e la tutela dei consumatori ed (v) i compiti e poteri dell'Autorità.

Per quanto riguarda le disposizioni in materia di politica

energetica nazionale, il decreto legislativo n. 93/11 prevede un'attività d'indirizzo e normativa da parte del Ministero dello sviluppo economico al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. A tale scopo, il decreto legislativo stabilisce (art.1) che il Ministero elabori degli scenari decennali di sviluppo dei mercati elettrico e del gas e che (art.3) attraverso un decreto del Presidente del Consiglio siano individuati gli impianti e le infrastrutture da realizzare prioritariamente.

Il testo del decreto prevede, inoltre, che anche i gestori di rete siano coinvolti nell'elaborazione e realizzazione della strategia energetica nazionale dato che questi ultimi sono chiamati ad elaborare dei piani decennali di sviluppo della rete. La principale novità introdotta a questo riguardo dal decreto legislativo è che il potenziamento e l'ammodernamento delle reti di trasporto non è rimesso alle autonome determinazioni dei relativi gestori, ma viene fatto dipendere dalle più complessive esigenze dei sistemi energetici nazionale ed europeo.

Il potere di verifica e controllo dell'effettiva realizzazione dei nuovi investimenti è attribuito all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico per il settore del gas naturale.

Riguardo la separazione tra le attività relative alla gestione delle reti di trasporto e quelle inerenti la produzione e la vendita di energia, la scelta italiana è stata di mantenere un regime diversificato per l'elettricità e il gas.

Per l'elettricità il legislatore ha confermato la separazione proprietaria – già da tempo introdotta – tra attività di produzione e vendita e attività di gestione della rete di trasmissione, ribadendo l'attribuzione di quest'ultima in regime di concessione a Terna; il legislatore ha inoltre sancito il divieto per Terna sia di esercitare direttamente o indirettamente attività di produzione e di fornitura di energia elettrica, sia di gestire, anche temporaneamente, infrastrutture o impianti di produzione di energia elettrica. Per quanto concerne il settore del gas naturale, il decreto legislativo n. 93/11 ha invece optato in via generale per la soluzione dell'Independent Transmission Operator ("ITO"), che prevede il mantenimento della società di gestione della rete di trasporto all'interno dell'impresa verticalmente integrata, ma

con la previsione di una serie articolata di vincoli organizzativi e decisionali diretti a neutralizzare il conflitto d'interessi di cui essa è portatrice. Le disposizioni inerenti alle modalità di organizzazione del modello ITO prevedono, in particolare, che il gestore della rete:

- si doti di un organo di sorveglianza incaricato di assumere decisioni che possano avere un impatto significativo sul valore delle attività degli azionisti del gestore stesso, quali l'approvazione dei piani finanziari, il livello dell'indebitamento, l'ammontare dei dividendi distribuiti nonché la nomina dei responsabili della gestione o dei membri degli organi amministrativi del gestore;
- elabori ed attui, previa approvazione dell'Autorità, un programma di adempimenti atto ad evitare comportamenti discriminatori da parte dei dipendenti;
- abbia un responsabile della conformità che vigili sul comportamento del gestore, nominato dall'organo di sorveglianza con l'approvazione dell'Autorità.

Successivamente, il decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito con modificazioni in legge 24 marzo 2012, n. 27, recante Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività, ha rivisto tale soluzione per Snam Rete Gas e ha rinviato a un decreto del Presidente del Consiglio dei ministri – da adottarsi "sentita l'Autorità" – la disciplina di criteri, condizioni e modalità cui dovrà conformarsi la società per accogliere il modello di separazione proprietaria.

In materia di accesso allo stoccaggio di modulazione, il decreto legislativo riserva la priorità di accesso allo stesso per esigenze di fornitura di tutti i clienti vulnerabili (ossia tutti i clienti civili inclusi quelli che svolgono attività di servizio pubblico e/o di assistenza secondo la definizione dell'art.7 del decreto) e dei clienti non civili con consumi inferiori ai 50.000 mc annui. Sul punto, il decreto legislativo prevede, altresì, che il Ministero dello sviluppo economico determini i criteri per il calcolo degli obblighi di modulazione tra le imprese di vendita.

Inoltre, per quanto riguarda gli obblighi di stoccaggio strategico

finora esclusivamente in capo agli importatori provenienti da Paesi extra UE, sono estesi dal decreto legislativo a tutti i produttori e importatori. Tale decreto, prevede anche che le quote di stoccaggio strategico siano determinate annualmente con decreto ministeriale "in funzione, anche non lineare, del volume importato" e dell'infrastruttura di approvvigionamento.

In materia di obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori, il decreto legislativo oltre ad adottare una definizione di cliente vulnerabile (vedi sopra) prevede, per il settore gas, che «nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, l'Autorità continua transitoriamente a determinare [per i clienti vulnerabili] i prezzi di riferimento ai sensi delle disposizioni di cui al decreto legge 18 giugno 2007, n. 73» che le società di distribuzione o di vendita devono inserire nelle proprie offerte commerciali e, per il settore elettrico, che i clienti vulnerabili che non scelgono un fornitore sul mercato libero siano riforniti di energia elettrica nell'ambito della maggior tutela.

Infine, il decreto legislativo definisce ulteriormente i compiti e poteri dell'Autorità, tra cui, quello di garantire l'applicazione effettiva da parte degli esercenti i servizi delle misure di tutela dei consumatori, di garantire l'adempimento da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione nonché delle imprese elettriche o di gas naturale degli obblighi derivanti dalle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE e dalle altre disposizioni comunitarie e di effettuare la certificazione dei gestori dei sistemi di trasmissione nazionale. Il decreto legislativo conferma anche i poteri sanzionatori in capo all'Autorità in caso di mancato rispetto delle decisioni giuridicamente vincolanti dell'ACER o dell'Autorità medesima.

Altri interventi normativi

Nell'ambito dell'attività normativa nazionale, particolare rilievo assume il decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, convertito nella legge 22 dicembre 2011, n. 214, recante *Disposizioni urgenti per la crescita, l'equità e il consolidamento dei conti pubblici*, che all'art. 21 prevede la soppressione dell'Agenzia nazionale per la regolazione e la vigilanza in materia di acqua, trasferendo all'Autorità le funzioni attinenti la regolazione e il controllo dei servizi idrici, da esercitarsi con i medesimi poteri a essa attribuiti dalla legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481.

Lo stesso provvedimento, all'art. 23, ha disposto anche la riduzione,

da cinque a tre membri, del numero dei componenti degli organi di vertice dell'Autorità, a decorrere dal primo rinnovo successivo alla data di entrata in vigore della legge.

I primi mesi del 2012 hanno portato ulteriori novità che segneranno in maniera significativa l'attività futura dell'Autorità, a partire dal decreto legge n. 1/12 convertito, con modificazioni, nella legge n. 27/12, che ha introdotto una serie di norme di rilievo per il settore energetico. In particolare: la norma in materia di riduzione del prezzo del gas per i clienti vulnerabili (art. 13), la quale stabilisce che l'Autorità è tenuta a introdurre progressivamente, tra i parametri su cui è disposto l'aggiornamento, anche il riferimento – per una quota gradualmente crescente – ai prezzi del gas rilevati sul mercato; la previsione di misure per la riduzione dei costi di approvvigionamento del gas naturale per le imprese, secondo la quale i servizi integrati di trasporto a mezzo di gasdotti esteri e di rigassificazione, compreso lo stoccaggio di gas naturale, siano offerti dalle imprese di rigassificazione e di trasporto in regime regolato, in base alle modalità definite dall'Autorità (art. 14); la citata norma in materia di separazione proprietaria, che prevede le condizioni e le modalità alle quali Snam Rete Gas dovrà conformarsi per adottare, entro diciotto mesi dall'entrata in vigore della legge di conversione, il modello di separazione proprietaria, assicurando la piena terziarietà della società Snam Rete Gas nei confronti di Eni (art. 15), nonché delle imprese verticalmente integrate di produzione e fornitura di gas naturale e di energia elettrica; la disposizione che attribuisce all'Autorità il compito di adeguare la regolazione al nuovo assetto societario.

Infine, nell'ambito della liberalizzazione della distribuzione dei carburanti (artt. da 17 a 20), è stato attribuito all'Autorità il compito di adottare misure adeguate, affinché nei Codici di rete e di distribuzione siano previste modalità per accelerare i tempi di allacciamento dei nuovi impianti di distribuzione di metano a uso autotrazione alla rete di trasporto e distribuzione del gas, così da ridurre gli oneri di allacciamento e le penali per i superi di capacità impegnata, previsti per gli stessi impianti.

Con il decreto legge 9 febbraio 2012, n. 5, recante *Disposizioni urgenti in materia di semplificazione e di sviluppo*, convertito con modificazioni nella legge 4 aprile 2012, n. 35, all'art. 58, comma 1, lettera b), si attribuisce all'Autorità, in casi di particolare urgenza e con adeguata motivazione, il potere di adottare misure cautelari, anche prima dell'avvio del procedimento amministrativo, nonché procedure semplificate di irrogazione delle sanzioni

amministrative pecuniarie.

Da ultimo, il decreto ministeriale 5 maggio 2011, recante Incentivazione alla produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici, ha stabilito i criteri per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici, nonché lo sviluppo di tecnologie innovative per la conversione fotovoltaica e la sua applicazione agli impianti fotovoltaici in esercizio in data successiva al 31 maggio 2011 e fino al 31 dicembre 2016.

Sempre in materia di fonti rinnovabili si segnala, altresì, il decreto ministeriale 15 marzo 2012, recante Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle province autonome (c.d. *Burden Sharing*), che affida all'Autorità il compito di definire le modalità di copertura dei costi per i trasferimenti statistici e per i progetti comuni promossi dalle Regioni e dalle Province autonome.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni

Segnalazioni

Segnalazione del 14 gennaio 2011 sull'attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

Con la segnalazione 14 gennaio 2011, PAS 1/11, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni e proposte in merito allo schema di decreto legislativo recante *Attuazione della direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*. Nell'ottica dell'efficiente gestione degli incentivi, l'Autorità ha indicato l'opportunità di fare ricorso a strumenti incentivanti di mercato, evitando l'eccessivo ricorso a meno efficienti incentivi amministrati, e ha altresì sottolineato l'effetto distortivo che deriva dall'allocatione dei costi di incentivazione sulle tariffe dell'energia elettrica e del gas.

Segnalazione del 2 febbraio 2011 sulla necessità di abrogare la legge in materia di tensioni normali per la distribuzione di energia elettrica in bassa tensione

Con la segnalazione 2 febbraio 2011, PAS 5/11, l'Autorità ha segnalato al Parlamento e al Governo l'opportunità di abrogare la ormai obsoleta legge 8 marzo 1949, n. 105, in materia di tensioni normali per la distribuzione di energia elettrica in bassa tensione, illustrata in dettaglio nel Capitolo 2 di questo volume. La legge n. 105/49 (abrogata dall'art. 21, comma 4, del decreto legge n. 1/12) ostacolava, infatti, il pieno recepimento delle indicazioni provenienti dall'armonizzazione comunitaria in materia, con particolare riferimento alla risoluzione del Consiglio europeo del 7 maggio 1985, relativa a una nuova strategia in

tema di armonizzazione tecnica e standardizzazione. L'Autorità ha inoltre evidenziato come, una volta abrogata la legge n. 105/49, la materia dei livelli nominali di tensione sarebbe stata comunque automaticamente disciplinata dalla normativa tecnica di riferimento emanata dal Comitato elettrotecnico italiano (CEI) che, in qualità di membro italiano dell'organismo europeo di standardizzazione elettrotecnica *Comité Européen de Normalisation Electrotechnique* (CENELEC), ha già dato seguito al processo di armonizzazione europeo mediante la norma CEI 8-6, *Tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione pubblica a bassa tensione*.

Segnalazione del 3 febbraio 2011 sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo e di integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili

La segnalazione 3 febbraio 2011, PAS 6/11, è stata formulata dall'Autorità ai sensi dell'art. 28, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99, laddove si prevede che l'Autorità riferisca alle commissioni parlamentari competenti, entro il 30 gennaio di ogni anno, in merito allo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché allo stato di utilizzo e integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Con tale segnalazione si è in primo luogo descritta la situazione del mercato energetico italiano nell'ambito del più ampio scenario internazionale ed europeo. L'Autorità ha quindi esaminato il funzionamento e la condizione complessiva dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, con particolare riguardo ai temi della tutela dei consumatori e delle fonti rinnovabili. Sono state infine enunciate le principali criticità relative a ogni segmento della filiera e sono state formulate proposte per il loro superamento.

Segnalazione del 21 aprile 2011 sul servizio di maggior tutela dell'energia elettrica

Con la segnalazione 21 aprile 2011, PAS 11/11, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni al Parlamento e al Governo in ordine al parere

motivato complementare – infrazione n. 2006/2057 – indirizzato dalla Commissione europea alla Repubblica italiana, e ha definito proposte circa la possibile evoluzione del servizio di maggior tutela, introdotto dal decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125. In particolare, l'Autorità ha sottolineato la proporzionalità del servizio di maggior tutela al fine di garantire la continuità della fornitura di energia elettrica a prezzi ragionevoli, nel pieno rispetto della nozione di servizio universale accolta dalla direttiva 2009/72/CE.

L'Autorità ha quindi richiamato l'attenzione sul continuo monitoraggio che essa svolge sul grado di apertura e concorrenzialità dei mercati il quale, in prospettiva, potrebbe condurre alla riduzione del numero dei clienti serviti in maggior tutela; inoltre, per rendere tale monitoraggio ancora più efficiente, l'Autorità ha proposto l'introduzione di un sistema di revisione periodica del regime di maggior tutela, da attuarsi attraverso una comunicazione periodica alla Commissione europea, da parte del Ministero dello sviluppo economico, in merito alle misure adottate in materia di servizio pubblico e di servizio universale. Per un dettaglio maggiore relativamente alla segnalazione si rinvia al Capitolo 4 di questo volume.

Segnalazione del 24 maggio 2011 sulla separazione dei servizi di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica dalle altre attività nel mercato elettrico

Con la segnalazione 24 maggio 2011, PAS 13/11, l'Autorità ha formulato ulteriori osservazioni rispetto a quelle già rappresentate nella memoria 20 aprile 2011 PAS 10/11, in ordine allo schema di decreto legislativo recante attuazione della direttive europee 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE. A tale riguardo, l'Autorità ha proposto che il gestore della Rete di trasmissione nazionale e del dispacciamento predisponga un apposito capitolo del proprio Piano di sviluppo, da sottoporre per l'approvazione al Governo e all'Autorità, corredato di analisi e valutazioni a sostegno della necessità di realizzare sistemi d'accumulo di energia.

L'Autorità ha inoltre sottolineato l'esigenza che i sistemi d'accumulo siano gestiti da soggetti terzi rispetto al gestore

della rete, in regime di assoluta separazione da ogni interesse nelle attività di produzione e vendita di energia elettrica, e ciò in coerenza con il dettato della direttiva 2009/72/CE che, per i gestori della rete di trasmissione, prevede la separazione proprietaria.

Segnalazione del 26 agosto 2011 sull'art. 7 del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138

Con la segnalazione 26 agosto 2011, PAS 16/11, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni in merito agli effetti dell'art. 7 del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, nei settori energetici. L'Autorità ha ritenuto opportuno richiamare l'attenzione del Parlamento e del Governo sugli effetti del previsto aumento dell'addizionale Ires nel settore termoelettrico, in un momento di particolare debolezza dovuto alla crisi internazionale e alla riduzione della quota di mercato contendibile in seguito al notevole aumento delle fonti rinnovabili incentivate.

L'Autorità ha quindi sottolineato come la nuova disposizione prevista dall'art. 7 del decreto legge n. 138/11, prevedendo un incremento del 10,5% dell'Ires per le imprese che gestiscono le infrastrutture energetiche a rete, rivesta profili di criticità per lo sviluppo della infrastrutturazione energetica del Paese, che costituisce presupposto essenziale per fornire energia a prezzi competitivi e allineati con gli altri paesi dell'Unione europea.

Segnalazione del 22 dicembre 2011 sull'attività di vigilanza svolta per evitare la traslazione sui prezzi al consumo della Robin Tax

Con la segnalazione 22 dicembre 2011, PAS 26/11, adempiendo ai compiti a essa affidati dall'art. 81, comma 18, del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito nella legge 6 agosto 2008, n. 133 (c.d. *Robin Tax*), l'Autorità ha fornito un resoconto dell'attività di vigilanza per l'anno 2011 e ha in particolare

illustrato gli interventi di natura regolatoria e organizzativa adottati, nonché le azioni intraprese ai fini del monitoraggio delle informazioni trasmesse dagli operatori per le verifiche di primo e secondo livello.

L'attività di vigilanza ha coinvolto il personale della Guardia di Finanza che ha svolto accertamenti nei confronti degli operatori che non hanno fornito le informazioni richieste.

Nel documento si è altresì dato conto del contenzioso attivato dagli operatori interessati avverso i provvedimenti prescrittivi adottati dall'Autorità in esito alle verifiche di secondo livello che, in alcuni casi, si sono concluse con l'accertamento della violazione del divieto.

Segnalazione del 29 dicembre 2011 sulla determinazione delle tariffe di rete e sulla remunerazione delle attività di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica

Con la segnalazione 29 dicembre 2011, PAS 27/11, l'Autorità ha fornito al Parlamento e al Governo un quadro informativo in merito agli orientamenti che essa ha assunto in tema di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015.

L'Autorità ha segnalato come, nell'aggiornamento della regolazione dei servizi a rete, si sia privilegiato il criterio della continuità regolatoria. Ciò al fine di consentire agli operatori di continuare ad approvvigionarsi a condizioni favorevoli dei capitali necessari a sostenere il programma di sviluppo infrastrutturale nel medio-lungo termine. Nella segnalazione si è poi evidenziato come, per contemperare le esigenze di sviluppo infrastrutturale con gli obiettivi di gestione efficiente del servizio a tutela dei consumatori, l'Autorità sia intervenuta sui meccanismi di incentivazione degli investimenti, aumentando la selettività e la focalizzazione su quelli di maggiore rilevanza strategica.

Pareri e proposte al Governo

Pareri

Con la segnalazione 25 gennaio 2011, PAS 3/11, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dello sviluppo economico il proprio parere favorevole in merito alla proposta di modifica al *Testo integrato della disciplina del mercato elettrico* (TIDME), presentata dal Gestore dei mercati energetici (GME) in data 31 dicembre 2010. Tale proposta di modifica ha riguardato le disposizioni necessarie a rendere operativa l'integrazione tra mercato infragiornaliero e mercato dei servizi di dispacciamento a decorrere dall'1 gennaio 2011, nonché le disposizioni necessarie a rendere operativo, a decorrere dalla stessa data, il progetto di *market coupling* sulla frontiera tra Italia e Slovenia.

Con la segnalazione 7 aprile 2011, PAS 8/11, l'Autorità, in relazione all'esigenza di assicurare il regolare funzionamento della Piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas, ha rilasciato parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico in merito alla modifica del regolamento del mercato del gas, ai sensi dell'art. 30, comma 30.1, della legge n. 99/09.

Con la segnalazione 15 settembre 2011, PAS 17/11, l'Autorità ha rilasciato al Ministro dello sviluppo economico il proprio parere favorevole in ordine allo schema di decreto di individuazione delle modalità di rimborso dei costi non recuperabili (c.d. *stranded cost*) a favore della società Iren.

Con la segnalazione 6 ottobre 2011, PAS 22/11, l'Autorità ha rilasciato

alla competente commissione parlamentare il proprio parere in merito alla proposta di direttiva europea sull'efficienza energetica.

Con la segnalazione 10 novembre 2011, PAS 24/11, l'Autorità ha rilasciato al Ministro dello sviluppo economico parere favorevole sullo schema di decreto recante modalità e criteri per le importazioni di energia elettrica.

Con la segnalazione 6 dicembre 2011, PAS 25/11, nella direzione di preservare una liquidità sufficiente ad assicurare il regolare funzionamento dei mercati elettrici e del gas, l'Autorità ha rilasciato un parere al Ministro dello sviluppo economico in merito alle modifiche al TIDME e al regolamento del mercato del gas. In particolare tali modifiche – sulle quali l'Autorità ha espresso parere favorevole condizionato – hanno riguardato l'abbassamento dei requisiti minimi di *rating* richiesti agli istituti bancari per rilasciare garanzie fideiussorie a favore del GME, affinché gli operatori possano partecipare ai mercati energetici.

Proposte

Con la delibera 14 gennaio 2011, PAS 2/11, l'Autorità ha formulato al Ministro dello sviluppo economico una proposta ai sensi dell'art. 3, comma 12, della legge n. 2/09, ravvisando l'opportunità di non modificare il quadro normativo vigente in relazione alla suddivisione della rete rilevante.

Audizioni presso il Parlamento

Schema di decreto legislativo recante attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale

Nelle audizioni, rispettivamente del 5 aprile 2011 e del 20 aprile 2011, presso la Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera e presso la Commissione industria, commercio e turismo del Senato, aventi a oggetto lo *Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva 2009/72/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE, e della direttiva 2009/73/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE, e della direttiva 2008/92/CE, concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica (atto n. 335)*, l'Autorità ha formulato proprie osservazioni sui profili critici e sugli aspetti positivi del provvedimento teso a realizzare mercati energetici ancora più concorrenziali.

Fonti rinnovabili e politiche ambientali

Nell'audizione del 19 maggio 2011 presso l'VIII Commissione ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera, convocata nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle politiche ambientali relative alla produzione di energia da fonti rinnovabili, l'Autorità ha formulato, in un'apposita memoria, le proprie osservazioni sull'adozione delle possibili scelte strategiche finalizzate alla "decarbonizzazione" dell'energia. Tali scelte, in buona parte complementari, prevedono da un lato l'internalizzazione, nel prezzo dell'energia prodotta, del valore delle esternalità ambientali e sociali causate dalle emissioni (*carbon pricing*), meccanismo lineare ed efficace nel tempo ma con effetti, sul sistema economico e sui diversi processi produttivi, rilevanti e poco

governabili; dall'altro, l'incentivo diretto alle fonti rinnovabili, soluzione onerosa e in genere meno efficiente che tende a pareggiare il deficit competitivo delle nuove tecnologie rispetto a quelle esistenti, in attesa che esse raggiungano uno standard di efficienza ed economicità tale da sostenere la concorrenza con le fonti fossili tradizionali.

L'Autorità ha evidenziato come l'imposizione di una *carbon tax* favorisca, per un semplice meccanismo di mercato, qualunque forma alternativa di produzione di energia elettrica in grado di garantire prezzi inferiori. Accanto ai vantaggi accennati, se ne rilevano le criticità in termini di gestione, soprattutto perché il meccanismo deve operare a livello sovranazionale.

Dopo aver evidenziato la necessità di porsi oltre gli obiettivi, europei e italiani, del 2020, focalizzando l'attenzione sulla ricerca, sull'innovazione tecnologica e su un adeguato sviluppo della filiera industriale, l'Autorità ha sottolineato che il costo da sostenere per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stimato, nel periodo 2010-2020, intorno ai 100 miliardi di euro. Tali valori potrebbero far emergere nel medio periodo problemi di sostenibilità economica, aggravati dal fatto che il finanziamento delle politiche nazionali di sostegno alle fonti rinnovabili non ricade sulla totalità dei contribuenti, attraverso imposte dedicate, ma solo sui consumatori elettrici.

Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico di biossido di carbonio

Nell'audizione del 30 giugno 2011 presso le Commissioni riunite attività produttive, commercio e turismo e ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera, avente a oggetto lo *Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico di biossido di carbonio, nonché modifica delle direttive 85/337/*

CEE, 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del regolamento (CE) 1013/2006 (atto n. 367), l'Autorità è intervenuta formulando osservazioni sul provvedimento, che svolge un ruolo importante nella definizione del quadro normativo di riferimento, all'interno del quale provare la fattibilità tecnico-economica di sistemi integrati per la cattura e lo stoccaggio della CO₂.

Dinamica dei prezzi e delle tariffe e ricadute sui consumatori

Nell'audizione del 13 luglio 2011, convocata dalla Commissione straordinaria prezzi del Senato, nell'ambito dell'Indagine conoscitiva avviata nel 2009, sulle determinanti della dinamica del sistema dei prezzi e delle tariffe, sull'attività dei pubblici poteri e sulle ricadute sui cittadini consumatori, l'Autorità ha offerto il proprio contributo in riferimento al comparto dell'energia elettrica e del gas naturale, i cui prezzi presentano strette correlazioni con lo scenario economico. I corrispettivi pagati dai clienti finali riflettono, dunque, le dinamiche: dei mercati all'ingrosso, nei quali i prezzi sono liberi e le contrattazioni (tra produttori o importatori e grossisti o clienti) avvengono essenzialmente tramite contratti bilaterali oppure, nel caso dell'energia elettrica, anche attraverso mercati regolati (c.d. "Borsa elettrica"); dei servizi regolati – le cui tariffe sono determinate dall'Autorità – che comprendono tutte le attività connesse con monopoli naturali infrastrutturali; dei mercati *retail* o al dettaglio, nei quali i prezzi sono liberi ma sussiste ancora l'obbligo per i venditori di offrire ai consumatori anche le condizioni economiche di riferimento definite e aggiornate dall'Autorità, che regola inoltre gli standard contrattuali minimi che i venditori debbono assicurare ai clienti.

L'Autorità ha sottolineato, altresì, come il differenziale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas si stia progressivamente riducendo, nonostante alcune tipologie di consumatori continuino a spendere più della media europea. Ciò è dovuto principalmente: al mix energetico estremamente dipendente dall'estero e incentrato principalmente sugli idrocarburi e sul gas, unitamente alla volatilità delle quotazioni del petrolio; al livello di fiscalità particolarmente elevato nel settore del gas; alla significativa componente parafiscale (oneri di sistema), che comprende l'incentivazione delle fonti rinnovabili; all'ancora incompleto livello di concorrenzialità nei mercati all'ingrosso (in

particolare di quello del gas naturale).

A seguito della definizione delle modalità di applicazione, in base ai criteri previsti dal decreto interministeriale 28 dicembre 2007, del cosiddetto "bonus elettrico", l'Autorità ha infine reso noti i dati relativi ai soggetti che fruiscono di tale beneficio: alla fine di maggio 2011 le famiglie che hanno usufruito del bonus elettrico risultano 948.000, mentre 530.000 sono quelle che hanno usufruito del bonus gas.

Istituzione dell'Autorità di regolazione dei trasporti

Nell'audizione del 28 settembre 2011 presso la Commissione trasporti, poste e telecomunicazioni della Camera, in merito alle ipotesi di istituzione di un'Autorità di regolazione delle reti nel settore dei trasporti, l'Autorità è intervenuta illustrando sia il proprio modello di regolazione, delineato a livello legislativo, sia l'esperienza maturata nella regolazione delle reti e dei mercati energetici in quindici anni di attività. Ha così sottolineato come, al fine di garantire un'efficace regolazione, sia essenziale che la stessa venga affidata a un organismo indipendente dal potere esecutivo e dagli operatori economici, dotato di una ampia gamma di funzioni e poteri (che vanno dalla previsione *ex ante* delle regole del mercato – finalizzate alla promozione della concorrenza, alla loro concreta e puntuale applicazione e alla risoluzione delle controversie che insorgono sui mercati – al controllo *ex post* della corretta osservanza della regolazione).

Indipendente e autonomo deve essere pure il sistema di finanziamento, caratterizzato dalla contribuzione dei soggetti che operano nei settori regolati, unitamente all'autonomia economico-finanziaria, che prevede controlli *ex ante* sul prelievo a carico dei soggetti regolati e il controllo *ex post* da parte della Corte dei conti.

Nell'ottica di una progressiva liberalizzazione nel settore dei trasporti, l'Autorità ritiene sia necessaria la presenza di un organismo di regolazione indipendente; l'eventuale ampliamento delle competenze dell'Autorità al settore dei trasporti dovrebbe necessariamente tenere in considerazione l'esigenza di mantenere stabile ed efficiente il processo di regolazione energetica, valutando le ricadute di carattere organizzativo e gestionale di tale ipotesi sull'attuale assetto di questa Autorità.

Strategia energetica nazionale

Nell'audizione del 9 novembre 2011 presso la Commissione industria, commercio e turismo del Senato, l'Autorità è intervenuta nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sulla strategia energetica nazionale, avviata nel 2010, fornendo elementi informativi e analitici sullo stato dei mercati dell'energia, che risultano, in appena un anno, profondamente cambiati. Vale la pena di ricordare: l'uscita dall'opzione nucleare esercitata dai cittadini tramite referendum; il controverso sviluppo delle fonti rinnovabili (in particolare il fotovoltaico); il definitivo recepimento del Terzo pacchetto energia; la consapevolezza che aspetti di sistema quali, fra gli altri, la sicurezza degli approvvigionamenti, l'accesso alle reti, l'assetto del trasporto di energia, l'apertura e l'integrazione dei mercati energetici vanno affrontati in una logica non solo nazionale ma anche continentale, se non addirittura globale. L'Autorità ritiene che la definizione della strategia energetica nazionale non possa prescindere dalla considerazione di talune tematiche, quali: la preminenza della dimensione europea e la necessità che la strategia energetica nazionale si collochi in tale contesto orientando il ruolo del nostro Paese a una presenza di maggior rilievo in Europa; la necessità di giungere alla decarbonizzazione del sistema energetico e alla promozione di quelle fonti energetiche che siano in grado di garantire soluzioni efficienti, tenendo conto della sostenibilità economica degli interventi; il riconoscimento dell'efficienza energetica come cardine della politica energetica nazionale per candidare il nostro Paese a un ruolo primario in Europa, data l'esperienza della stessa Autorità in tale campo; l'esigenza di accelerare il processo di integrazione del mercato elettrico a livello continentale, nonché la necessità di favorire lo sviluppo delle infrastrutture interne del gas, di quelle tra paesi europei e di quelle di adduzione dall'estero.

Rifiuti radioattivi

Nell'audizione del 31 gennaio 2012 l'Autorità è stata sentita dalla Commissione parlamentare di inchiesta sulle attività illecite connesse con il ciclo dei rifiuti, nell'ambito dell'approfondimento sui rifiuti radioattivi.

Come previsto nella legge istitutiva e come successivamente confermato nel decreto ministeriale del 26 gennaio 2000, l'Autorità ha illustrato i propri compiti in tale ambito. Essa svolge

la funzione di accertamento dei costi del *decommissioning* delle vecchie centrali Enel e degli impianti del ciclo del combustibile di proprietà dell'Enea, gestite da Sogin (c.d. "oneri nucleari"), che come noto sono posti a carico dei clienti finali del sistema elettrico tramite la specifica componente tariffaria A₂. In particolare, il citato decreto ministeriale prevede che l'Autorità ridetermini gli oneri nucleari sulla base dei programmi trasmessi da Sogin secondo criteri di efficienza economica. L'Autorità ha dunque definito i criteri di efficienza economica per gli anni 2008-2010 (primo periodo di regolazione), determinando un aumento delle attività di *decommissioning* e una diminuzione dei costi di struttura.

Con riferimento alla definizione dei criteri per il secondo periodo di regolazione, Sogin ha proposto un aggiornamento del programma a vita intera che riveste alcuni elementi di criticità, determinati dalle incertezze del quadro normativo di riferimento delle commesse il quale, a oggi, non risultano completamente definito.

Al riguardo, va ricordato che il decreto legge n. 201/11, convertito nella legge n. 214/11, ha soppresso l'Agenzia per la sicurezza nucleare, affidandone funzioni e compiti all'ISPRA che, nelle more di entrata in operatività dell'Agenzia, già li esercitava, sebbene in condizioni di forte sottodimensionamento per l'effettuazione di tali compiti.

Inoltre, il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, che avrebbe dovuto prevedere gli indennizzi a Sogin, in materia di gestione dei rifiuti radioattivi e di *decommissioning* degli impianti dimessi, come previsto dal decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31, non è stato ancora emanato con ripercussioni sia sulle attività di smantellamento sia sull'iter autorizzativo e di realizzazione del deposito nazionale per i rifiuti radioattivi.

Norme in materia di liberalizzazioni

Nell'audizione del 2 febbraio 2012 presso la X Commissione industria, commercio, turismo del Senato, in merito al disegno di legge AS 3110 di conversione in legge del decreto legge n. 1/12, recante *Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività*, l'Autorità ha illustrato, anche tramite la presentazione di una memoria, le proprie osservazioni in merito ai punti essenziali delle disposizioni in materia di energia, nonché alle funzioni di regolazione nei servizi di trasporto.

Con riferimento alle disposizioni in materia di energia, l'Autorità ha espresso osservazioni in particolare sulle disposizioni per la riduzione del prezzo di riferimento del gas naturale per i clienti vulnerabili (art. 13), rilevando al riguardo che l'attuazione della misura prevista produce effetti sull'attività di vendita al dettaglio e, solo parzialmente e indirettamente, sul mercato all'ingrosso, il quale presenta le maggiori criticità. L'Autorità ha inoltre sottolineato che incidere eccessivamente imponendo condizioni sull'attività di vendita rischia, nel medio termine, di ridurre la pluralità di operatori attivi in questo segmento della filiera. Per quanto concerne le misure per ridurre i costi di approvvigionamento di gas naturale per le imprese (art. 14), l'Autorità ha osservato come sia importante che nel darvi attuazione non si introducano obblighi/limiti all'utilizzo efficiente delle risorse – vincolando, per esempio, il loro impiego in ragione della destinazione d'uso del gas – ulteriori rispetto a quelli necessari a garantire la sicurezza del sistema.

Rispetto alla norma che ha introdotto disposizioni in materia di *unbundling* (art. 15), al fine di rendere la separazione proprietaria del trasporto gas pienamente corrispondente ai criteri posti dalla direttiva 2009/73/CE, l'Autorità ha proposto che la formulazione dell'art. 15 prevedesse l'attuazione del modello di separazione proprietaria secondo le modalità di cui all'art. 19 del decreto legislativo n. 93/11, e che questo modello prevedesse l'inclusione fra le attività separate di tutte le attività di rete, lo stoccaggio e la rigassificazione.

In relazione alla norma che prevedeva la possibilità per i concessionari di reti elettriche di cedere rami d'azienda, ovvero quote di flussi di cassa derivanti dai ricavi tariffari regolati (art. 21), l'Autorità ha espresso rilievi critici, sia per contrasto con il disegno di *governance* del gestore della rete prescelto con il decreto legislativo n. 93/11, sia in termini di pregiudizio per l'azione di regolazione.

Rapporti con altre istituzioni

L'Autorità interagisce e collabora con numerosi soggetti pubblici, con i quali svolge sia funzioni necessarie all'esercizio delle proprie attività istituzionali, così come definite dalla legge istitutiva, tese a diffondere la conoscenza dei settori regolati, sia funzioni di raccolta statistica, tese a minimizzare l'onere che grava sulle imprese regolate.

Guardia di Finanza

Al fine di rafforzare e intensificare le attività di controllo e ispezione riguardanti operatori, impianti, processi e servizi dei settori elettrico e gas, l'Autorità si avvale, tra gli altri, della collaborazione della Guardia di Finanza, e in particolare del Nucleo speciale tutela mercati, ai sensi del Protocollo di intesa, adottato nel settembre 2001 e rinnovato ed esteso nel dicembre 2005 (delibera 15 dicembre 2005, n. 273/05).

Per una descrizione puntuale delle attività di vigilanza svolte

in collaborazione con la Guardia di Finanza nell'anno appena trascorso e del loro impatto in termini di seguiti amministrativi, prescrittivi e sanzionatori, si rinvia al Capitolo 6. Basti qui ricordare che nel corso del 2011 sono state avviate verifiche ispettive in nuovi segmenti di indagine tra i quali:

- il rispetto, da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica, degli obblighi di registrazione dei clienti alimentati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione;
- il rispetto, da parte delle imprese, delle disposizioni in materia di obblighi di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*);
- la corretta applicazione delle condizioni che devono essere applicate dai gestori di rete ai fini dell'erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione;
- la verifica della correttezza dei dati storici di consumo e dei

dati economici relativi agli impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammessi al regime di reintegrazione dei costi.

È continuata infine, anche nel 2011, la collaborazione con la Guardia di Finanza in merito alla vigilanza del divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo, di cui alla legge n. 133/08 (c.d. *Robin Tax*).

La collaborazione in tale specifico settore è stata assicurata mediante un continuo interscambio di dati e di notizie utili, il supporto diretto di ispettori del Nucleo speciale tutela mercati per lo svolgimento delle analisi di primo e secondo livello, la verifica dei requisiti di cui all'art. 81, comma 16, del decreto legge n. 112/08, per alcune società, il continuo aggiornamento dell'anagrafica operatori e dei relativi dati caricati su un apposito portale internet.

Per una più puntuale descrizione delle attività svolte si rinvia al Capitolo 6 e alla relazione al Parlamento, in data 22 dicembre 2011, sull'attività di vigilanza svolta nell'anno 2011 in merito al divieto di traslazione della maggiorazione Ires sui prezzi al consumo (PAS 26/11).

Cassa conguaglio per il settore elettrico

L'Autorità fin dalla propria istituzione vigila, unitamente al Ministero dell'economia e delle finanze, sulla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), ente di diritto pubblico non economico; oltre a coordinare 36 conti di gestione istituiti dall'Autorità, essa esercita attività funzionali agli interessi generali, perseguiti dall'Autorità nel rispetto delle delibere e secondo gli indirizzi dalla medesima disposti, ai sensi del regolamento di organizzazione e funzionamento, approvato con la delibera 21 dicembre 2009, GOP 64/09. La CCSE, assieme a funzioni di istruzione ed esazione tariffaria, e conseguente redistribuzione di natura contributiva e perequativa agli operatori del settore dell'energia elettrica e del gas naturale, svolge attività istruttorie, di controllo, di verifica e di recupero finanziario di carattere coattivo delle componenti tariffarie e degli aiuti di Stato indebitamente percepiti.

In ordine all'attività di amministrazione delle competenze finanziarie di pertinenza, si segnala che dall'aprile 2010 presso la CCSE, sulla base di delibere dell'Autorità, sono stati attivati i seguenti ulteriori conti di gestione:

- Conto oneri del meccanismo di reintegrazione, delibera 19 marzo 2010, ARG/elt 33/10;
- Conto per il sistema indennitario, delibera 30 novembre 2010, ARG/elt 219/10;
- Conto per il funzionamento del sistema informativo integrato, delibera 17 novembre 2010, ARG/com 201/10;
- Conto oneri stoccaggio, delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11;
- Conto invarianza economica per i clienti finali della distribuzione, delibera ARG/gas 29/11.

Per una descrizione puntuale delle attività di vigilanza svolte in collaborazione con la CCSE, si rinvia al Capitolo 6.

Nell'ambito di quanto previsto dall'art. 2, comma 142, della legge 24 dicembre 2007, n. 244, che aveva imposto la destinazione degli importi derivanti dalle sanzioni irrogate dall'Autorità e pagate dalle imprese a un fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori, con la delibera 1 febbraio 2010, GOP 7/10, l'Autorità ha previsto la costituzione di un apposito Conto progetti consumatori presso la CCSE.

Mediante tale fondo l'Autorità ha finanziato i progetti delle associazioni di consumatori, iscritte al Consiglio nazionale consumatori e utenti (CNCU), per la formazione e l'aggiornamento del personale preposto alla risoluzione alternativa delle controversie tra imprese elettriche e del gas e consumatori; inoltre, con il medesimo fondo l'Autorità ha erogato alle associazioni di consumatori iscritte al CNCU, previa istruttoria della CCSE sulla documentazione attestante l'avvenuta conciliazione, un rimborso forfetario dei costi di conciliazione stabilito secondo i parametri previsti dal decreto del Ministero delle attività produttive 2 marzo 2006.

Per un dettaglio dei progetti si rinvia al Capitolo 4.

ENEA

In attuazione della convenzione approvata con la delibera 11 gennaio 2006, n. 4/06, rinnovata dalla delibera 26 maggio 2009, GOP 26/09, l'Autorità si è avvalsa dell'ENEA per alcune attività a supporto della valutazione e della certificazione dei risparmi energetici conseguiti dai progetti presentati nell'ambito del meccanismo dei TEE, o certificati bianchi, illustrati meglio nel Capitolo 4. Nello specifico, si tratta di:

- un'attività istruttoria a supporto delle decisioni in merito all'approvazione di proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo, ai sensi dell'art. 6 delle *Linee guida*;
- un'attività di verifica tecnica finalizzata alla quantificazione dei risparmi effettivamente conseguiti in applicazione dei progetti.

Università

Anche nel 2011 è proseguita la collaborazione tra l'Autorità e alcune università italiane con le quali sono stati stipulati Protocolli di intesa, in merito a progetti di ricerca e formazione, allo scopo di contribuire alla diffusione della regolazione del settore energetico nel mondo accademico, nonché per lo svolgimento di attività di interesse comune.

In particolare, sono attivi nel 2011 Protocolli di intesa con il Politecnico di Milano, le Università Cattolica, Bocconi e Statale di Milano, le Università La Sapienza e Tor Vergata di Roma, le Università Federico II e Parthenope di Napoli (Dipartimento per le tecnologie), l'Università di Genova (Dipartimento di macchine, sistemi energetici e trasporti), l'Università di Cassino e l'Università di Udine.

I Protocolli si sono rivelati uno strumento molto utile per lo scambio reciproco, nonché per lo sviluppo e la disseminazione di conoscenze.

L'Autorità si è avvalsa delle competenze specialistiche presenti presso alcune università a supporto della propria attività di regolazione; al contempo, i dirigenti dell'Autorità hanno svolto un ruolo attivo di formazione accademica, partecipando direttamente anche ad alcuni comitati scientifici.

Nel corso del 2011 è stata svolta l'attività didattica presso i master di formazione post universitaria in materia energetica e di regolazione, e si sono organizzati cicli di incontri nelle università, incentrati sulla regolazione e su temi di attualità per il settore energetico.

Il sistema di raccordo fra l'Autorità e le università italiane definito dai Protocolli contempla anche la realizzazione di stage, presso gli Uffici dell'Autorità, per gli studenti che seguono corsi specialistici sui temi dell'energia, nonché l'attivazione di assegni di ricerca sui temi di punta della regolazione energetica. A tale riguardo, nel 2011, a completamento dei master su tematiche energetiche predisposti da parte di alcuni degli istituti universitari

sopramenzionati, in Autorità è stato attivato uno stage (tuttora in corso) e si sono conclusi i cinque stage che risultavano ancora attivi nel mese di marzo 2011.

Pertanto, a marzo 2012 presso gli Uffici dell'Autorità risulta attivo uno stage, mentre sono in corso contatti con varie università per la definizione di altri stage.

Nell'anno di riferimento l'Autorità ha inoltre provveduto a finanziare direttamente cinque nuovi assegni di ricerca, della durata di un anno ed eventualmente rinnovabili, attivati da l'Università La Sapienza di Roma, l'Università Tor Vergata e il Politecnico di Milano su tematiche di interesse istituzionale. Nel mese di marzo 2012 sono in corso di perfezionamento due ulteriori assegni di ricerca con l'Università La Sapienza di Roma e con l'Università Cattolica di Milano.

Le attività nell'ambito dei sopra descritti Protocolli non esauriscono le collaborazioni e gli scambi dell'Autorità con il mondo universitario e della ricerca.

Rappresentanti dell'Autorità hanno tenuto lezioni e seminari anche in università diverse da quelle sopra menzionate, pure straniere, sempre al fine di attivare rapporti proficui per la conoscenza e lo sviluppo della regolazione; professori universitari sono stati invitati a tenere seminari presso l'Autorità.

Rapporti con altre istituzioni

Anche nel 2011 sono proseguite le collaborazioni fra l'Autorità e altre istituzioni tecniche ed economico-sociali, inquadrare in apposite convenzioni, di cui si è dato conto nella *Relazione Annuale 2011*, finalizzate a supportare le attività degli Uffici descritte nei capitoli a seguire. In particolare queste riguardano le cooperazioni:

- con il CEI, sui temi delle connessioni con le reti elettriche, della qualità del servizio, della misura e dell'efficienza energetica (vedi i Capitoli 2 e 4 di questo volume);
- con il Comitato italiano gas (CIG), tramite la delibera 8 novembre 2010, GOP 61/1, sulla scorta del nuovo Protocollo di intesa l'Autorità ha sottoscritto una collaborazione sui temi inerenti alla sicurezza a valle del punto di fornitura, per lo svolgimento di attività di analisi e procedure di accertamento documentale degli impianti interni di utenza alimentati a gas per mezzo di rete (vedi il Capitolo 3 di questo volume);

- con il Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro (CNEL), per quanto attiene l'implementazione dell'Osservatorio CNEL dei servizi pubblici locali, con riguardo all'aggiornamento dei dati relativi ai consumi e ai prezzi dell'energia elettrica e del gas;
- con il CNCU, tramite apposito Protocollo di intesa (delibera 1 aprile 2009, GOP 15/09), sono state avviate attività relative all'informazione dei consumatori, all'educazione al consumo di energia, alla formazione delle associazioni dei consumatori e all'accesso alle forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie (vedi il Capitolo 4);
- con l'Associazione nazionale comuni italiani, tramite apposito Protocollo d'intesa (delibera 6 ottobre 2011, GOP 48/11), è stato approvato l'atto integrativo della convenzione di cui alla delibera 2 ottobre 2008, GOP 45/08, al fine di prevedere la copertura dei maggiori oneri connessi con l'ampliamento delle funzionalità del sistema informatico centralizzato, necessario per la gestione dei rapporti tra i Comuni, chiamati ad accogliere le istanze di riconoscimento del bonus elettrico, e le imprese distributrici di energia elettrica chiamate a erogare il bonus medesimo.

2.

Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

Modifiche alla normativa in materia di separazione funzionale e contabile

A seguito di apposita consultazione, svolta con il documento 7 luglio 2011, DCO 26/11, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con la delibera 9 febbraio 2012, 36/2012/E/com, ha approvato modifiche all'Allegato A alla delibera 18 gennaio 2007, n. 11/07 (*Testo integrato unbundling* – TIU), finalizzate all'introduzione di misure volte a promuovere l'adempimento degli obblighi di separazione funzionale e contabile a carico dei soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas. L'adempimento agli obblighi di separazione funzionale e contabile da parte dei soggetti operanti nei settori dell'energia è volto a permettere all'Autorità, da un lato, l'accertamento e il monitoraggio dell'adozione, da parte delle imprese verticalmente integrate nei citati settori, di adeguate procedure che impediscano il sussidio incrociato di risorse tra le attività oggetto di regolazione tariffaria e attività libere; dall'altro, di disporre degli elementi informativi in relazione alle grandezze economiche, patrimoniali e fisiche necessarie, direttamente o indirettamente, alla regolazione tariffaria e alla corretta determinazione delle altre prestazioni a carico del sistema. Le misure introdotte dalla delibera 36/2012/E/com prevedono che, in caso di inadempienza, fatta salva la possibilità

per l'Autorità di adottare sanzioni (ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1985, n. 481), la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) sospenda le erogazioni di contributi eventualmente spettanti ai soggetti con obblighi di *unbundling* (vedi il Capitolo 1 di questo volume), fino all'invio, da parte dei medesimi soggetti, delle comunicazioni obbligatorie previste dal TIU in materia di separazione funzionale e contabile. La sospensione non riguarda le erogazioni in relazione alle quali il soggetto in questione è chiamato a svolgere un ruolo di mero tramite di somme a lui non destinate.

Avvio della raccolta delle comunicazioni di separazione funzionale e di unbundling contabile in modalità telematica

Nel corso del 2011 è proseguita la raccolta in modalità telematica delle comunicazioni e dei documenti obbligatori previsti a carico delle imprese che svolgono attività di rete nel settore elettrico e del gas, in relazione agli obblighi di separazione funzionale di cui alla delibera n. 11/07 (TIU). In data 28 aprile 2011, è stata altresì estesa anche all'esercizio 2010 la raccolta dei dati di separazione contabile, già conclusa per gli esercizi 2007, 2008 e 2009, per i soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas in modalità telematica, così come previsto dal TIU.

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

Con la delibera 4 agosto 2011, ARG/com 115/11, l'Autorità ha integrato il procedimento avviato con la delibera 31 agosto 2010, ARG/com 133/10, in materia di separazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale e di trasmissione dell'energia elettrica, alla luce delle disposizioni introdotte dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, che ha recepito nell'ordinamento nazionale le direttive europee 2009/72/CE e 2009/73/CE. Con la sopracitata delibera ARG/com 115/11, l'Autorità ha altresì previsto l'adozione dei provvedimenti necessari per l'adeguamento della disciplina del TIU (Allegato A alla delibera n. 11/07) in materia di separazione funzionale.

Nell'ambito del citato procedimento e a seguito della consultazione svolta con il documento per la consultazione 22 novembre 2010, DOC 41/10, con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 153/11, l'Autorità ha disciplinato le procedure di certificazione delle imprese che agiscono in qualità di gestori di sistemi di trasporto del gas naturale o di trasmissione dell'energia elettrica.

Tali procedure stabiliscono la tempistica e gli adempimenti ai quali sono tenute le imprese proprietarie di reti di trasporto del gas naturale e l'impresa di trasmissione elettrica, al fine di ottenere la certificazione secondo i modelli di separazione fissati dal decreto n. 93/11.

Le procedure di certificazione prevedono gli adempimenti necessari per la certificazione del gestore della Rete di trasmissione nazionale (RTN) secondo il modello della separazione proprietaria.

A tal fine la delibera prevede che il gestore dimostri:

- l'effettiva separazione nel controllo societario e nella composizione degli organi sociali da imprese che operano nell'attività di produzione e fornitura di energia elettrica, secondo le disposizioni dell'articolo 9 della direttiva europea 2009/72/CE;
 - la capacità di svolgere i compiti previsti nella gestione della rete di trasmissione elettrica dalla citata direttiva e dal decreto legislativo n. 93/11;
 - la proprietà della rete di trasmissione elettrica;
 - la capacità e l'autonomia decisionale in relazione alla predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasmissione elettrica;
 - la capacità di gestire in maniera riservata le informazioni commercialmente sensibili e di metterle a disposizione in maniera non discriminatoria;
 - l'esistenza di vincoli di riservatezza nella gestione delle informazioni a carico dei dipendenti e dei collaboratori del gestore.
- Ai fini della procedura di certificazione del gestore della rete di trasmissione elettrica, la delibera ARG/com 153/11 ha altresì previsto specifiche verifiche da parte dell'Autorità nei confronti dei proprietari di porzioni di trasmissione elettrica nazionale, diversi dal gestore.
- Con successiva delibera dell'Autorità 2 febbraio 2012, 22/2012/com, sono state stabilite apposite modalità per l'invio dei dati, da parte del gestore della rete di trasmissione elettrica, necessari allo svolgimento delle procedure di certificazione, nonché specifiche modalità per il trattamento dei medesimi dati da parte degli Uffici dell'Autorità.
- Allo stato attuale l'Autorità ha ricevuto la richiesta di certificazione da parte del gestore di trasmissione (Terna) e sono in corso attività di analisi e valutazioni sulla conformità, delle informazioni fornite, agli obblighi previsti dalla normativa di riferimento, ai fini del rilascio della certificazione.

Regolamentazione delle reti

Con la delibera 9 giugno 2006, n. 111/06, e s.m.i. sono state stabilite le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico che garantiscono un'equa ripartizione degli sbilanciamenti. Inoltre, con la riforma del mercato elettrico, attuata

da decreti ministeriali e interventi dell'Autorità, prevista dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2, è stato ridisegnato il Mercato per il servizio del dispacciamento. Nel complesso quindi, come richiesto dal Terzo pacchetto energia ai gestori di rete sono garantiti incentivi appropriati per migliorare l'efficienza, promuovere l'integrazione dei mercati e la sicurezza dell'approvvigionamento.

Regolamentazione tecnica: servizio di dispacciamento

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

Con la delibera 17 novembre 2011, ARG/elt 160/11, l'Autorità ha avviato un procedimento di revisione della disciplina del dispacciamento, al fine di integrare le fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico in maniera sicura ed efficiente. Tramite i conseguenti provvedimenti, l'Autorità ha inteso rivedere l'attuale architettura del mercato elettrico, con l'obiettivo di adattarla alle nuove esigenze poste dalle fonti rinnovabili non programmabili sul fronte dell'approvvigionamento di risorse per il servizio di dispacciamento e dell'efficiente attribuzione dei costi del servizio di dispacciamento sui soggetti che li hanno causati. La delibera ARG/elt 160/11 si è resa necessaria per rispondere alle esigenze di:

- ampliare l'intervallo di frequenza di funzionamento di tutti gli impianti di generazione distribuita, allineandolo a quello previsto per gli impianti connessi direttamente con la RTN,

così da mitigare il rischio di "effetto domino" in caso di grave incidente di rete;

- valutare la possibilità di consentire a Terna azioni di riduzione selettiva della generazione distribuita, anche da fonti rinnovabili, iniziando da quella connessa in media tensione, così da ricostituire i margini di riserva laddove tutte le altre alternative per conseguire il medesimo obiettivo risultino impraticabili;
- promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili in relazione alla efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete, evitando che i connessi costi di sbilanciamento continuino a gravare sui soli consumatori di energia elettrica;
- valutare una più generale revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento tenendo conto del nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, e delle conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema;
- prevedere che Terna, con cadenza periodica, quantifichi la massima penetrazione della generazione da fonte rinnovabile

intermittente (con particolare riferimento agli impianti eolici e fotovoltaici), compatibile con l'assetto di sistema;

- prevedere che Terna valuti gli interventi necessari al fine di garantire, in condizioni di sicurezza per il sistema elettrico nazionale, lo sviluppo delle fonti rinnovabili tenendo conto degli obiettivi al 2020.

Per quanto riguarda i primi due punti, l'Autorità è intervenuta con proprio provvedimento urgente (delibera 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel), approvando, tra l'altro, l'Allegato A70 al Codice di rete di Terna, *Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita*, e definendo opportune tempistiche per una sua rapida implementazione, distinguendo tra impianti di nuova realizzazione e impianti esistenti.

Di fatto, con tale provvedimento, l'Autorità ha introdotto i primi obblighi in capo alla generazione distribuita ai fini della prestazione dei cosiddetti "servizi di rete".

Per quanto riguarda invece le esigenze di cui al terzo punto, con il documento per la consultazione 9 febbraio 2012, 35/2012/R/efr, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti relativi alla regolazione del servizio di dispacciamento da applicarsi alle unità di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento a quelle non programmabili, al fine di promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento in relazione alla efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete, evitando che i costi di sbilanciamento connessi con un'errata previsione continuino a gravare soltanto sui consumatori di energia elettrica. Tali orientamenti costituiscono un primo intervento per il solo anno 2012; con successivo documento per la consultazione l'Autorità presenterà i propri orientamenti relativi agli anni successivi.

Gli interventi necessari per soddisfare le esigenze di cui al quarto e quinto punto sono attualmente in corso di implementazione.

L'insieme dei provvedimenti citati ha l'obiettivo di consentire una

maggiore penetrazione della generazione distribuita e delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico, ottimizzando la gestione delle reti e del servizio di dispacciamento.

Interventi volti a garantire una corretta determinazione delle partite fisiche ed economiche di energia elettrica – Settlement

Nell'ambito dei provvedimenti emanati dall'Autorità ai fini dell'efficientamento dei flussi informativi scambiati tra i diversi operatori, si collocano il documento per la consultazione 23 marzo 2011, DCO 7/11, e la successiva delibera 5 maggio 2011, ARG/elt 56/11.

Il *settlement* del settore elettrico, disciplinato dal *Testo integrato del settlement* (TIS), prevede obblighi informativi concatenati fra imprese distributrici sottese, imprese distributrici di riferimento e Terna. Con il documento per la consultazione DCO 7/11 l'Autorità ha espresso, fra gli altri, i propri orientamenti in tema di revisione di alcune tempistiche del *settlement*, al fine di risolvere le criticità emerse relative ai termini entro i quali le imprese distributrici di riferimento devono inviare a Terna i dati funzionali alle attività di conguaglio annuale e di rettifica ai dati di misura che hanno, rispettivamente, frequenza annuale e semestrale. Tali termini, infatti, stabiliti in fase di prima attuazione del TIS, si sovrappongono alle scadenze dell'attività di *settlement* organizzata su base mensile.

In esito al suddetto documento per la consultazione DCO 7/11, con l'obiettivo di agevolare il rispetto delle tempistiche di espletamento dei conguagli a liquidazione annuale previsti nel *settlement*, con la delibera ARG/elt 56/11 è stato anticipato il termine ultimo entro cui le imprese distributrici sottese sono tenute a trasmettere le informazioni ai fini del conguaglio annuale e della gestione delle rettifiche ai dati di misura in corso d'anno, così come proposto nella consultazione.

Regolamentazione tecnica delle reti

Revisione dei fattori di perdita standard per l'energia elettrica immessa nelle reti di media e bassa tensione

Negli ultimi anni il settore elettrico è stato caratterizzato da una forte evoluzione con impatti potenzialmente rilevanti sull'assetto di rete e sulle perdite di rete a esso associate. In particolare:

- la rilevante crescita della generazione distribuita (come testimoniato dai monitoraggi condotti dall'Autorità e allegati alle delibere 25 luglio 2006, n. 160/06, 18 dicembre 2007, n. 328/07, 4 marzo 2009, ARG/elt 25/09, 25 maggio 2010, ARG/elt 81/10, 2 dicembre 2010, ARG/elt 223/10 e 22 marzo 2012, 98/2012/I/eel) da un lato comporta l'avvicinamento della produzione ai siti di consumo, con conseguente diminuzione delle perdite, dall'altro, per effetto della localizzazione di alcune fonti rinnovabili in zone prive o con limitati consumi, può anche determinare un incremento delle perdite di rete e la modifica delle modalità di esercizio e gestione delle reti;
- dal 2004 (anno in cui è stato effettuato l'aggiornamento dei fattori di perdita standard vigenti fino alla fine del 2011) a oggi le reti elettriche, anche per effetto dei meccanismi tariffari incentivanti adottati dall'Autorità, hanno subito un costante processo di efficientamento, pure dal punto di vista gestionale, che potrebbe aver comportato una riduzione delle perdite di rete.

Sulla base delle precedenti considerazioni, con la delibera 28 aprile 2011, ARG/elt 52/11, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla valutazione dell'adeguatezza dei fattori di perdita standard di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, e dell'eventuale necessità di adeguamento dei medesimi fattori. Nell'ambito del procedimento attivato con la delibera ARG/elt 52/11, l'Autorità ha commissionato al Dipartimento di energia del Politecnico di Milano uno studio finalizzato alla valutazione delle perdite sulle reti di trasmissione e di distribuzione.

Tenendo conto delle risultanze di tale studio, con il documento per la consultazione 26 gennaio 2012, 13/2012/R/eel, l'Autorità ha proposto la revisione dei fattori di perdita standard di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, da applicarsi all'energia elettrica immessa nelle reti di media e bassa tensione, tenendo conto, tra l'altro, dello sviluppo e della crescita della generazione distribuita.

Suddivisione della rete rilevante in zone per il triennio 2012-2014

L'Autorità ha positivamente verificato il nuovo allegato A.24 al Codice di rete, recante la suddivisione della rete di trasmissione rilevante per il triennio 2012-2014. La nuova configurazione zonale beneficia della rimozione del polo di produzione limitata¹ di Monfalcone per effetto sia dei potenziamenti di rete in fase di completamento, sia dell'installazione dei PST (*Phase-Shifting Transformer*) di Padriciano e Divaccia, che hanno permesso un maggiore controllo dei flussi di importazione dalla Slovenia.

Modifiche del Codice di rete

Con la delibera 19 gennaio 2012, 5/2012/R/eel, l'Autorità ha positivamente verificato i seguenti affinamenti del Codice di rete:

- * al Capitolo 4 del Codice di rete, relativo ai criteri di abilitazione all'offerta di accensione, la modifica volta a escludere la possibilità di presentare un'offerta di accensione per unità di produzione funzionalmente connesse con cicli produttivi la cui energia immessa in rete rappresenti esclusivamente l'eccedenza, rispetto al consumo dei predetti cicli produttivi, senza implicare l'ingresso in parallelo di alcun gruppo di generazione;
- * al Capitolo 7 del Codice di rete, relativo ai parametri di soglia

¹ Area di produzione di energia elettrica in cui non c'è domanda, e che pertanto richiede un'adeguata connessione con la rete per essere re-indirizzata sul territorio.

per il calcolo del corrispettivo unitario di mancato rispetto dell'ordine di accensione, la modifica volta a rendere meno restrittive tali soglie, onde evitare ingiustificate penalizzazioni a unità di produzione che hanno eseguito l'ordine di accensione in maniera efficace;

- all'Allegato A.25 al Codice di rete, relativo a nuove modalità di determinazione dei programmi vincolanti di immissione o di prelievo, la modifica volta a consentire un migliore controllo degli scambi programmati di energia elettrica con i sistemi elettrici interconnessi con il sistema elettrico nazionale.

Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Criteri per la determinazione dei corrispettivi

Con la delibera 4 agosto 2011, ARG/elt 110/11, l'Autorità è intervenuta in materia di criteri per la determinazione dei corrispettivi a remunerazione degli impianti essenziali in regime ordinario e di reintegrazione dei costi (per una trattazione completa vedi anche la *Relazione Annuale 2011*), al fine, tra l'altro, di adattare la regolazione ai cambiamenti occorsi nei mercati delle quote di emissione e per definire aspetti procedurali connessi con il riconoscimento dei costi. Sono stati dunque adottati accorgimenti metodologici volti a circoscrivere il potenziale impatto distortivo che – come accaduto nel 2011 – la valorizzazione delle quote di emissione può subire da limitazioni dell'operatività sia del registro nazionale dell'*Emissions Trading Scheme*, sia dei mercati dei prodotti assunti come riferimento per dette valorizzazioni.

Sono state fornite precisazioni circa la composizione del costo variabile riconosciuto, includendo in modo esplicito le ecotasse all'interno del valore standard della componente a copertura del costo per additivi e smaltimento residui della combustione. È stato inoltre stabilito che gli utenti del dispacciamento comunichino a Terna i dati sulla produzione di energia elettrica soggetta all'obbligo dei certificati verdi, in modo da agevolare le verifiche sui valori del costo variabile.

Per quanto attiene al riconoscimento dei corrispettivi, è stato introdotto un sistema di acconto-conguaglio per il regime

ordinario – mutuando quanto già previsto per il regime di reintegrazione dei costi – in modo da tenere contemporaneamente conto del tempo necessario per l'acquisizione di alcuni dati per la determinazione del costo variabile riconosciuto e delle scadenze in base alle quali Terna tipicamente gestisce le procedure connesse con la fatturazione e la liquidazione dei corrispettivi.

La delibera ARG/elt 110/11, oltre a confermare per l'anno 2012 alcune disposizioni valide per l'anno 2011, ha semplificato la metodologia di calcolo della componente del costo variabile riconosciuto a copertura del corrispettivo di sbilanciamento e ha aggiornato l'elenco dei prodotti di riferimento per la valorizzazione dei combustibili.

Il quadro regolatorio sui criteri di determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali in regime ordinario e di reintegrazione dei costi per l'anno 2012 è stato completato con l'adozione delle delibere 30 settembre 2011, ARG/elt 129/11 e 1 dicembre 2011, ARG/elt 172/11. Con il primo provvedimento sono stati approvati i valori proposti da Terna con riferimento agli standard di consumo, di emissione e di costo per additivi, nonché di smaltimento dei residui della combustione relativi alle diverse categorie tecnologia-combustibile. Sulla base di questi standard, determinati utilizzando i dati acquisiti ai sensi della disciplina sul monitoraggio, è stata effettuata la verifica di congruità dei valori standard specifici di ciascuna unità essenziale, rilevanti per la valorizzazione del costo variabile riconosciuto, prima che gli stessi fossero approvati con la delibera ARG/elt 172/11.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico –
Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

In seguito alla presentazione di specifiche istanze da parte di Acea Energia Holding, Edipower, Enel Produzione ed E.On Energy Trading, con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 208/11, l'Autorità ha ammesso alla reintegrazione dei costi per l'anno 2012 i seguenti impianti essenziali: Montemartini di Acea Energia Holding, San Filippo del Mela 220 kV di Edipower, Augusta, Bari e Sulcis di Enel Produzione, Centro Energia Ferrara di E.On Energy Trading.

In aggiunta a ciò, l'impianto Porto Empedocle è stato ammesso al regime di reintegrazione per un periodo pluriennale che decorre dall'anno 2012, sulla base del parere espresso da Terna circa la pluriennalità della condizione di essenzialità e alla luce dell'esigenza di rendere attuabile, sotto il profilo economico-finanziario, il piano di investimenti necessario per l'adeguamento alla normativa ambientale.

L'ammissione al regime di reintegrazione è motivata, da un lato, dall'elevato grado di improbabilità che i citati impianti siano in grado di assicurare un'adeguata remunerazione del capitale investito in assenza di reintegrazione, se obbligati a presentare offerte nei mercati dell'energia e nel mercato dei servizi di dispacciamento a prezzi allineati esclusivamente ai costi variabili, dall'altro lato, dal maggior beneficio atteso per il sistema elettrico rispetto al caso di esclusione, anche parziale, degli stessi impianti dall'elenco degli impianti essenziali.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico –
Regimi alternativi

Gli utenti del dispacciamento titolari di impianti di produzione essenziali possono assumere forme di impegno di offerta alternative rispetto a quelle tipiche del regime ordinario e del regime di reintegrazione dei costi. Qualora l'utente del dispacciamento opti per i regimi alternativi, è tenuto a sottoscrivere con Terna una delle categorie di contratto disciplinate dall'art. 65-bis della delibera n. 111/06.

La delibera 20 ottobre 2011, ARG/elt 142/11, ha stabilito i valori dei parametri tecnico-economici necessari a ciascun utente del dispacciamento interessato per valutare l'eventuale adesione ai regimi alternativi, quali le quantità di potenza minima d'impegno, le coperture in energia, i prezzi massimi a salire e i prezzi minimi a scendere, nonché il corrispettivo riconosciuto a fronte dell'impegno.

Anche rispetto all'anno 2012, come già accaduto per l'anno 2011, alcuni utenti del dispacciamento hanno espresso l'intenzione di aderire ai regimi alternativi per quantità parziali. Con la delibera 6 dicembre 2011, ARG/elt 176/11, l'Autorità ha dunque modificato i valori di alcuni dei parametri tecnico-economici, per tenere conto degli effetti della scelta degli operatori sulle esigenze di potenza minima d'impegno. Successivamente, con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 209/11, sono state approvate le proposte contrattuali elaborate da Terna in relazione agli utenti del dispacciamento che hanno aderito ai regimi alternativi per l'anno 2012.

Regolamentazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi

Regolazione della qualità dei servizi di rete

L'Autorità procede ogni quattro anni alla revisione complessiva della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi. Nel corso del 2011 l'attività di regolamentazione della qualità dei servizi elettrici ha riguardato principalmente la revisione della regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il periodo di regolazione 2012-2015, nel quadro del procedimento avviato con la delibera 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10. In esito a detto procedimento sono stati adottati i provvedimenti finali 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11 e ARG/elt 198/11, riguardanti rispettivamente la qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica e la qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica. Il procedimento sulla qualità dei servizi elettrici è stato sottoposto, per gli aspetti di maggiore rilevanza, all'Analisi di impatto della regolazione (AIR), e si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per le tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il medesimo periodo di regolazione, avviato con la delibera 31 gennaio 2011, ARG/elt 6/11, parimenti oggetto di AIR, e conclusosi con l'adozione del provvedimento 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11. L'esigenza di condurre in parallelo la revisione tariffaria e quella della regolazione della qualità dei servizi è da rinvenire, secondo le indicazioni della legge n. 481/95, nella necessità di fornire alle imprese regolate attraverso il meccanismo del *price cap* stimoli adatti ad assicurare livelli adeguati di qualità del servizio, per evitare che le riduzioni dei costi, necessarie a ottenere superiori livelli di efficienza, possano essere perseguite a scapito della qualità del servizio fornito. Le proposte dell'Autorità per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel periodo di regolazione 2012-2015 sono state elaborate tenendo conto

dell'esperienza attuativa della regolazione esistente e dei seguenti obiettivi generali:

- coerenza tra provvedimenti in materia di regolazione della qualità dei servizi e provvedimenti in materia di regolazione delle tariffe e dei corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- miglioramento della regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione e della valorizzazione dei servizi di mitigazione, prevedendone un'applicazione uniforme a tutta la RTN;
- rafforzamento dei livelli di tutela degli utenti tramite interventi di miglioramento della regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione e l'estensione degli standard specifici sul numero di interruzioni, per gli utenti alimentati in media tensione alle interruzioni brevi;
- adozione di nuove iniziative in materia di qualità della tensione, come i cosiddetti "buchi di tensione", per venire incontro alle esigenze degli utenti con impianti a essi sensibili;
- miglioramento della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura, alla luce dei risultati ottenuti dalla regolazione vigente e del mutato scenario di mercato dell'energia elettrica.

Nel corso del 2011 sono continuate, in relazione al periodo 2008-2011, le attività correnti di attuazione della regolazione della qualità sia del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, disciplinata dalla delibera 27 dicembre 2007, n. 341/07, sia dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, disciplinata dalle delibere 19 dicembre 2007, n. 333/07, e 18 dicembre 2006, n. 292/06, in tema di continuità del servizio, qualità commerciale e monitoraggio (vedi la *Relazione Annuale* degli anni precedenti).

Qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica
– Revisione della regolazione premi-penalità della continuità
del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

La delibera ARG/elt 198/11 mantiene sostanzialmente inalterato l'impianto regolatorio vigente che, tramite un meccanismo premi-penalità, promuove il miglioramento della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e prevede il raggiungimento di livelli obiettivo – uniformi sul territorio nazionale e differenziati solamente per tipologia di rete – entro il 2015 per la durata delle interruzioni ed entro il 2019 per il numero di interruzioni. In tale prospettiva sono state introdotte alcune misure finalizzate a premiare, senza maggiori impatti in tariffa, una rapida convergenza tra i livelli di continuità del Nord del Paese e quelli del Sud. Per quanto riguarda la durata delle interruzioni:

- è stato previsto un premio aggiuntivo per gli ambiti territoriali con livelli di durata delle interruzioni ancora lontani dal livello obiettivo, ma che lo raggiungeranno entro il 2015;
- è stata disposta una riduzione del 33% dei premi per gli ambiti territoriali che nel corso degli anni, e sino al 2011, hanno registrato livelli di durata migliori dei livelli obiettivo, e che per tale motivo hanno ricevuto la gran parte dei premi erogati.

Per quanto riguarda il numero di interruzioni:

- è stato rimosso il tetto massimo al miglioramento percentuale richiesto annualmente alle imprese distributrici;
- è stata confermata l'opzione vigente di adesione facoltativa al meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a terzi (con effetti anche sulla durata delle interruzioni).

È stata infine introdotta una norma che consente alle imprese distributrici con meno di 25.000 utenti di aderire volontariamente alla regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni.

Revisione della regolazione individuale della continuità
del servizio di distribuzione per utenti in media tensione

Con la delibera ARG/elt 198/11 sono state incluse anche le interruzioni brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) negli standard individuali di continuità del servizio per gli utenti

alimentati in media tensione.

Precedentemente erano in vigore standard individuali per le sole interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti). Sono stati confermati gli indennizzi automatici per gli utenti alimentati in media tensione in caso di mancato rispetto degli standard da parte delle imprese distributrici (per tutte le interruzioni oltre lo standard e sino al doppio dello standard per il biennio 2012-2013 e per tutte le interruzioni oltre lo standard e sino al triplo dello standard per il biennio 2014-2015), con la novità dell'utilizzo della potenza effettiva interrotta, ai fini della loro quantificazione in luogo della potenza media interrotta, precedentemente calcolata su base convenzionale. Parallelamente è stato aumentato il parametro che valorizza la potenza interrotta che, a regime, varrà 2,7 €/kW interrotto per il prelievo e 0,1 €/kW interrotto per l'immissione.

Sono stati mantenuti e rafforzati i meccanismi previsti per favorire lo sviluppo di sistemi di protezione degli impianti di utenza in media tensione selettivi rispetto alle protezioni di rete, in modo da evitare che guasti originati all'interno degli impianti di utenza provocino interruzioni per gli utenti circostanti, anche alimentati in bassa tensione.

È stato confermato che gli utenti in media tensione che non adeguano i propri impianti ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità e dalle norme CEI, oltre a non avere diritto all'eventuale indennizzo automatico, devono versare il Corrispettivo tariffario specifico (CTS), semmai maggiorato ai sensi della delibera 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08.

Sono state rafforzate le disposizioni riguardanti le informazioni e le comunicazioni periodiche agli utenti in media tensione. Allo scopo è stato introdotto l'obbligo dell'utilizzo di internet per le imprese distributrici con almeno 25 utenti in media tensione.

Sempre in materia di regolazione individuale per gli utenti in media tensione, la delibera ARG/elt 198/11 ha introdotto due nuovi meccanismi incentivanti mirati a migliorare la continuità del servizio:

- il primo è indirizzato alla riduzione del numero di utenti peggio serviti, cioè di quegli utenti che subiscono un numero annuo di interruzioni di responsabilità dell'impresa distributtrice superiore agli standard individuali di continuità del servizio;
- il secondo è finalizzato alla riduzione del numero di utenti in media tensione in prelievo con potenza disponibile

inferiore o uguale a 100 kW con consegna su palo, tramite la trasformazione del loro punto di prelievo in bassa tensione.

Tali meccanismi incentivanti sono finanziati dal Fondo utenti in media tensione, appositamente istituito presso la CCSE e alimentato dal gettito del CTS versato dagli utenti in media tensione nel periodo 2010-2015.

Nuove iniziative in materia di qualità della tensione

L'attenzione e le aspettative degli utenti per la qualità tecnica del servizio elettrico non si limitano alla continuità della fornitura. Alcuni utenti hanno infatti impianti che sono sensibili anche ad altri disturbi della tensione di alimentazione, quali per esempio i buchi di tensione (cioè i cali della tensione di rete che non ne determinano però l'assenza completa che contraddistingue le interruzioni). L'insieme di questi fenomeni è individuato con l'espressione "qualità della tensione".

Nel corso degli ultimi anni l'Autorità ha affrontato gli aspetti di qualità della tensione con un insieme di iniziative. La regolazione della qualità della tensione introdotta con la delibera ARG/elt 198/11 ha carattere fortemente innovativo e, sulla base degli esiti del monitoraggio sperimentale promosso dall'Autorità ed effettuato nel periodo 2006-2011 dalla società RSE (Ricerca sul sistema energetico) si propone di perseguire le seguenti finalità:

- assicurare un livello adeguato di qualità della tensione e ridurre le differenze di prestazione tra le reti di distribuzione di energia elettrica nell'intero territorio nazionale;
- disporre di indicatori di qualità affidabili, comparabili e verificabili al fine di consentire una adeguata informazione agli utenti interessati dai disturbi di qualità della tensione;
- costituire un punto di partenza per la disponibilità e la pubblicazione di dati, anche comparativa, di prestazione, nonché per la successiva introduzione di elementi di regolazione incentivante.

Per conseguire tali obiettivi è stato avviato un sistema di monitoraggio esteso della qualità della tensione, da realizzarsi in tre anni a partire dal 2012. Il sistema prevede l'obbligo, per le imprese distributrici, di monitorare i buchi di tensione in ogni semisbarra

in media tensione di cabina primaria di cui sono proprietarie con apparecchiature di misura conformi alla norma CEI EN 61000-4-30, da mettere in servizio entro il 31 dicembre 2014.

Per le imprese distributrici sono previsti obblighi di comunicazione periodici agli utenti in media tensione in relazione ai buchi di tensione registrati sulla semisbarra in media tensione che li alimenta.

Nel corso del periodo di regolazione 2012-2015 sarà oggetto di approfondimento la definizione di indicatori aggregati sintetici per il monitoraggio della performance di rete in materia di buchi di tensione. Per quanto riguarda la bassa tensione, l'Autorità potrà richiedere alle imprese distributrici l'effettuazione di campagne di monitoraggio delle variazioni della tensione di fornitura tramite i contatori elettronici installati presso quasi tutti gli utenti.

Sul tema delle variazioni della tensione di fornitura nelle reti in bassa tensione, con la segnalazione 2 febbraio 2011, PAS 5/11, *Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Parlamento e al Governo circa la necessità di abrogare la legge 8 marzo 1949, n. 105, in materia di tensioni normali per la distribuzione di energia elettrica in bassa tensione*, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni in merito agli effetti delle disposizioni della legge n. 105/49 sullo svolgimento del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. L'Autorità ha nel frattempo segnalato la necessità di abrogare tale disposizione primaria (per esempio, valore normale della bassa tensione pari a 220 V ecc.) che ostacola il pieno recepimento delle indicazioni derivanti dalle disposizioni europee in materia di armonizzazione degli standard di fornitura. L'Autorità ha infine evidenziato come nel dispositivo di legge di abrogazione della legge n. 105/49 fosse altresì necessario assumere la norma CEI 8-6, *Tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione pubblica a bassa tensione*, valida dal 15 aprile 1990, quale norma di riferimento per le tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione in bassa tensione. Sulla base di quanto evidenziato con la segnalazione PAS 5/11, nella delibera ARG/elt 198/11 sono stati temporaneamente disciplinati i limiti di variazione della tensione di fornitura in vigore della legge n. 105/49. Successivamente, il decreto legislativo 24 gennaio 2012, n. 1, convertito dalla legge n. 27 del 24 marzo 2012, ha effettivamente assunto la norma CEI 8-6 quale normativa tecnica di riferimento per i livelli nominali di tensione dei sistemi elettrici di distribuzione in bassa tensione.

Nuovo modello di contratto per la qualità

In considerazione della scarsa attuazione della disciplina dei contratti fra operatori e utenti, basati anche su parametri relativi alla qualità del servizio (c.d. "contratti per la qualità") introdotta nel 2004, nell'ambito del procedimento sulla qualità dei servizi per il periodo 2012-2015 è stata proposta la definizione di un nuovo modello di contratto per la qualità, semplificato e che possa riferirsi inizialmente alla continuità del servizio, soprattutto alle interruzioni lunghe e brevi, e solo successivamente ad altri parametri della qualità della tensione. L'Autorità auspica che tale nuovo modello di contratto, da porre allo studio di un tavolo di lavoro costituito *ad hoc* con rappresentanti degli operatori e degli utenti potenzialmente interessati, sia ispirato a principi di chiarezza sugli obblighi e sulle responsabilità delle controparti, nonché a conseguenze esplicite per il mancato rispetto degli stessi.

Attuazione della vigente regolazione premi-penalità della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto il programma di dieci verifiche ispettive previsto dalla delibera 19 maggio 2011, VIS 59/11. Fra queste, sette hanno riguardato altrettanti centri di telecontrollo di imprese distributrici già storicamente soggette al meccanismo premi-penalità (tre di Enel Distribuzione relativamente ai centri di telecontrollo di Campobasso, Catania e Mestre, quattro di altre imprese distributrici: Acea Distribuzione, Aem Torino Distribuzione, Amet e Deval); le altre imprese distributrici verificate sono state STET, soggetta a regolazione dall'anno 2009, SEA Società elettrica di Favignana, in regolazione dall'anno 2010, e Idroelettrica Valcanale di Mario Gabriele Massarutto e C., la cui entrata in regolazione era prevista nel 2011. Come già avvenuto per i controlli degli anni precedenti sulle imprese soggette storicamente alla regolazione incentivante, nessun controllo ha riscontrato errori di registrazione tali da invalidare i dati comunicati dalle imprese. Si conferma quindi l'impegno delle imprese distributrici nell'assicurare il requisito essenziale di ogni meccanismo incentivante, cioè la corretta registrazione dei dati su cui si basano premi e penalità. Per SEA Società elettrica di Favignana sono state riscontrate alcune non conformità di sistema che hanno reso necessaria la diminuzione del premio per

l'ambito sottoposto a verifica.

Per Idroelettrica Valcanale di Mario Gabriele Massarutto e C. l'esito della verifica ispettiva è risultato non conforme alle disposizioni della delibera VIS 59/11. Per tale impresa, con la delibera 10 novembre 2011, VIS 101/11, l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale per l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie a causa di violazioni in materia di registrazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Sulla base dei dati trasmessi all'Autorità dalle imprese distributrici soggette alla regolazione, e a seguito delle verifiche ispettive su tali dati, con la delibera 24 novembre 2011, ARG/elt 170/11, l'Autorità ha chiuso il procedimento per la determinazione dei recuperi di continuità per l'anno 2010. Sono stati erogati circa 126 milioni di euro di premi a fronte dei miglioramenti della continuità del servizio, di cui 60 per la durata delle interruzioni e 66 per il numero delle interruzioni. Parimenti sono stati assegnati circa 97 milioni di euro di penalità a fronte dei peggioramenti della continuità del servizio, di cui 43 per la durata delle interruzioni e 54 per il numero delle interruzioni.

Con la delibera 21 settembre 2011, ARG/elt 123/11, sono stati determinati i livelli di partenza e i livelli tendenziali di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, per l'anno 2011, per sette imprese distributrici di minori dimensioni (Azienda energetica Valtellina Valchiavenna, Azienda elettrica comunale – Andalo, Azienda elettrica comunale Castello, Comune di Cavalese – AEC, Comune di Isera, Secab Società cooperativa, Società elettrica ponzone).

Registrazione del numero effettivo di utenti disalimentati mediante l'utilizzo dei misuratori elettronici

Gli indicatori di durata e numero delle interruzioni si basano sul calcolo del numero effettivo di utenti disalimentati in ciascuna interruzione. Con la delibera 20 giugno 2001, n. 122/06, l'Autorità ha introdotto la disciplina relativa alla registrazione del numero effettivo di utenti alimentati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico. Tale disciplina prevede l'adozione, da parte delle imprese distributrici, di un regime operativo ai fini della registrazione degli utenti alimentati in bassa tensione effettivamente interrotti. Tra i regimi ammissibili è stato previsto anche il cosiddetto "regime C", realizzabile tramite l'ausilio dei misuratori elettronici e del sistema di telegestione, che è ritenuto lo strumento più efficace per l'individuazione esatta del numero

di utenti in bassa tensione disalimentati.

Con la delibera n. 292/06, l'Autorità ha introdotto un incentivo economico per la rilevazione degli utenti in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico mediante l'utilizzo degli stessi misuratori elettronici e dei sistemi preposti alla loro telegestione; ciò prevedendo nel contempo una tempistica di messa in servizio accelerata per tali misuratori e in particolare il rispetto di una soglia minima dell'85% al 31 dicembre 2009 (in tal caso l'obbligo di utilizzo dei misuratori elettronici per le rilevazioni sopraccitate decorre dall'1 gennaio 2010) o al 31 dicembre 2010 (in tal caso l'obbligo di utilizzo dei misuratori elettronici per le rilevazioni sopraccitate decorre dall'1 gennaio 2011 e l'incentivo è ridotto di un terzo).

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto il programma di tre verifiche ispettive previsto dalla delibera 16 marzo 2011, VIS 43/11, per le imprese cui è stato erogato l'incentivo con la delibera 10 dicembre 2009, ARG/elt 179/10. Per Asm Voghera l'esito della verifica ispettiva è risultato non conforme alle disposizioni della delibera VIS 43/11, e dei Titoli I e III della delibera 10 dicembre 2009, ARG/elt 190/09, che disciplina i controlli per tale materia. Con la delibera 28 luglio 2011, VIS 79/11, è stata dunque avviata un'istruttoria formale nei confronti di Asm Voghera, per l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie dato l'accertamento di violazioni in materia di rilevazione, tramite misuratori elettronici, degli utenti in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico; è stata inoltre intimata la restituzione dell'incentivo erogato con la delibera ARG/elt 179/10. Con la delibera 15 dicembre 2011, ARG/elt 184/11, è stato erogato l'incentivo ridotto, di cui alla delibera n. 292/06, a 17 imprese distributrici che utilizzano i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione per la registrazione degli utenti in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, a partire dall'1 gennaio 2011.

A seguito dei controlli effettuati ai sensi dei Titoli I e II della delibera ARG/elt 190/09, sono state riscontrate non conformità per 20 imprese distributrici alle quali non è stato erogato l'incentivo ridotto. Sono state accolte le istanze di 14 imprese distributrici che, ai sensi della delibera 15 settembre 2011, ARG/elt 121/11, hanno rinunciato all'incentivo ridotto. Con la delibera 16 febbraio 2012, 47/2012/R/eel, sono state accolte le successive istanze di rinuncia all'incentivo ridotto dell'Azienda elettrica comunale di Vipiteno e di Acegas-Aps.

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica – Revisione della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura

Con la delibera ARG/elt 198/11 sono state declinate le finalità che l'Autorità intende perseguire in applicazione della disciplina della qualità commerciale:

- rafforzare la tutela dei diritti dei clienti finali attraverso livelli specifici e generali di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, oltre che indennizzi automatici per il richiedente in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità per cause imputabili al distributore;
- assicurare una corretta e omogenea registrazione delle prestazioni richieste dai clienti per disporre di indicatori di qualità commerciale affidabili, comparabili e verificabili, oltre che per consentire un'adeguata informazione dei clienti in merito alla tempestività di esecuzione delle prestazioni richieste;
- armonizzare la disciplina delle prestazioni il cui costo è determinabile in sede di prima chiamata telefonica o di primo contatto tra il cliente finale e il venditore;
- estendere ai produttori di energia elettrica elementi di tutela relativi ad alcune prestazioni di qualità commerciale.

Uno degli aspetti principali affrontati in sede di revisione quadriennale della regolazione della qualità commerciale ha riguardato la disciplina dei lavori ad ammontare predeterminabile. L'avvenuta separazione tra attività di distribuzione e attività di vendita fa sì che i clienti richiedano le prestazioni tipiche delle attività di distribuzione e misura non più direttamente all'impresa distributtrice, ma attraverso il proprio venditore, solitamente tramite chiamata telefonica.

Di conseguenza vi è il rischio di disomogeneità nella gestione delle richieste dei clienti sia da parte delle imprese distributtrici sia da parte dei venditori, e una potenziale dilatazione dei tempi per la preventivazione e l'esecuzione di alcune prestazioni, in particolare per i lavori ad ammontare predeterminabile. L'Autorità ha inteso perciò intervenire per garantire ai clienti parità di trattamento e tempi certi nell'adempimento delle loro richieste, in particolare tramite un'armonizzazione dei lavori ad ammontare

predeterminabile e l'introduzione del preventivo rapido, di norma telefonico, a cura dei venditori. Ulteriori novità introdotte per il periodo 2012-2015 riguardano:

- l'introduzione di due nuovi standard specifici: il tempo massimo per la sostituzione del gruppo di misura guasto e il tempo massimo per il ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- l'armonizzazione del trattamento dei reclami dai clienti finali ai venditori previsti nel TIQV (Allegato A alla delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale*);
- l'estensione di alcuni standard di qualità commerciale ai produttori di energia elettrica (in particolare il tempo massimo per la comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura di proprietà del distributore, il tempo massimo per la sostituzione del gruppo di misura guasto del distributore, il tempo massimo per la comunicazione dell'esito della tensione

di fornitura e il tempo massimo per il ripristino del valore corretto della tensione di fornitura);

- la possibilità per i clienti in media tensione di richiedere la verifica documentale e analitica della potenza di corto circuito sul proprio punto di connessione con la rete in media tensione;
- la possibilità di richiedere lo spostamento comune di almeno quattro gruppi di misura da parte degli amministratori di condominio per conto dei clienti;
- la revisione degli importi degli indennizzi automatici base: 35 € per i clienti in bassa tensione domestici, 70 € per i clienti in bassa tensione non domestici e 105 € per i clienti in media tensione.

La previgente disciplina degli indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici è stata confermata. Infine, con la delibera 5 aprile 2012, 136/2012/R/eel, si è provveduto a modifiche e rettifiche di errori materiali agli allegati A alle delibere 30 dicembre 2004, n. 250/04, ARG/elt 197/11 e ARG/elt 198/11, nonché agli allegati B e C alla delibera ARG/elt 33/08.

Misure di salvaguardia del sistema elettrico

Emergenza gas – Disciplina delle offerte e determinazione dei maggiori oneri per gli impianti di produzione interessati

In seguito all'incremento dei consumi nazionali connesso con il perdurare di condizioni meteorologiche avverse e alla contestuale riduzione nell'approvvigionamento di gas naturale, in data 6 febbraio 2012 il Ministro dello sviluppo economico ha adottato un atto di indirizzo finalizzato a ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico e a garantire la sicurezza delle forniture alle famiglie e alle imprese. Il menzionato provvedimento ha, da un lato, consentito a Terna di utilizzare le misure necessarie per massimizzare l'uso di centrali termoelettriche non alimentate a gas naturale, assimilandole, ai fini del dispacciamento, agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico per il periodo dell'emergenza. Dall'altro lato, ha stabilito che l'Autorità

definisca, su istanza dei singoli produttori interessati, i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti.

Alla luce dell'atto di indirizzo, con il provvedimento 7 febbraio 2012, 31/2012/R/eel, l'Autorità ha fissato criteri urgenti per la formulazione delle offerte sul mercato elettrico relative agli impianti utilizzati da Terna per l'emergenza.

Con la medesima delibera è stato altresì avviato un procedimento per la definizione del metodo per la determinazione dei corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori oneri sostenuti dagli utenti del dispacciamento, con riferimento agli impianti interessati dalla misura. Il citato metodo, che risponderà al principio della minimizzazione dei costi per il sistema elettrico, sarà fondato, con i dovuti adattamenti, sulla disciplina vigente in tema di corrispettivi per gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico in regime ordinario.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Connessione degli impianti di produzione – Aggiornamento del TICA per la definizione di nuovi strumenti per superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche

Con la delibera 22 dicembre 2011, ARG/elt 187/11, l'Autorità ha nuovamente aggiornato il *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA), definendo, tra l'altro, nuovi strumenti per superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche.

Più in dettaglio, l'Autorità, considerata anche l'attenuazione del fenomeno della saturazione virtuale della capacità di rete e fatta salva ogni eventuale revisione del quadro regolatorio laddove tale fenomeno dovesse tornare ad aggravarsi, ha disposto che i richiedenti la connessione diversi dai clienti domestici:

- nel caso di *merchant lines* e di impianti alimentati da fonti non rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento da connettere con la RTN, pur in presenza di connessioni in aree critiche o su linee critiche, all'atto dell'accettazione del preventivo non debbano mettere a disposizione del gestore di rete il corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete, in quanto l'accettazione del preventivo non comporta la prenotazione della capacità di rete;
- in tutti gli altri casi ed esclusivamente nel caso di connessioni in aree critiche o su linee critiche, all'atto dell'accettazione del preventivo debbano mettere a disposizione del gestore di rete il corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete, eventualmente sotto forma di fidejussione bancaria o tramite una *Parent Company Guarantee*, di importo pari al prodotto tra la potenza ai fini della connessione e 20,25 €/kW.

Il corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete viene restituito nei casi in cui il richiedente rinunci all'iniziativa, in tutto o in parte, oppure l'iniziativa decada, in tutto o in parte, entro due anni dalla data di accettazione del preventivo, ovvero nei casi in cui l'iniziativa decada, in tutto o in parte,

oltre due anni dalla data di accettazione del preventivo, per cause indipendenti dalla responsabilità del richiedente; in tutti gli altri casi il corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete viene trattenuto dal gestore di rete e versato alla CCSE.

Le disposizioni previste dalla delibera ARG/elt 187/11 si applicano anche nel caso di richieste di connessione già inviate al gestore di rete. Solo in tal modo le predette disposizioni possono essere efficaci, in quanto il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche è già attualmente rilevante.

Tariffe per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura

Con la delibera ARG/elt 199/11, l'Autorità ha concluso il procedimento avviato con la delibera ARG/elt 6/11, sottoposto ad AIR, approvando sia disposizioni inerenti ai criteri di regolazione tariffaria per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, sia disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Nella definizione dei nuovi criteri di regolazione tariffaria, con particolare riferimento al servizio di trasmissione, l'Autorità ha previsto che si tenesse conto di una serie di esigenze di carattere generale, tra le quali:

- la necessità di introdurre meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture, anche tramite l'individuazione di priorità nello sviluppo delle infrastrutture energetiche transnazionali;
- la necessità di garantire che tariffe e corrispettivi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione della qualità e delle condizioni contrattuali per l'erogazione dei servizi;
- l'esigenza di procedere, ove possibile, con l'ulteriore

omogeneizzazione dei criteri di riconoscimento dei costi della regolazione tariffaria nei settori dell'energia elettrica e del gas.

I meccanismi di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione, definiti per il quarto periodo di regolazione, prevedono in particolare di:

- fissare il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica pari al 7,4%;
- introdurre, a supporto dei nuovi investimenti, un correttivo del tasso di remunerazione, pari all'1%, tale da compensare gli effetti finanziari del *regulatory lag* nel riconoscimento degli investimenti;
- determinare 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;
- confermare la politica di incentivazione degli investimenti di sviluppo e di potenziamento delle reti, tenendo comunque in debito conto l'introduzione del correttivo per la compensazione in termini finanziari del *regulatory lag*; al riguardo, l'Autorità ha inoltre previsto che sia incluso nella categoria a più alto valore di incentivazione (I=3) solo un elenco di progetti strategici per il sistema energetico, e che i medesimi progetti siano soggetti ai meccanismi di incentivo all'accelerazione degli investimenti e di rispetto della scadenza di completamento delle opere; ciò per responsabilizzare maggiormente il gestore al fine della tempestiva realizzazione di interventi di primaria importanza per il sistema elettrico nazionale;
- determinare il costo operativo riconosciuto per l'anno 2012 a partire dal costo effettivo sostenuto nell'anno 2010, tenendo conto del valore residuo, non ancora riassorbito tramite il fattore di recupero di produttività *X-factor*, delle maggiori efficienze conseguite nel secondo periodo regolatorio, nonché delle maggiori efficienze conseguite nel terzo periodo regolatorio, ripartite equamente tra esercenti e utenti delle reti. Per il quarto periodo di regolazione, il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti relativamente al servizio di trasmissione, è stato fissato pari al 3%, al fine di consentire

il recupero, entro il 2015, delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel secondo periodo regolatorio e non ancora trasferite agli utenti ed, entro il 2019, della quota parte di maggiori efficienze conseguite nel terzo periodo regolatorio non trasferite agli utenti;

- articolare 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.

Per quanto concerne il servizio di distribuzione, l'Autorità ha mantenuto l'impostazione generale già seguita nel corso del terzo periodo di regolazione, prevedendo il disaccoppiamento della tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria"), rispetto alla tariffa di riferimento calcolata per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi, definita per ciascuna impresa (c.d. "tariffa di riferimento").

Per il quarto periodo di regolazione l'Autorità ha confermato la struttura e l'articolazione delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, relative al precedente periodo regolatorio. I livelli di tali tariffe vengono aggiornati annualmente in una logica di garanzia del vincolo di bilancio per ciascuna tipologia di contratto. Nella prospettiva di garantire l'aderenza delle tariffe di riferimento ai costi sottostanti l'erogazione del servizio di distribuzione, nell'ambito della consultazione è stata prospettata la fissazione di un vincolo ai ricavi ammessi basato sulla definizione di una tariffa di riferimento monomia, espressa in c€/punto di prelievo/anno, 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.

Confermando l'orientamento esposto nel documento per la consultazione 21 luglio 2011, DCO 29/11, la fissazione della tariffa di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione risulta basata su costi standard nazionali, al fine di favorire l'adozione di soluzioni efficienti nella gestione del relativo servizio. La determinazione delle tariffe di riferimento delle imprese di distribuzione è stata comunque differita a successivo provvedimento, in considerazione del fatto che i dati a tal fine trasmessi dalle imprese sono risultati ancora carenti e necessitano pertanto di ulteriori attività di affinamento ed elaborazione. Detto

provvedimento è stato adottato il 26 aprile 2012, con la delibera 157/2012/R/eel.

In continuità metodologica con il terzo periodo di regolazione, il costo operativo per il servizio di distribuzione per l'anno 2012 è stato definito a partire dal costo effettivo sostenuto nell'anno 2010, tenendo conto, da un lato, del valore residuo non ancora riassorbito tramite *X-factor*, applicato nel terzo periodo regolatorio, delle maggiori efficienze conseguite nel secondo periodo regolatorio e lasciate in capo agli esercenti, dall'altro delle maggiori efficienze conseguite nel terzo periodo regolatorio e ripartite equamente tra esercenti e utenti delle reti. Per il quarto periodo di regolazione, il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti, applicato limitatamente alle componenti della tariffa di riferimento a copertura dei costi delle infrastrutture di rete per il servizio di distribuzione, è stato fissato pari al 2,8%.

Con riferimento all'attività di distribuzione, ai fini della determinazione del valore del capitale investito riconosciuto, relativo alle immobilizzazioni nette per il primo anno del nuovo periodo di regolazione, l'Autorità ha stabilito di adottare il criterio di determinazione per impresa, sulla base di una metodologia mista proposta nel documento per la consultazione DCO 29/11 e precisata nei documenti per la consultazione 10 novembre 2011, DCO 42/11, e 6 dicembre 2011, DCO 45/11. Tale metodologia prevede di seguire un approccio parametrico per gli incrementi patrimoniali *ante* 2008 e di considerare una componente puntuale per gli incrementi patrimoniali a partire dall'anno 2008. Si evidenzia inoltre l'introduzione di appositi meccanismi che garantiscono sostanzialmente il mantenimento degli effetti di riconoscimento specifico dei costi alle imprese ammesse alla perequazione specifica aziendale, ai sensi della delibera 30 gennaio 2004, n. 5/04.

Il tasso di remunerazione del capitale investito netto, relativo a investimenti per il servizio di distribuzione, è stato fissato 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.

Una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito è riconosciuta per le seguenti tipologie di investimenti, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2011:

- investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle

cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT esistenti o di nuova realizzazione: 1,5% per 8 anni;

- investimenti relativi a progetti pilota, selezionati con la delibera 8 febbraio 2011, ARG/elt 12/11: 2% per 12 anni;
- investimenti di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici: 1,5% per 12 anni;
- investimenti di potenziamento delle capacità di trasformazione delle cabine primarie in aree critiche: 1,5% per 12 anni;
- investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo selezionati secondo un'apposita procedura: 2% per 12 anni.

Le quote di ammortamento riconosciute ai fini tariffari sono definite sulla base di durate convenzionali relative a ciascuna categoria di cespiti. Tale riconoscimento avviene anche in relazione a cespiti il cui valore lordo risulti in tutto o in parte compensato da contributi in conto capitale, a qualsiasi titolo percepiti.

Con la delibera ARG/elt 199/11, l'Autorità ha infine avviato il processo di razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica, come annunciato nel documento per la consultazione DCO 29/11 e confermato nel documento per la consultazione DCO 45/11, istituendo il *Testo integrato del servizio di misura dell'energia elettrica* (TIME). Quest'ultimo ricomprende un primo corpo di disposizioni enucleato nel *Testo integrato trasporto* (TIT) (Allegato A alla delibera 29 dicembre 2007, n. 348/07), predisponendolo come un testo unico disciplinare 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 il documento per la consultazione DCO 29/11, l'Autorità aveva infatti preannunciato l'intenzione di rivedere le responsabilità in relazione al servizio di misura, con particolare riferimento al perimetro della RTN 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; tale principio domina tutta l'impostazione di razionalizzazione ed efficientamento del servizio di misura, espressa nella delibera ARG/elt 199/11.

Lo sviluppo della regolazione, con riferimento alla revisione delle

responsabilità sul perimetro della RTN, come evidenziato anche da diversi operatori di rete durante il processo di consultazione, richiede l'approfondimento di alcune problematiche tecniche di rilievo.

In merito, l'Autorità ha inteso confermare il proprio intendimento, adottando un approccio graduale che prevede una prima ricognizione sul perimetro della RTN, al fine di procedere a una complessiva razionalizzazione della disciplina in materia di misura da far confluire all'interno del TIME; alcune ridefinizioni riguardano la responsabilità nell'erogazione del servizio su questo e altri segmenti della catena del valore, quali per esempio l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, nonché l'allocazione dei relativi costi.

Determinati aggiustamenti rispetto alla precedente regolazione sono stati adottati già dall'1 gennaio 2012, in particolare con riferimento:

- alla determinazione del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi e alla fissazione dell'*X-factor*, l'orizzonte temporale per il riassorbimento dei maggiori recuperi di produttività è stato allineato a quello previsto per il servizio di distribuzione;
- all'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, assicurando nel contempo, attraverso un opportuno meccanismo perequativo, che i ricavi tariffari siano ripartiti tra le imprese di distribuzione proporzionalmente ai costi sostenuti;
- all'affidamento a Terna della responsabilità dell'erogazione del servizio di 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, a seguito della suddetta ricognizione che consentirà di raccogliere gli elementi utili a determinare le modalità del passaggio.

Meccanismi di garanzia dei ricavi per la trasmissione

Ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 4 della delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08, che prevedono un meccanismo facoltativo di garanzia sul livello dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione rispetto alla variabilità dei volumi di energia elettrica, con la delibera 22 dicembre 2011, ARG/elt 190/11, l'Autorità ha determinato le partite economiche a garanzia dei ricavi riconosciuti a Terna per il servizio di trasmissione, relativamente all'anno 2010.

Regolazione tariffaria per l'incentivazione degli investimenti nella Rete di trasmissione nazionale

Nel 2011 l'Autorità è intervenuta in materia di riconoscimento della maggiorazione sulla remunerazione delle immobilizzazioni in corso per specifici interventi di sviluppo della rete, a fronte dell'impegno di garantire l'entrata in esercizio di tali investimenti entro scadenze prestabilite, regolate per il periodo 2008-2011 in via sperimentale con la delibera 11 giugno 2010, ARG/elt 87/10¹.

Nel 2010 (delibera 5 agosto 2010, ARG/elt 130/10) era stata approvata con procedura accelerata la proposta presentata dal gestore del sistema di trasmissione relativa agli anni 2010 e 2011 che ha identificato, per ciascuno degli interventi che costituiscono la proposta, gli obiettivi intermedi relativi (*milestone*) al primo biennio di applicazione del meccanismo medesimo, unitamente alle relative modalità di accertamento.

Con la delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 101/11, l'Autorità quindi ha proceduto all'accertamento dello stato di raggiungimento di detti obiettivi intermedi con riferimento all'anno 2010, verificandone il raggiungimento per sette casi su un totale di nove oggetto della verifica, con un valore pesato delle *milestone* conseguite pari al 96,62%; tale valore è quindi idoneo ai fini del riconoscimento delle incentivazioni tariffarie previste dalla delibera ARG/elt 87/10.

¹ Con la delibera ARG/elt 87/10 l'Autorità ha previsto l'attivazione di un meccanismo di incentivo per il gestore della RTN, il quale prevede che quest'ultimo possa ottenere il riconoscimento della maggiorazione sulla remunerazione delle immobilizzazioni in corso (LIC) relative a specifici interventi di sviluppo della rete, a fronte dell'impegno di garantire l'entrata in esercizio di tali investimenti entro scadenze prestabilite. L'Autorità ha previsto che il meccanismo di incentivi si applichi a decorrere dal periodo di regolazione 2012-2015 e, solo in via sperimentale, al periodo di regolazione 2008-2011. In particolare sono stati previsti due schemi incentivanti complementari ad accesso facoltativo:

- un meccanismo di riconoscimento delle maggiori remunerazioni sui LIC, basato sulla verifica del raggiungimento di obiettivi annuali di sviluppo, proposti dall'impresa e approvati dall'Autorità;
- un meccanismo relativo a ogni singolo intervento, che riconosce premi/penalità in funzione dell'anticipo o del ritardo rispetto alla data obiettivo prevista per il completamento di ogni singolo progetto che rientra tra i progetti di investimento approvati dall'impresa; qualora l'impresa incorra in penalità, è tenuta anche alla restituzione delle maggiori remunerazioni riconosciute sui LIC.

Connessioni temporanee

Nel primo trimestre del 2012 l'Autorità ha adottato provvedimenti in tema di regolazione delle connessioni temporanee con le reti di distribuzione in media e bassa tensione. L'Autorità era già intervenuta in materia nel corso del 2010, introducendo, con la delibera 7 maggio 2010, ARG/elt 67/10 (vedi la *Relazione Annuale 2011*), sostanziali innovazioni rispetto alla regolamentazione precedentemente in vigore, aderente a provvedimenti del Comitato interministeriale prezzi (CIP), con particolare riferimento all'obbligo di misurazione dei consumi in luogo della determinazione a forfait dei medesimi. Successivamente all'introduzione di tali modifiche sono state segnalate all'Autorità alcune criticità, relative in particolare alle forniture dedicate alle abitazioni, consistenti, da un lato, nell'onerosità e nell'incertezza delle tempistiche di connessione, dall'altro, nell'aggravio della spesa relativa alla fornitura di energia elettrica dovuta al passaggio dalla determinazione a forfait dei consumi a quella basata sulla misura della effettiva energia consumata.

Con il documento per la consultazione 9 febbraio 2012, 37/2012/R/eel, l'Autorità ha proposto alcune modifiche della regolazione, con riferimento al costo per la fornitura di energia elettrica e al costo per la connessione per le abitazioni mediante connessioni temporanee, alla definizione dell'ammontare e alla gestione del deposito cauzionale, oltre che alla realizzazione delle connessioni temporanee e all'attivazione e disattivazione delle forniture. Nelle more dell'adozione dei conseguenti provvedimenti, la delibera 9 febbraio 2012, 38/2012/R/eel, ha provveduto a differire l'obbligo di misurazione dei consumi ai fini della fatturazione dell'energia elettrica consumata, adottando la determinazione a forfait basata sulla potenza richiesta e su un tempo di utilizzo di 6 ore/giorno.

Energia reattiva

Con il documento per la consultazione 21 aprile 2011, DCO 13/11, l'Autorità ha esposto i primi orientamenti per la modifica della regolamentazione tariffaria dei prelievi di energia reattiva,

prevedendo, in linea generale, una maggiore aderenza dei corrispettivi ai costi generati, attraverso la considerazione degli effetti dell'energia reattiva sull'utilizzo della capacità di trasporto e sulle perdite di rete. Il documento ha proposto ipotesi di modifiche della regolazione esistente in relazione: al livello dei corrispettivi unitari applicati, alla soglia del fattore di potenza ammesso, all'insieme dei punti di prelievo cui applicare i corrispettivi per prelievi di energia reattiva e allo schema tariffario. Riguardo all'esigenza di garantire un tempo sufficiente per l'adeguamento degli impianti degli utenti e dei sistemi di fatturazione dei gestori di rete, l'Autorità ha proposto l'introduzione delle nuove regole a partire dall'anno 2016.

Con il successivo documento per la consultazione 8 marzo 2012, 76/2012/R/eel, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti finali in ordine alla regolazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, confermando sostanzialmente quanto proposto nel documento per la consultazione DCO 13/11. In particolare, ha trovato conferma il proposito di introdurre dei corrispettivi che rispecchino l'utilizzo della capacità di trasporto e le conseguenti perdite di rete; inoltre è stato proposto l'innalzamento della soglia del fattore di potenza ammesso, mentre è stata prevista, in continuità con la regolazione vigente, l'applicazione delle maggiorazioni per prelievi di energia reattiva limitatamente ai punti di prelievo con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW.

Reti interne d'utenza

Le reti interne d'utenza sono reti elettriche le cui caratteristiche sono state definite nell'ambito della legge 23 luglio 2009, n. 99, che ha affidato all'Autorità il compito di censire tali reti. A seguito del procedimento avviato dall'Autorità con la delibera 12 aprile 2010, ARG/elt 52/10, e la delibera 6 maggio 2010, ARG/elt 66/10, è stato pertanto definito l'elenco delle reti interne d'utenza, ferma restando la valutazione di eventuali future richieste di inserimento di reti elettriche private in tale elenco.

A tale proposito, con la delibera 5 aprile 2012, 130/2012/R/eel, l'Autorità, su richiesta di alcuni soggetti gestori di reti private e dopo aver verificato la coerenza di tali reti con le caratteristiche di cui alla legge n. 99/09, ha esteso l'elenco delle reti interne d'utenza,

¹ Sono considerate temporanee, ai sensi dell'Allegato B della delibera 29 dicembre 2007, n. 348/07, le connessioni la cui durata prevista è inferiore a tre anni. In caso di motivata richiesta possono essere prorogate a sei anni.

dandone comunicazione al Ministero dello sviluppo economico.

Iniziative a sostegno della mobilità elettrica

Nel corso del 2010 l'Autorità ha avviato alcune iniziative a sostegno dello sviluppo della mobilità elettrica con riferimento sia alla ricarica "privata" dei veicoli (con la delibera 19 aprile 2010, ARG/elt 56/10) sia a quella "pubblica" (con la delibera 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10), di cui si dà conto più estesamente nella *Relazione Annuale 2011*. In particolare con quest'ultimo intervento, l'Autorità ha di fatto esteso anche a tale ambito l'approccio per "progetti pilota", già adottato per la promozione delle *smart grids*, prevedendo agevolazioni tariffarie per alcuni progetti dimostrativi per lo sviluppo di infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici.

La medesima delibera ha previsto inoltre che l'Autorità individui con proprio provvedimento i progetti pilota da ammettere alle agevolazioni tariffarie.

Con la delibera 13 luglio 2011, ARG/elt 96/11, l'Autorità, sulla base delle risultanze del Rapporto di valutazione predisposto dai suoi Uffici con il supporto tecnico della società RSE, ha effettuato la selezione dei progetti pilota, ammettendo alle agevolazioni tariffarie cinque progetti classificabili secondo la seguente ripartizione:

- un progetto riconducibile al modello distributore, in cui il servizio di ricarica è garantito dall'impresa di distribuzione di energia elettrica e dove ogni punto di ricarica è considerato come un punto di fornitura condiviso da più clienti finali;
- due progetti riconducibili al modello *service provider* in esclusiva, dove il servizio di ricarica è garantito da un soggetto terzo rispetto all'impresa di distribuzione di riferimento, che opera però sulla base di convenzioni di esclusiva in riferimento a un determinato territorio;
- due progetti riconducibili al modello *service provider* in concorrenza in cui il servizio, analogamente alle attuali aree di servizio per la somministrazione di carburanti, è garantito da soggetti che competono tra di loro.

La delibera ARG/elt 96/11 ha inoltre previsto che:

- i proponenti i progetti pilota debbano presentare Rapporti semestrali sullo stato di avanzamento delle attività;

- a fronte della mancanza, ovvero della inadeguatezza dei dati di monitoraggio forniti in tali Rapporti semestrali, l'Autorità possa avviare un procedimento di esclusione dall'erogazione delle agevolazioni tariffarie.

Sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica

L'art. 17 del decreto legge 3 marzo 2011, n. 28, prevede che il gestore del sistema di trasmissione nazionale possa includere nel proprio Piano di sviluppo della rete sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili.

In conformità con quanto previsto dall'art. 36, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11, il gestore può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie; inoltre tali sistemi possono essere realizzati e gestiti anche dai gestori del sistema di distribuzione.

In conformità con la normativa vigente, nel riformulare la regolazione tariffaria per il quarto periodo di regolazione l'Autorità ha previsto una specifica remunerazione degli investimenti nei sistemi d'accumulo realizzati dal gestore del sistema di trasmissione e dai gestori dei sistemi di distribuzione, prevedendo che possano essere oggetto di apposita incentivazione, pari a una maggiorazione del WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) base del 2% per 12 anni, qualora rientrino nella categoria I=4 (trasmissione) o Dpqr=5 (distribuzione). Per beneficiare dell'incentivazione, detti investimenti devono essere riconducibili a progetti pilota e devono superare il vaglio di una specifica commissione di esperti. In particolare, i progetti pilota relativi alla distribuzione, devono essere:

- necessari a garantire l'immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili;
- inclusi in progetti di trasformazione delle reti di distribuzione esistenti in reti *smart grids*;
- finalizzati alla regolazione dei profili di scambio di energia elettrica con la rete di trasmissione;

mentre i progetti pilota relativi alla trasmissione devono:

- risultare inseriti nel Piano di sviluppo;

- avere la caratteristica di amovibilità;
- essere necessari a garantire l'immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, nelle more dei necessari potenziamenti di rete;
- essere complementari a un sistema di controllo dinamico delle reti;
- essere dimensionati per l'accumulo di energia elettrica prodotta e non altrimenti assorbibile e per la regolazione istantanea della frequenza non attuabile con altri interventi.

In attuazione a quanto previsto dal TIT, nel corso dei primi mesi dell'anno 2012 sono state avviate le attività per la definizione della procedura e dei criteri di selezione dei progetti pilota relativi a sistemi di accumulo ammessi al trattamento incentivante.

Incentivazione delle reti attive e delle smart grids

Con il TIT l'Autorità ha introdotto un sistema di incentivazione finalizzato a favorire lo sviluppo adeguato delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, in coerenza con gli obiettivi vincolanti dettati dall'Unione europea, in un'ottica prospettica che traguarda una penetrazione molto consistente di fonti rinnovabili. In particolare

è stata prevista per le imprese di distribuzione la possibilità di accedere a una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito pari al 2% per 12 anni; ciò al fine di promuovere l'introduzione di tecnologie innovative (*smart grids*) che possano integrare in modo intelligente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti/consumatori connessi con la rete stessa (generatori, consumatori finali e punti misti) allo scopo di assicurare la fornitura di energia elettrica in modo efficiente, sostenibile e sicuro.

Ai sensi del comma 11.7 del TIT, l'Autorità ha quindi definito, con la delibera 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10, la procedura e i criteri di selezione degli investimenti relativi alle *smart grids*. Coerentemente con quanto previsto da tale procedura, alcune imprese hanno presentato istanza per l'ammissione al trattamento incentivante.

A partire dall'analisi delle istanze, con la delibera ARG/elt 12/11 l'Autorità ha pubblicato una graduatoria, stilata sulla base del rapporto tra l'indicatore dei benefici e il costo del progetto pilota (IP) relativi a ciascun progetto, ammettendo al trattamento incentivante otto progetti, attualmente in corso, riportati nella tavola 2.1.

TAV. 2.1

Progetti ammessi
al trattamento incentivante
Costi in migliaia di euro

TITOLO PROGETTO PILOTA	COSTI	INDICE IP
A2A - CP Lambrate	733	4.715
Asm Terni	800	1.375
A2A - CP Gavardo	755	663
Acea Distribuzione	4.970	660
Assm Tolentino	689	595
Enel Distribuzione - CP Carpinone	6.242	569
Deval - CP Villeneuve	1.616	545
Assem San Severino Marche	642	365

Il progetto presentato dalla società Azienda energetica Prato Società cooperativa, invece, con la delibera 19 maggio 2011, ARG/elt 61/11, non è stato ammesso al trattamento incentivante per via di diverse criticità, legate in particolare alla quantificazione dei benefici.

La delibera ARG/elt 39/10 ha previsto che ogni sei mesi ciascuna impresa ammessa al trattamento incentivante delle *smart grids* debba inviare agli Uffici dell'Autorità una relazione di avanzamento del progetto. Dalle ultime relazioni si evince che lo stato di avanzamento dei lavori a poco più di un anno dall'approvazione

dei progetti risulta essere leggermente in ritardo rispetto ai cronoprogrammi iniziali.

A valle delle sperimentazioni, la cui conclusione è prevista per la fine del 2013, l'Autorità valuterà i risultati e renderà pubblici gli esiti dei singoli progetti, così da permettere la disseminazione delle esperienze. Tali evidenze concorreranno alla formulazione di una più mirata regolazione incentivante degli investimenti connessi con l'evoluzione delle reti di distribuzione verso il modello delle *smart grids*, anche alla luce delle nuove disposizioni di legge in tema di promozione delle fonti rinnovabili e di evoluzione dei mercati elettrici.

Regime di perequazione specifica aziendale per le imprese con meno di 5.000 punti di prelievo

L'applicazione del regime di perequazione specifica aziendale, già regolato dalla delibera 22 giugno 2004, n. 96/04, e finalizzato a coprire gli scostamenti dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione coperti dai vincoli tariffari e dai meccanismi del regime generale di perequazione, è stato esteso alle imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo, in osservanza delle disposizioni dell'art. 38, comma 3, del decreto legislativo n. 93/11.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 28 giugno 2011, ARG/elt 90/11, e a seguito di apposita consultazione svolta con il documento per la consultazione 5 maggio 2011, DCO 16/11, l'Autorità, con la delibera 24 novembre 2011, ARG/elt 168/11, ha approvato le modalità di applicazione del regime di perequazione specifica aziendale per le imprese di distribuzione con meno di 5.000 punti di prelievo. La delibera ARG/elt 168/11 ha previsto l'applicazione del regime di perequazione specifica aziendale alle imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo, tra le quali anche gli enti pubblici locali che gestiscono il servizio in economia, secondo modalità parametriche per gli anni dal 2008 al 2011 e con modalità semplificate a partire dal 2012.

Determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite a Enel

Nel corso del 2011 è proseguita l'intensa attività finalizzata alla determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite a Enel.

Sulla base dell'attività istruttoria condotta dalla CCSE, l'Autorità ha approvato nove delibere che fissano le aliquote definitive di integrazione tariffaria fino al 2009 e in alcuni casi fino al 2010.

Individuazione di meccanismi di gradualità per le imprese elettriche minori

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera ARG/elt 90/11 e a seguito di apposita consultazione svolta con il documento per la consultazione 10 novembre 2011, DCO 41/11, l'Autorità, con la delibera 22 marzo 2012, 101/2012/R/eel, ha previsto l'introduzione

di un meccanismo di gradualità per la valorizzazione delle efficienze conseguite dalle imprese elettriche minori, di cui all'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, che abbiano cessato l'attività di produzione elettrica e che abbiano presentato istanza per l'accesso al regime di perequazione specifica aziendale, ai sensi della delibera 18 maggio 2010, ARG/elt 72/10. Il meccanismo di gradualità, introdotto dall'Autorità in attuazione delle disposizioni del comma 38.4 del decreto legislativo n. 93/11, è finalizzato a favorire il passaggio, per le citate imprese elettriche minori, dal regime di integrazione tariffaria previsto dalla legge n. 10/91 al regime tariffario vigente per la generalità delle imprese elettriche, nell'ottica di preservare l'equilibrio economico e finanziario di queste imprese.

Perequazione delle cooperative elettriche

Con la delibera dell'Autorità 4 agosto 2011, ARG/elt 113/11, sono stati definiti criteri specifici per l'applicazione della perequazione generale per il periodo 2008-2010, nei confronti delle cooperative. Detti criteri sono fissati in coerenza con quelli stabiliti ai fini dell'applicazione della perequazione generale nel corso del periodo di regolazione 2004-2007, di cui alla delibera 23 aprile 2007, n. 95/07, nonché con i criteri previsti dal *Testo integrato cooperative elettriche* (TICOOP), relativi all'anno 2011. Il provvedimento stabilisce che:

- * i meccanismi di perequazione relativi ai costi e ai ricavi del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica, di cui agli artt. 34, 36, 37, 38, 39 e 40 del TIT, siano applicati sulla base di una visione univoca dell'intera rete di proprietà della cooperativa;
- * il meccanismo di perequazione dei costi commerciali sostenuti per la clientela in bassa tensione, di cui all'art. 41 del TIT, sia applicato con esclusivo riferimento ai clienti finali non soci della cooperativa;
- * la perequazione dei ricavi dovuti alla maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati sulle reti di distribuzione, di cui all'art. 35 del TIT, non necessiti di specifico intervento, essendo le disposizioni di tale articolo direttamente applicabili anche nei confronti delle cooperative elettriche;
- * nel caso di mancata ottemperanza degli obblighi di comunicazione la CCSE, proceda a determinarli d'ufficio.

La delibera ha inoltre indicato i criteri per l'applicazione dei meccanismi di perequazione, di cui alla Sezione III del *Testo integrato della vendita* (TIV), per il periodo 2007-2010, nei confronti delle cooperative.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A_2)

L'Autorità, ai sensi di quanto previsto dalla sua legge istitutiva n. 481/95 e dal decreto ministeriale 26 gennaio 2000, determina e aggiorna gli oneri connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, con la chiusura del ciclo del combustibile nucleare e con le attività connesse e conseguenti svolte dalla Società gestione impianti nucleari (Sogin), anche in consorzio con enti pubblici o altre società, tenendo conto di criteri di efficienza economica.

Con la delibera 19 luglio 2010, ARG/elt 109/10, l'Autorità ha avviato il procedimento per aggiornare sia i criteri di efficienza economica introdotti nel primo periodo di regolazione (2008-2010) con la delibera 30 luglio 2008, ARG/elt 103/08 (vedi la *Relazione Annuale 2009*), sia le disposizioni per la separazione contabile per il secondo periodo di regolazione, al fine di garantire una corretta rendicontazione all'Autorità dei costi delle attività coperte dagli oneri nucleari (c.d. "commessa nucleare"). Detto procedimento è stato tuttavia condizionato dalle incertezze relative al contesto normativo di riferimento (si ricordano le note vicende legate al rilancio del settore nucleare in Italia), ma soprattutto è stato rallentato dalle problematiche emerse in sede di aggiornamento del programma a vita intera della commessa nucleare da parte della Sogin. I programmi a vita intera presentati dalla Sogin, infatti, registrano consistenti ritardi rispetto a quello preso come riferimento per il primo periodo regolatorio (2008-2010). Come appena visto, nel corso del 2011, è proseguita l'intensa attività finalizzata alla determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel fino al 2009 e in alcuni casi fino al 2010.

In data 24 novembre 2011 è stato comunque divulgato, nell'ambito del procedimento di cui alla delibera ARG/elt 109/10, il documento per la consultazione 24 novembre 2011, DOC 43/11. Detto documento include anche le proposte dell'Autorità per adeguare le disposizioni per la separazione contabile al mutato contesto normativo, con particolare riferimento a quanto disposto

dal decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31, che ha affidato alla Sogin la realizzazione e l'esercizio del deposito nazionale e del parco tecnologico. Il processo di consultazione è terminato in data 23 dicembre 2011.

Oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili (A_3)

Nel corso del 2011 è stato evidenziato un progressivo peggioramento delle previsioni del fabbisogno economico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (Conto A_3), che ha comportato la necessità di un continuo adeguamento in aumento dell'aliquota della componente tariffaria A_3 .

In particolare, nel corso dell'anno sono progressivamente peggiorate le previsioni degli oneri non riconducibili al provvedimento CIP6, e soprattutto:

- gli oneri per il ritiro da parte del Gestore dei servizi energetici (GSE) dei certificati verdi invenduti. A preconsuntivo nel 2011 i suddetti oneri sono stati pari a 1.352 milioni di euro (contro i 927 sostenuti nell'anno precedente);
- gli oneri per l'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici. A preconsuntivo nel 2011 i suddetti oneri sono stati pari a 3.949 milioni di euro (contro gli 855 sostenuti nell'anno precedente).

Nel 2011 si è registrato anche un aumento significativo degli oneri relativi alla cosiddetta "tariffa omnicomprensiva" (a consuntivo nel 2011 pari a circa 464 milioni contro i 221 milioni del 2010). Nel 2011 pertanto gli oneri in capo al conto A_3 sono stati complessivamente pari a circa 7,9 miliardi di euro (valori a preconsuntivo), contro i 4,1 miliardi del 2010. La tavola 2.2 sintetizza gli oneri posti in capo al conto A_3 nel 2011 (dati di preconsuntivo) e li confronta con quelli del 2010.

Come evidenziato nella tavola 2.2, il peso degli oneri per le diverse forme di incentivazione delle fonti rinnovabili sul totale degli oneri gravanti sul conto A_3 è aumentato rispetto all'anno precedente. Si rileva inoltre l'aumento del peso, più che raddoppiato, degli oneri per l'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici. Nel corso del 2011 l'aliquota media nazionale della componente tariffaria A_3 è stata pertanto ripetutamente incrementata, passando da un valore pari a 1,636 c€/kWh (IV trimestre 2010) a 2,652 c€/kWh (IV trimestre 2011).

Le prime stime del fabbisogno economico di competenza 2012 (basate sulle previsioni del GSE) prevedono per il medesimo anno un onere pari a circa 10,6 miliardi di euro, senza tener conto del deficit accumulato in capo al medesimo conto relativamente alle competenze degli anni pregressi. Pertanto per il primo trimestre 2012 l'Autorità ha adeguato in aumento la componente tariffaria A_3 , portando l'aliquota a un valore pari a 2,962 c€/kWh.

In sede di aggiornamento delle tariffe per il secondo trimestre

2012, l'Autorità, fatti salvi i diritti già acquisiti dai terzi, ha ritenuto opportuno rinviare l'adeguamento della componente A_3 , 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. Tale adeguamento è stato effettuato in data 26 aprile 2012 con la delibera 158/2012/R/com.

TAV. 2.2

Dettaglio degli oneri A_3

Milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2010		2011	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	779	18,9	567	7,1
Ritiro certificati verdi	927	22,5	1.352	17,0
Fotovoltaico	855	20,7	3.949	49,8
Ritiro dedicato	83	2,0	131	1,7
Tariffa omnicomprensiva	221	5,4	464	5,8
Funzionamento GSE e altro	36	0,8	47	0,6
Scambio sul posto	38	0,9	127	1,6
TOTALE RINNOVABILI	2.939	71,2	6.638	86,6
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	873	21,2	778	9,8
Oneri CO ₂ assimilate	225	5,5	265	3,3
Copertura certificati verdi assimilate	53	1,3	40	0,5
Risoluzione CIP6	36	0,8	216	2,7
TOTALE ASSIMILATE	1.187	28,8	1.299	16,4
TOTALE ONERI A_3	4.126	100,0	7.937	100,0

Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Integrazione dei mercati del giorno prima italiano e sloveno:
market coupling sulla frontiera Slovenia-Italia

L'1 gennaio 2011 è finalmente entrato in operatività il *coupling* fra 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.

L'avvio del *market coupling* ha avuto un impatto positivo sull'efficienza economica nell'allocazione della capacità transfrontaliera. 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. Come già in passato segnalato dall'Autorità, sulle frontiere in cui la capacità giornaliera è stata assegnata con asta esplicita, invece, si sono verificati non di rado flussi di energia incoerenti coi differenziali di prezzo delle Borse dei rispettivi paesi.

L'accordo italo-sloveno scadeva il 31 dicembre 2011, ma è stato prorogato fino al 30 giugno 2012 nelle more dell'approvazione di un accordo ponte per la restante parte del 2012. Verso la fine del 2012 è prevista l'approvazione di un nuovo accordo italo-sloveno, volto a definire un meccanismo di *market coupling* per l'anno 2013, idoneo a porre le basi per un successivo eventuale allargamento del progetto ad altri paesi.

Coordinamento internazionale sulla regolamentazione tecnica
delle reti

Nell'ambito del gruppo di lavoro sull'energia elettrica e del Comitato dei regolatori dell'Agenzia per la cooperazione dei regolatori (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER*), l'Autorità ha contribuito in particolare alla redazione delle tre *Linee guida* pubblicate dall'ACER nel 2011, secondo le priorità indicate dalla Commissione europea e grazie al lavoro preparatorio svolto dall'*European Regulator's Group for Electricity and Gas* (ERGEG); le sopracitate *Linee guida* riguardano le connessioni con la rete, l'allocazione di capacità e la gestione delle congestioni, nonché la sicurezza e l'affidabilità dei sistemi.

Le *Linee guida* in materia di connessioni con la rete, pubblicate il 20 luglio 2011, descrivono gli obiettivi e i principi sulla base dei quali l'*Energy Transmission System Operator for Electricity* (ENTSO-E) definisce i criteri di connessione, le relative regole tecniche (requisiti minimi) e le responsabilità delle parti coinvolte. Inoltre, le *Linee guida* prevedono la possibilità di introdurre delle deroghe all'applicazione del relativo Codice di rete e la possibilità, previa analisi dei costi e benefici, di applicare il Codice alle connessioni esistenti.

Il 29 luglio 2011, inoltre, l'ACER ha pubblicato le *Linee guida* in materia di allocazione della capacità e della gestione delle congestioni che, in un'ottica di integrazione dei mercati, rappresentano il documento più importante tra quelli predisposti nel corso del 2011 per il settore elettrico. Si tratta di un provvedimento che, oltre a rivedere le attuali modalità di calcolo della capacità di trasporto prevedendo la possibilità di individuare

un sistema zonale per il futuro mercato unico, disciplina i modelli di mercato cui dovranno conformarsi i diversi sistemi europei. Viene prevista l'allocazione dei diritti di capacità nel lungo periodo per mezzo di aste esplicite, l'introduzione del *market coupling* per quanto riguarda le allocazioni su base giornaliera e una piattaforma unica europea per l'allocazione della capacità infra-giornaliera. Una delle disposizioni più importanti è rappresentata proprio dall'allocazione giornaliera della capacità attraverso un meccanismo di asta implicita (dove cioè la capacità di trasporto viene allocata in modo implicito unitamente alla compravendita di energia elettrica), ossia l'accoppiamento di tutte le Borse elettriche europee con la creazione di un meccanismo di *market coupling* a livello continentale.

Tale *coupling* richiede l'adozione di un unico algoritmo di risoluzione del mercato elettrico che permetta di individuare i prezzi dell'energia elettrica nei diversi sistemi e contemporaneamente di indicare gli assegnatari della capacità di trasporto disponibile. Notevoli sono gli sforzi di armonizzazione richiesti: dalle tempistiche di accettazione delle offerte degli operatori, alla gestione di prodotti diversi (offerte orarie o complesse) fino alla definizione dei rapporti commerciali tra le diverse Borse e i gestori di rete.

Tale spinta all'integrazione dei mercati permetterà, d'altra parte, una gestione più efficiente delle infrastrutture di trasporto esistenti tra i diversi sistemi interconnessi, consentendo di massimizzare l'utilizzo della capacità, così da sfruttare i differenziali di prezzo dell'energia elettrica esistenti su base continentale. Detta configurazione, inoltre, concederà una maggiore aderenza dei prezzi alle reali condizioni di rete, evitando, come oggi capita in alcuni sistemi, di porre fittiziamente in competizione operatori che sono separati da vincoli di rete, oppure di privilegiare gli scambi interni a scapito di quelli transfrontalieri.

Infine, il 2 dicembre 2011 l'ACER ha pubblicato le *Linee guida* in materia di sicurezza e affidabilità dei sistemi elettrici, che hanno l'obiettivo di uniformare e rendere vincolanti le procedure tecniche

di gestione della rete a livello europeo attraverso il coordinamento dei relativi gestori su differenti orizzonti temporali. Le *Linee guida*, nello specifico, definiscono l'ambito di applicazione del relativo *Codice di rete europeo* e descrivono gli obiettivi e i principi sulla base dei quali ENTSO-E precisa i requisiti minimi per la gestione in sicurezza e l'affidabilità dei sistemi elettrici, la pianificazione operativa degli stessi, la gestione della regolazione frequenza-potenza, l'addestramento e la certificazione del personale addetto a queste attività, la gestione del sistema in situazioni di emergenza e il suo ripristino. Inoltre, le *Linee guida* prevedono la possibilità di introdurre delle deroghe all'applicazione del relativo Codice di rete e l'adattamento delle clausole contrattuali esistenti incompatibili con la gestione della rete, secondo i principi del medesimo Codice.

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

Ai sensi delle previsioni di cui all'art. 36 del decreto legislativo n. 93/11, 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 la delibera 22 marzo 2012, 102/2012/R/eel, l'Autorità ha emanato specifiche disposizioni per la consultazione del Piano decennale di sviluppo della RTN, prevedendo inoltre un sistema di monitoraggio dell'attuazione dello schema di Piano decennale da parte di Terna. Ai sensi dell'art. 37 comma 1, lettera g) della direttiva 72/2009/CE, l'Autorità di regolazione è tenuta a vigilare sui programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione, nonché a fornire, nella sua *Relazione Annuale*, un'analisi di tali programmi sotto il profilo della loro conformità con il Piano di sviluppo della rete a livello comunitario. Nel corso del 2011, ENTSO-E ha approvato solo un primo progetto pilota del Piano decennale di sviluppo della rete europea.

Promozione della concorrenza

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'attività di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine da parte dell'Autorità si svolge su base periodica (settimanale o mensile) col supporto assicurato dagli Uffici di monitoraggio delle società GME e Terna.

Ai sensi della delibera 5 agosto 2008, 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. Tale reportistica permette di evidenziare eventuali anomalie e di innescare ulteriori approfondimenti propedeutici all'eventuale apertura di apposite istruttorie.

Nella relazione, redatta ai sensi dell'art. 28, comma 2, della legge n. 99/09, rivolta alle Commissioni parlamentari (PAS 6/11), l'Autorità ha illustrato le condizioni di funzionamento e concorrenzialità dei mercati all'ingrosso e al dettaglio dell'energia elettrica. Nella relazione sono state evidenziate le principali criticità che caratterizzano ciascuna fase del mercato elettrico e sono state formulate proposte tese a migliorarne il funzionamento.

Nell'ambito delle proprie funzioni di monitoraggio dei mercati, ai sensi dell'art. 11, comma 1, del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, l'Autorità ha redatto un rapporto riservato al Ministero dello sviluppo economico (PAS 4/11), nel quale si approfondiscono molti dei temi affrontati dall'Autorità nella relazione rivolta alle Commissioni parlamentari (PAS 6/11). In particolare, il suddetto rapporto fornisce un'analisi quantitativa dell'andamento dei mercati dell'energia elettrica a pronti, a termine e del servizio di dispacciamento, sulla base dei dati di monitoraggio relativi agli anni 2009 e 2010.

Nella segnalazione sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e sulle relative criticità (PAS 21/11), effettuata dall'Autorità ai sensi dell'art. 3, comma 10-ter, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito nella legge n. 2/09, tra le altre cose l'Autorità ha evidenziato i principali effetti della generazione da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Monitoraggio dei mercati al dettaglio

Il monitoraggio dei mercati al dettaglio è stato reso obbligatorio per l'Autorità dal decreto legislativo n. 93/11, attuativo delle direttive del cosiddetto "Terzo pacchetto energia". Il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale è finalizzato, coerentemente con quanto previsto dal decreto legislativo n. 93/11, a consentire all'Autorità l'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, inclusi 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 (c.d. *customer satisfaction*). Tale sistema costituisce uno strumento necessario per l'efficiente e tempestivo svolgimento delle funzioni intestate all'Autorità ai sensi del Terzo pacchetto energia quali, a mero titolo di esempio, la regolazione dei servizi di pubblica utilità e dei mercati con funzione procompetitiva, inclusa la riforma o la revoca della disciplina delle condizioni economiche di fornitura nei servizi di tutela. In particolare, il decreto legislativo n. 93/11 prevede che l'Autorità:

- monitori, tra l'altro, il grado e l'efficacia di apertura dei mercati al dettaglio, i prezzi fatturati ai clienti civili inclusi i sistemi di prepagamento e gli anticipi, la percentuale dei clienti che cambiano fornitore, la percentuale delle disattivazioni, le spese per i servizi di manutenzione e la loro esecuzione;
- al fine dell'efficace svolgimento dei propri compiti, ivi compreso il monitoraggio, possa svolgere «*indagini sul funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché adottare e imporre provvedimenti opportuni, necessari e proporzionati, per promuovere una concorrenza effettiva e garantire il buon funzionamento dei mercati*», tra i quali anche misure temporanee di regolazione asimmetrica.

Il sistema di monitoraggio è stato definito dall'Autorità con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11, che ha approvato il *Testo integrato del monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale* (TIMR).

Tale sistema consente, oltre a quanto sopraindicato:

- l'adozione di misure temporanee asimmetriche;
- la pubblicazione delle notizie relative allo stato di concorrenza dei mercati, a garanzia della trasparenza e dell'informazione degli operatori;
- la segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato per gli aspetti di sua competenza, ai sensi dell'art. 2, comma 33, della legge n. 481/95;
- l'ulteriore svolgimento di attività a tutela dei consumatori e degli utenti.

La delibera ARG/com 151/11 ha fatto seguito a un procedimento molto ampio di cui hanno fatto parte una prima consultazione nell'aprile del 2010 (29 aprile 2010, DCO 10/10) e un'indagine conoscitiva svolta dagli Uffici dell'Autorità, a valle del primo documento per la consultazione, al fine di verificare e perfezionare le ipotesi avanzate nel citato documento. Infine, con una seconda consultazione nell'aprile 2011 (21 aprile 2011, DCO 10/11) sono stati proposti l'insieme minimo di indicatori per attivare il monitoraggio *retail*, il dettaglio dei dati da raccogliere, gli ambiti di rilevazione di ciascun indicatore, le modalità di raccolta e gli operatori coinvolti, nonché le modalità di pubblicazione degli indicatori. Con la ricordata delibera sono stati definiti i soggetti

obbligati, cioè gli esercenti la vendita o le imprese distributrici aventi le caratteristiche necessarie (in termini di numero di punti serviti), per essere identificati quali soggetti tenuti all'invio dei dati di base identificati per il calcolo degli indicatori 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), nonché le modalità di pubblicazione e aggiornamento degli esiti del monitoraggio della vendita al dettaglio. Rispetto a quanto previsto dalla delibera ARG/com 151/11, l'Autorità ha identificato i soggetti obbligati all'invio dei dati di base per l'anno 2012. L'elenco di tali soggetti è disponibile sul sito dell'Autorità.

Nello specifico, risultano obbligati 116 soggetti, di cui nove distributori di sola energia elettrica e tre venditori esclusivamente di energia elettrica¹³. Le raccolte dei dati, riferite alle informazioni rilevanti a partire dall'1 gennaio 2012, decorrono dal mese di aprile 2012.

L'Autorità ha comunque continuato a raccogliere alcune informazioni con riferimento al mercato della vendita al dettaglio, in particolare per quel che attiene:

- 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);
- ai dati relativi all'applicazione dei corrispettivi PED¹⁴ ai clienti serviti in maggior tutela;
- alle informazioni relative al fenomeno della morosità.

Con riferimento all'evoluzione del servizio di maggior tutela, i dati sono inviati dagli esercenti la maggior tutela mensilmente all'Acquirente unico ai fini del monitoraggio, ai sensi dell'art. 6-bis del TIV, e vengono pubblicati sul sito Internet dell'Autorità con cadenza trimestrale.

I dati pubblicati, aggregati per trimestre e per zona geografica, riguardano il numero dei 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

¹³ Per un'analisi completa sui soggetti obbligati, si veda anche il Capitolo 3 di questo volume.

¹⁴ Corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica

di fornitore dei clienti tra operatori del mercato libero. Con riferimento al monitoraggio sull'applicazione dei prezzi biorari, l'art. 6-ter del 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 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.

Con riferimento, infine, alle informazioni relative al fenomeno della morosità, i dati sono stati raccolti ai sensi della delibera 30 giugno 2010, ARG/elt 101/10.

I dati si riferiscono all'andamento delle sospensioni, che gli esercenti la vendita che servono più di 50.000 clienti finali alimentati in bassa tensione sono tenuti a inviare all'Autorità, per il tramite dell'Acquirente unico.

Promozione della tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita

Regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo e nel caso di reti private

Il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, di attuazione della direttiva europea 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e dei servizi energetici, la legge n. 99/09, *Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*, e il conseguente decreto del Ministero dello sviluppo economico 10 dicembre 2010, di attuazione dell'art. 30, comma 27, della legge n. 99/09, definiscono tra l'altro i sistemi efficienti di utenza, le reti interne d'utenza e i sistemi di autoapprovvigionamento energetico; ciò attribuendo all'Autorità il compito di stabilire i criteri e le condizioni per l'erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura

e dispacciamento, fatti salvi gli atti previsti dalla legislazione vigente. Con il documento per la consultazione 4 agosto 2011, DCO 33/11, l'Autorità ha presentato:

- il nuovo quadro normativo di riferimento in materia di reti elettriche e di sistemi semplici di produzione e consumo a seguito delle recenti modifiche normative, facendo alcune proposte relative alla definizione e all'individuazione delle diverse tipologie di sistemi semplici di produzione e consumo, nonché alla definizione e all'individuazione delle diverse tipologie di reti elettriche;
- le proposte relative alla regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo, con particolare attenzione ai sistemi di autoapprovvigionamento energetico

Ⓔ I sistemi efficienti di utenza, individuati dal decreto legislativo n. 115/08, sono sistemi nei quali un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza non superiore a 20 MWe, complessivamente installata sullo stesso sito e alimentata da fonti rinnovabili cogenerative ad alto rendimento, è direttamente connesso con l'impianto di consumo tramite un collegamento privato senza obbligo di accesso a terzi.

Ⓕ Le reti interne di utenza sono parte delle cosiddette "reti private" individuate dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 10 dicembre 2010 e definite dall'art. 33 della legge n. 9/99.

e ai sistemi efficienti di utenza;

- le proposte relative alla regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di reti private, con particolare attenzione alle reti interne d'utenza.

Il provvedimento per la regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo e nel caso di reti private è attualmente in corso di implementazione.

Incentivazione degli impianti fotovoltaici -

Attuazione del decreto interministeriale 5 maggio 2011

Il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con decreto 5 maggio 2011 ha introdotto il meccanismo incentivante per gli impianti di produzione fotovoltaici che entrano in esercizio dall'1 giugno 2011. In particolare, con l'art. 20 il decreto interministeriale prevede che l'Autorità provveda a:

- determinare le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la gestione delle attività previste dal medesimo decreto, trovino copertura nel gettito della componente tariffaria A_3 delle tariffe dell'energia elettrica;
- aggiornare i provvedimenti relativi all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, prevedendo che la responsabilità di tale servizio sia, in ogni caso, posta in capo ai gestori di rete cui gli impianti risultano essere collegati;
- determinare le modalità con le quali sono remunerate le attività di certificazione di fine lavori eseguite dai gestori di rete, in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 9 del medesimo decreto, nonché di cui alla lettera b);
- aggiornare e integrare i propri provvedimenti in materia di connessione con la rete elettrica con particolare riguardo all'applicazione dell'art. 2, comma 12, lettera g), della legge n. 481/95, nei casi in cui il mancato rispetto dei tempi per la connessione da parte del gestore di rete comporti la perdita del diritto a una determinata tariffa incentivante, fermo restando il potere di una eventuale applicazione delle sanzioni previste dall'art. 2, comma 20, lettera c), della medesima legge n. 481/95.

Con la delibera 27 ottobre 2011, ARG/elt 149/11, l'Autorità, a seguito della conclusione del processo di consultazione avviato con il documento 7 luglio 2011, DCO 25/11, ha quindi provveduto a dare attuazione a quanto previsto dal decreto interministeriale 5 maggio 2011:

- aggiornando il TIT, ricomprendendo, tra gli oneri coperti dal Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate alimentato dalla componente tariffaria A_3 , anche gli oneri sostenuti dal GSE al fine di erogare le tariffe incentivanti annunciate dal decreto interministeriale 5 maggio 2011, nonché per la gestione delle attività previste dal medesimo decreto;
- prevedendo che il GSE, al fine di dare attuazione all'art. 22, commi 7 e 8, del decreto interministeriale 5 maggio 2011, realizzi un sistema informatico che acquisisca direttamente dal sistema GAUDÌ (Gestione delle anagrafiche uniche degli impianti di produzione e delle relative unità) le informazioni ivi presenti e richieda al responsabile dell'impianto l'inserimento, tramite il portale del GSE, delle sole informazioni che non sono inseribili nel sistema GAUDÌ, ponendo in capo alla componente tariffaria A_3 soltanto i costi attribuibili alla soluzione più efficiente;
- definendo un corrispettivo convenzionale, in capo ai soggetti responsabili degli impianti di produzione oggetto delle attività di certificazione, differenziato per scaglioni di potenza dell'impianto fotovoltaico, che deve essere versato dal soggetto che richiede la connessione (che può coincidere con il soggetto responsabile ai fini dell'incentivazione prevista dal decreto interministeriale 5 maggio 2011), e le relative tempistiche per il versamento;
- rinviando, in fase di prima applicazione e fino al 31 dicembre 2012, a quanto stabilito su tale punto dalla delibera 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, fatte salve le modifiche che derivano dall'esito del contenzioso tuttora pendente presso il TAR Lombardia, in quanto tale regolazione già esistente è compatibile con il nuovo dettato normativo.

Con la medesima delibera ARG/elt 149/11, l'Autorità ha inoltre ritenuto opportuno:

- rimandare a un successivo provvedimento, da adottarsi nel corso del 2012, la definizione delle modalità con le quali

l'energia elettrica prodotta e immessa in rete da impianti fotovoltaici che entreranno in esercizio dall'1 gennaio 2013 (cui verrà riconosciuta la tariffa fissa onnicomprensiva che verrà commercialmente ritirata dal GSE) debba essere collocata dal GSE sul mercato, precisando quindi quali costi debbano permanere in capo alla componente tariffaria A₃;

- rimandare a un successivo provvedimento in materia di regolazione del servizio di misura dell'energia prodotta, immessa e/o prelevata, poiché la definizione delle responsabilità del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta ha delle implicazioni anche su altri aspetti della regolazione, il che rende opportuno il coordinamento con la più generale revisione della regolazione del servizio di misura per il nuovo periodo regolatorio 2012-2015.

Testo unico ricognitivo della produzione elettrica

L'Autorità ha nuovamente aggiornato il *Testo unico ricognitivo della produzione elettrica*, raccogliendo in un unico documento la regolazione che interessa la produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento, comprendendo le principali disposizioni adottate in materia dall'Autorità. Con la predisposizione di questo documento si è voluto fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, rendendo disponibile una guida aggiornata dell'attuale quadro regolatorio e normativo. Il documento ha finalità puramente ricognitive e il suo obiettivo principale è quello di soddisfare le esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo, più volte rappresentate dai numerosi soggetti interessati all'attività di produzione di energia elettrica.

Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti

Nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Con i documenti per la consultazione 23 aprile 2010, DCO 09/10, e 15 novembre 2010, DCO 38/10, l'Autorità ha delineato le molteplici concause per cui il mercato elettrico – in assenza di interventi regolatori – si rivela uno strumento inefficiente e inefficace di coordinamento delle scelte di investimento degli operatori (in capacità di generazione) e di Terna (in capacità di trasmissione). Il fallimento del mercato elettrico in questo ruolo è dovuto ad alcune criticità insite nel settore elettrico, quali la rigidità della domanda, i limiti dello stoccaggio, l'avversione al rischio di produttori e consumatori e l'esistenza di carenze informative che, in assenza di interventi regolatori, non consentono al mercato di perseguire autonomamente l'adeguatezza della capacità di

generazione nel medio-lungo periodo.

Con la delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11, l'Autorità ha fissato i criteri e le condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, finalizzato a incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento dei diversi attori (Terna e gli operatori), riducendone i rischi e, allo stesso tempo, accrescendo la contendibilità del mercato.

L'approccio scelto dall'Autorità prevede che Terna acquisti dai produttori opzioni su capacità produttiva reale (*physically backed call option*) per quantitativi pari al fabbisogno di capacità del sistema in ciascun anno, allo scopo di assicurare ai clienti finali una copertura contro il rischio di picchi di prezzo originati da inadeguatezza della capacità produttiva.

Tali opzioni saranno negoziate attraverso procedure concorsuali istituite presso un mercato organizzato della capacità produttiva

e saranno caratterizzate da:

- un prezzo di esercizio commisurato ai costi variabili di un nuovo impianto di punta;
- il pagamento di un premio annuo determinato nel mercato della capacità, a fronte dell'obbligo di restituzione degli eventuali differenziali positivi fra il prezzo di riferimento – ovvero il prezzo di vendita dell'energia elettrica sui mercati a pronti – e il prezzo di esercizio.

Al fine di consentire la partecipazione anche di capacità produttiva in fase di progettazione e/o costruzione, le opzioni negoziabili avranno un periodo di consegna almeno triennale e un orizzonte di pianificazione al minimo di quattro anni. La validità dell'approccio adottato dall'Autorità è stata anche empiricamente

testata dal funzionamento, da almeno cinque anni, dei mercati della capacità di due sistemi elettrici del Nordest degli Stati Uniti – ossia New England e Pennsylvania (PJM) – che sono stati costruiti su principi simili. Il Piano temporale introdotto dalla delibera ARG/elt 98/11 prevede che Terna definisca uno schema di proposta del sistema di remunerazione della disponibilità da trasmettere al Ministero dello sviluppo economico, previa verifica dell'Autorità e consultazione degli operatori, entro la seconda metà del 2012. Laddove venissero rispettate tutte le tempistiche della suddetta delibera, sarebbe plausibile attendersi che le prime aste siano bandite da Terna entro l'inizio del 2013. In tal senso, il Ministero dello sviluppo economico, con una comunicazione del mese di settembre 2011 all'Autorità e a Terna, ha auspicato che la definizione del nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva sia portata a termine in tempi brevi.

Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

Nel corso del 2011 l'Autorità ha continuato a svolgere le funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), affidatele in via transitoria con decreto del Ministro dello sviluppo economico, provvedendo a:

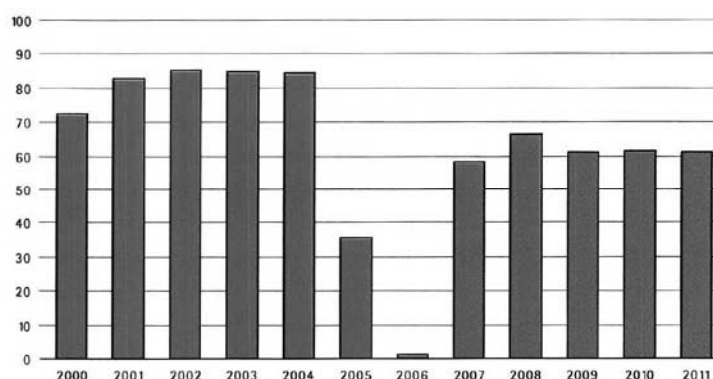
- predisporre il Piano operativo annuale 2011;
- definire i criteri per l'aggiornamento dell'elenco degli esperti per la ricerca di sistema elettrico;
- organizzare le attività di valutazione e verifica sia sui progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma in essere tra il Ministero dello sviluppo economico, RSE, ENEA e CNR, sia sui progetti ammessi a finanziamento dallo stesso ministero a seguito di procedura concorsuale;
- approvare gli esiti delle verifiche sullo stato di avanzamento e sul conseguimento dei risultati finali per i progetti di ricerca

svolti nell'ambito dei suddetti accordi di programma, e disporre il pagamento delle quote riconosciute a seguito delle attività di verifica in itinere o finali.

Il quadro normativo e le modalità organizzative della ricerca di sistema elettrico sono gli stessi già ampiamente illustrati nelle precedenti *Relazioni Annuali* dell'Autorità. Analoghe sono anche le modalità di alimentazione dell'apposito fondo istituito presso la CCSE, mentre, con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/COM 201/11, l'Autorità ha adeguato in diminuzione la componente tariffaria A_3 , portandone l'ammontare medio a circa 0,015 c€ per ogni kWh consumato dai clienti finali. Nel corso del 2011 il gettito della componente A_3 è stato appena superiore a 61 milioni di euro, come mostrato nella figura 2.1, che riporta l'andamento del gettito a partire dal 2000, anno nel quale venne istituita la componente tariffaria A_3 .

Fig. 2.1Gettito della componente A₅

Milioni di euro



Fonte: CCSE.

Piano operativo annuale 2011 della ricerca di sistema elettrico

Con la delibera 16 giugno 2011, RDS 3/11, l'Autorità ha approvato la proposta di Piano operativo annuale 2011 per la ricerca di sistema elettrico nazionale. Il Piano, dotato di risorse pari a 64 milioni di euro, da destinare interamente al finanziamento degli

accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico, RSE, ENEA e CNR, riguarda temi di ricerca coerenti con le aree strategiche individuate nel Piano triennale 2009-2011. Il Piano operativo annuale 2011, approvato con decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 luglio 2011, prevede la ripartizione delle risorse finanziarie indicata nella tavola 2.3.

TAV. 2.3

Ripartizione delle risorse finanziarie del Piano operativo annuale 2011 per la ricerca di sistema elettrico nazionale

Milioni di euro

AREA PRIORITARIA DI INTERVENTO/TEMA DI RICERCA	TIPOLOGIA ATTIVITÀ DI RICERCA ^(A)	
	a	b
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	31,7	-
Analisi dello sviluppo futuro del sistema elettrico nazionale	8,5	-
Ricerche su reti attive, generazione distribuita e sistemi di accumulo di energia elettrica	8,2	-
Collaborazioni internazionali e sviluppo delle competenze in materia nucleare		
Nucleare da fissione	6,0	-
Nucleare da fusione	9,0	-
Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente	21,3	-
Sviluppo e diffusione delle energie rinnovabili		
Energia idroelettrica	1,0	-
Energia elettrica da biomasse	4,5	-
Energia elettrica da fonte eolica	1,0	-
Energia elettrica da fotovoltaico	4,0	-
Energia elettrica da correnti marine	0,5	-
Cattura e sequestro della CO ₂ prodotta dall'utilizzo di combustibili fossili	10,3	-
Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	11,0	-
Tecnologie di risparmio elettrico e nei settori collegati a industria e servizi	4,0	-
Risparmio di energia elettrica nell'illuminazione pubblica	2,0	-
Risparmio di energia elettrica nel settore civile	2,0	-
Utilizzo dell'energia elettrica e solare per il condizionamento estivo	1,0	-
Risparmio di energia elettrica nei mezzi di trasporto	2,0	-
TOTALE	64,0	-

(A) La tipologia a è a totale beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale; la tipologia b è a beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale e contestualmente di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica.
Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Aggiornamento dell'elenco degli esperti per la valutazione dei progetti di ricerca di sistema del settore elettrico

Con la delibera 22 dicembre 2011, RDS 13/11, l'Autorità ha sia fissato i nuovi criteri per l'aggiornamento dell'elenco degli esperti per la valutazione dei progetti di ricerca di sistema del settore elettrico, di cui all'art. 11 del decreto del Ministro delle attività produttive 8 marzo 2006, sia disposto l'avvio di una selezione di esperti di comprovata competenza nel settore elettrico o nei settori collegati. La stessa Autorità, nelle funzioni del CERSE, si avvale degli esperti inseriti in questo elenco – già formato con la delibera 19 settembre 2007, n. 214/07, e aggiornato con la delibera 26 giugno 2009, RDS 6/09 – per l'organizzazione delle attività di valutazione sui progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma o presentati ai sensi dei bandi per la selezione di progetti di ricerca di sistema elettrico. Gli esperti vengono individuati dall'Autorità sulla base di criteri di competenza, indipendenza, eventuale continuità con pregresse fasi di valutazione e massimo avvicendamento, ove compatibile con i precedenti criteri.

Bandi di gara per la selezione di progetti di ricerca di sistema elettrico

Al termine delle attività di valutazione organizzate dall'Autorità, con decreto del Ministero dello sviluppo economico 16 febbraio 2010 sono stati ammessi al finanziamento 26 progetti di ricerca presentati ai sensi del bando dello stesso ministero del 12 dicembre 2008. Diciannove compagini di progetto hanno manifestato l'intenzione di accettare il finanziamento assegnato, nove presentando richieste di modifica dei rispettivi progetti di ricerca, che hanno reso necessaria una seconda fase di valutazione; quest'ultima è stata organizzata dall'Autorità con l'avvalimento della Segreteria operativa del CERSE (istituita dalla CCSE) e di esperti individuati con la delibera 15 novembre 2010, RDS 11/10. Con le delibere 7 luglio 2011, RDS 4/11, e 3 novembre 2011, RDS 11/11, l'Autorità ha quindi approvato le proposte di modifica presentate dagli assegnatari dei progetti SIRRCE, Develtar, Energavi, Smartgen, ISI-CPV, Matec, SDG e BioHyTech. Nel corso dell'anno sono state inoltre completate, con un'unica eccezione, le attività per la predisposizione dei capitolati tecnici dei 19 progetti ammessi al finanziamento e sono stati conseguentemente definiti,

a opera della CCSE, i contratti di ricerca per 14 progetti.

Durante il 2011, nell'ambito del bando per la selezione di progetti di ricerca per il sistema elettrico del 12 dicembre 2008 sono stati erogati contributi per circa 3,4 milioni di euro, a titolo di acconto. Con la delibera 30 gennaio 2011, RDS 1/11, l'Autorità ha inoltre approvato i criteri per la predisposizione di un nuovo schema di bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca previsti dal Piano operativo annuale 2010, al momento non avviato in attesa dell'approvazione del Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2012-2014.

Attività di valutazione e verifica dei Piani annuali di realizzazione presentati da RSE, ENEA e CNR nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico

Gli accordi di programma tra il Ministero dello sviluppo economico, RSE, ENEA e CNR, derivanti dall'approvazione del Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2009-2011, sono stati attivati rispettivamente con i decreti 30 luglio 2009, 2 agosto 2010 e 4 luglio 2011. Le attività di vigilanza e controllo sulla realizzazione degli accordi e sul raggiungimento degli obiettivi sono state svolte dai Comitati di sorveglianza istituiti dall'attuale Direzione Generale per l'energia nucleare, le energie rinnovabili e l'efficienza energetica del Ministero dello sviluppo economico; detti Comitati hanno espresso pareri e proposte di cui i soggetti affidatari degli accordi hanno tenuto conto nella definizione dei Piani annuali di realizzazione e nella rimodulazione temporale delle attività. L'Autorità ha partecipato ai lavori dei tre Comitati di sorveglianza con propri rappresentanti. La stessa Autorità, nelle funzioni del CERSE, ha organizzato l'attività di valutazione sui progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma, avvalendosi della Segreteria operativa e degli esperti appartenenti all'elenco formato con la delibera n. 214/07, e aggiornato con la delibera RDS 6/09.

Nel corso del 2010 la società RSE, portate a termine le attività del Piano di realizzazione 2010, ha avviato le attività relative al successivo Piano 2011. La verifica dei risultati finali conseguiti nell'ambito del Piano di realizzazione 2010 è stata intrapresa nel maggio 2011, a seguito della presentazione, da parte di RSE, del consuntivo delle attività svolte; detta verifica si è poi conclusa con la conferma del raggiungimento degli obiettivi prefissati e con la verifica dell'ammissibilità, della pertinenza e della congruità delle spese documentate, da parte degli esperti individuati con la

delibera 2 dicembre 2010, RDS 12/10. L'Autorità, con la delibera 21 luglio 2011, RDS 5/11, ha quindi approvato gli esiti delle verifiche e determinato il costo complessivo ammissibile delle attività sostenute. Nel mese di ottobre, a seguito dell'approvazione del Piano operativo annuale 2011 per la ricerca di sistema elettrico nazionale, RSE ha presentato all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico il proprio Piano di realizzazione 2011. Il 12 dicembre, lo stesso ministero, acquisite le relazioni degli esperti individuati con la delibera dell'Autorità 13 ottobre 2011, RDS 7/11, e il parere positivo del Comitato di sorveglianza dell'accordo di programma, ha ammesso al finanziamento il Piano di realizzazione 2011 di RSE, per un importo complessivo di 34 milioni di euro. A seguito dell'intenzione comunicata da RSE di voler predisporre un report tecnico-economico di avanzamento per le attività svolte nell'ambito del suddetto Piano annuale nel periodo aprile-ottobre 2011, e conseguentemente di richiedere la corrispondente quota di finanziamento, l'Autorità, con la delibera 3 novembre 2011, RDS 10/11, ha provveduto a individuare gli esperti da incaricare per le attività di valutazione.

Con la delibera 8 febbraio 2011, RDS 2/11, con la quale sono stati individuati gli esperti da incaricare per le attività di valutazione, l'Autorità ha avviato il processo conclusosi con l'ammissione al finanziamento del Piano di realizzazione 2010 di ENEA a opera del Ministero dello sviluppo economico, per un importo complessivo di 8 milioni di euro. Con la delibera 13 ottobre 2011, RDS 9/11, l'Autorità ha individuato gli esperti per la verifica dell'ammissibilità, della pertinenza e della congruità delle spese documentate e dei risultati finali conseguiti nell'ambito dei progetti del Piano di realizzazione 2008-2009 di ENEA, avviato nel 2010 e conclusosi il 30 settembre 2011. Al termine delle attività di verifica, con la delibera 6 dicembre 2011, RDS 12/11, l'Autorità ha confermato il raggiungimento degli obiettivi prefissati e ha approvato il consuntivo delle attività svolte, con riferimento all'ammissibilità, alla pertinenza e alla congruità delle spese documentate. Con la medesima delibera RDS 9/11, l'Autorità ha altresì individuato gli esperti per la valutazione del Piano di realizzazione 2011 di

ENEA. In esito al processo di valutazione, lo stesso ministero ha ammesso al finanziamento il Piano, per un importo complessivo di 27 milioni di euro.

Per quanto riguarda il CNR, nel settembre 2011 il Direttore del Dipartimento energia e trasporti ha presentato il consuntivo delle attività svolte nell'ambito del Piano di realizzazione 2008. Con la delibera 13 ottobre 2011, RDS 8/11, l'Autorità ha quindi individuato gli esperti per la verifica dell'ammissibilità, della pertinenza e della congruità delle spese documentate e dei risultati finali conseguiti nell'ambito dei progetti del Piano. Il consuntivo delle attività svolte è stato approvato con la delibera 12 gennaio 2012, 1/2012/Rds. Nel settembre 2011, il CNR ha inoltre inviato all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico il proprio Piano di realizzazione 2009-2010, ai fini dell'ammissione al finanziamento da parte dello stesso ministero. Con la delibera RDS 8/11, l'Autorità ha individuato gli esperti per la valutazione del Piano. In esito al processo di valutazione, il Ministero dello sviluppo economico ha ammesso al finanziamento il Piano di realizzazione 2009-2010 del CNR, per un importo complessivo di 6 milioni di euro.

Nel corso dell'anno 2011, nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico, sono stati erogati contributi per circa 72 milioni di euro, di cui 44,2 a RSE e 27,8 a ENEA.

Progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico, RSE, ENEA e CNR

Nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico, RSE, ENEA e CNR, nel corso del 2011 sono stati conclusi o sono in corso di realizzazione 24 progetti: sei a opera di RSE, dieci a opera di ENEA e quattro a opera del CNR. Tre progetti sono realizzati in modo indipendente, ma coordinato, da ENEA e RSE, uno da CNR ed ENEA. I risultati tecnico-scientifici ottenuti nell'ambito di questi progetti sono di pubblico dominio e liberamente consultabili in apposite sezioni dei siti internet di RSE, ENEA, CNR e della CCSE.

TAV. 2.4

Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2011 e organismi di ricerca/società responsabili dei progetti

TEMA DI RICERCA ^(A)	SOGGETTO ATTUATORE
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	
Studi sullo sviluppo del sistema elettrico e della rete elettrica nazionale	RSE
Ricerche su reti attive, generazione distribuita e sistemi di accumulo	RSE
Sistemi avanzati di accumulo di energia	ENEA
Sistemi elettrochimici per l'accumulo di energia	CNR
Produzione e fonti energetiche/Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente	
Studi sui potenziali sviluppi delle energie rinnovabili	RSE
Studi sul fotovoltaico con concentrazione solare	RSE
Ricerca su celle fotovoltaiche innovative	ENEA
Studi e valutazioni sul potenziale energetico delle correnti marine	ENEA
Studi sulla produzione elettrica locale da biomasse e scarti	ENEA/RSE
Valutazione e utilizzazione dei biocombustibili ottenuti da residui o scarti agricoli di scarso valore intrinseco e di alghe per l'applicazione in impianti di cogenerazione basati su microturbine	CNR
Celle a combustibile per applicazioni stazionarie cogenerative	CNR
Energia da fissione nucleare: collaborazioni internazionali e sviluppo competenze	ENEA/RSE
Energia da fissione nucleare: metodi di analisi e verifica di progetti nucleari di generazione evolutiva ad acqua pressurizzata	ENEA
Energia da fusione nucleare: attività di fisica e tecnologia della fusione complementari a ITER	ENEA
Studi sull'utilizzo pulito dei combustibili fossili e cattura e sequestro della CO ₂	ENEA/RSE
Usi finali/Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	
Studi e valutazioni sull'uso razionale dell'energia elettrica	RSE
Tecnologie per il risparmio elettrico nel settore civile	ENEA
Tecnologie per il risparmio elettrico/energetico nell'illuminazione pubblica	ENEA
Tecnologie smart per l'integrazione dell'illuminazione pubblica con altre reti di servizi energetici e loro ottimizzazione	ENEA
Strumenti e tecnologie per l'efficienza energetica nel settore dei servizi	ENEA
Utilizzo dell'energia elettrica e solare per la climatizzazione estiva	CNR/ENEA
Materiali e tecnologie abilitanti per la ricerca di sistema elettrico	CNR
Nuovi materiali e componenti innovativi per i mezzi di trasporto	ENEA
Impatto sul sistema elettrico della potenziale diffusione dei veicoli elettrici	RSE

(A) Le dizioni "Produzione e fonti energetiche" e "Usi finali" sono riferite al Piano triennale 2006-2008, mentre le dizioni "Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente" e "Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica" sono riferite al Piano triennale 2008-2010.

3.

Regolamentazione nel settore del gas

Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

Per questa parte si rinvia a quanto esposto nel Capitolo 2 del presente volume, in quanto la disciplina dell'*unbundling* funzionale e contabile illustrata in quella sede riguarda anche il settore del gas naturale.

Certificazione dei gestori del sistema di trasmissione

La delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 3 novembre 2011, ARG/com 153/11, in ossequio alla normativa di riferimento, contempla sia gli adempimenti necessari per le imprese proprietarie di reti di trasporto del gas per l'adozione del modello di separazione proprietaria – analogamente a quanto previsto nel settore elettrico – ai sensi dell'articolo 9 della direttiva 2009/73/CE, sia il modello di gestore di sistema indipendente, ai sensi dell'articolo 5 della medesima direttiva, per le imprese di trasporto del gas che optino per tale modello.

Nell'ambito delle procedure di certificazione disciplinate dall'Autorità con la delibera ARG/com 153/11, assumono particolare rilievo le disposizioni previste per la certificazione dell'impresa maggiore di trasporto del gas secondo il modello di gestore di trasporto indipendente, nell'ambito di un'impresa verticalmente integrata, ai sensi del Capo IV della direttiva 2009/73/CE. Dette disposizioni stabiliscono, tra l'altro, che il gestore adotti misure tali da assicurare:

- lo svolgimento di tutti i compiti di gestione della rete previsti dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- 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;
- l'indipendenza dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate nelle regole di *governance* e di organizzazione aziendale;
- l'indipendenza dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate nella politica di comunicazione e nel marchio dell'impresa;
- 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 assicurare una gestione non discriminatoria della rete, nonché il Piano pluriennale di sviluppo della rete.

Con successiva delibera 2 febbraio 2012, 22/2012/A/com, sono

state stabilite apposite modalità per l'invio, da parte dell'impresa maggiore di trasporto del gas e delle altre imprese candidate come gestori dei sistemi di trasporto, dei dati necessari allo svolgimento delle procedure di certificazione, nonché specifiche modalità per il trattamento dei medesimi dati da parte degli Uffici dell'Autorità. Allo stato attuale sono in corso le attività di analisi e le valutazioni da parte degli Uffici dell'Autorità sulla conformità delle informazioni fornite da tre imprese di trasporto del gas agli obblighi previsti dalla normativa di riferimento, ai fini del rilascio della certificazione.

Le imprese di trasporto del gas naturale, diverse dall'impresa maggiore di trasporto, dovranno essere certificate, una secondo il modello di gestore di trasporto indipendente, ai sensi dal Capo IV della direttiva 2009/73/CE, e l'altra secondo il modello di separazione proprietaria previsto dall'art. 9 della citata direttiva. Si precisa, da ultimo, che ai sensi dell'art. 9, comma 11, della direttiva 2009/73/CE e dell'art. 10, comma 2, del decreto legislativo n. 93/11, le imprese verticalmente integrate possono procedere alla separazione proprietaria dei gestori di sistemi di trasporto in ogni momento.

Regolamentazione delle reti

Regolamentazione tecnica: servizi di bilanciamento

Nel 2011, con la delibera 15 aprile 2011, ARG/gas 45/11, l'Autorità ha introdotto nell'ordinamento italiano il sistema di bilanciamento di merito economico del gas naturale. Questo, adottato dopo un lungo processo di consultazione iniziato nel 2008, è uno dei più importanti interventi di regolazione del settore del gas degli ultimi anni, poiché introduce rilevanti elementi strutturali a vantaggio dell'efficienza e della concorrenzialità del sistema del gas naturale. Il primo vantaggio del nuovo sistema consiste nel fatto che, valorizzando su un mercato organizzato il gas di bilanciamento, anche gli utenti che non dispongono di stoccaggio possono bilanciare il proprio portafoglio di gas comprando in modo trasparente ed efficiente risorse di bilanciamento; vengono così superate le criticità che al riguardo erano state evidenziate nell'ambito dell'Indagine conoscitiva in materia di attività di stoccaggio, condotta congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato nel 2009 (delibera 3 giugno 2009, VIS 51/09). Un altro elemento rilevante è costituito dal superamento delle

prevalenti modalità di allocazione in base alle quali le posizioni di gas in stoccaggio degli utenti erano note solo dopo la chiusura dei bilanci di trasporto, con un ritardo dell'ordine di tre mesi rispetto al giorno di flusso. Con il nuovo sistema, la tempestiva conoscenza della propria posizione in stoccaggio consente agli utenti di sfruttare in maniera efficiente questa risorsa anche a vantaggio della liquidità del mercato spot.

L'attività di bilanciamento è svolta dall'impresa di trasporto e può essere distinta in bilanciamento fisico e commerciale. Il bilanciamento fisico è essenziale per il funzionamento di una rete di gas e consiste nell'assicurare il mantenimento di un adeguato livello di pressione nella rete nazionale di gasdotti, garantendo l'equilibrio tra immissioni e prelievi. Si tratta di un'attività svolta da un unico soggetto responsabile del bilanciamento, ossia Snam Rete Gas, che nel sistema italiano è l'operatore maggiore del trasporto. Snam Rete Gas provvede anche al bilanciamento commerciale, attività che consiste sia nell'individuazione dei prelievi e delle immissioni di

ciascun utente, sia nella regolazione degli sbilanciamenti, vale a dire delle differenze fra i predetti prelievi e le immissioni. Prima dell'avvio del sistema introdotto con la delibera ARG/gas 45/11, il bilanciamento commerciale prevedeva l'attribuzione delle differenze fra immissioni e prelievi dell'utente alle sue disponibilità di stoccaggio, nonché l'applicazione di corrispettivi definiti per via amministrativa nel caso in cui tali disponibilità non risultassero sufficienti.

La delibera ARG/gas 45/11, più che avviare una "riforma", ha creato ex novo un insieme strutturato di regole volte a superare il sistema in vigore a favore di un meccanismo di mercato, in cui il responsabile del bilanciamento si approvvigiona delle risorse per il bilanciamento dagli utenti stessi, che a tal fine offrono la propria disponibilità ad aumentare o a diminuire immissioni e prelievi. Il costo della risorsa di bilanciamento è quindi determinato dal merito economico delle offerte degli utenti. Tale costo costituisce il riferimento di prezzo per valorizzare le posizioni sbilanciate degli utenti: il volume di gas necessario per compensare la posizione di sbilanciamento di ciascun utente è considerato venduto (o acquistato) tra il responsabile del bilanciamento e l'utente. Di conseguenza i corrispettivi applicati o riconosciuti agli utenti non sono più corrispettivi definiti amministrativamente, ma prezzi di compravendita, che rispecchiano l'effettivo valore della risorsa attivata.

L'approvvigionamento delle risorse per il bilanciamento si svolge nell'ambito di sessioni giornaliere presso una piattaforma organizzata e gestita dal Gestore dei mercati energetici (GME), nella quale vengono combinate le offerte di acquisto e di vendita sulla base dell'ordine di merito economico. In esito alla combinazione delle offerte sono concluse le relative transazioni con il responsabile del bilanciamento, che svolge anche la funzione di controparte centrale. Tutti i partecipanti al mercato sono tenuti a inviare le proprie offerte giornalmente, entro le ore 20.00 del giorno di flusso del bilanciamento. La piattaforma ordina le offerte di acquisto e di vendita in ordine di prezzo e costruisce le curve della domanda e dell'offerta. Gli acquisti e le vendite sono valorizzati tutti all'unico prezzo determinato dall'incrocio della curva di domanda e offerta (c.d. *marginal price*). In condizioni di normale esercizio della rete di trasporto, questo prezzo costituisce il riferimento per la regolazione degli sbilanciamenti degli utenti.

Varie ragioni hanno reso necessaria tale evoluzione delle regole del bilanciamento. Anzitutto, a livello comunitario, il regolamento CE 715/2009, relativo all'accesso alla rete di trasporto gas, prevede, all'art. 21, che le regole di bilanciamento riflettano le "reali esigenze

del sistema" – considerato cioè nel suo complesso e non a livello di singolo utente – e siano fondate su regole di mercato. Al di là della norma europea, il nuovo bilanciamento ha sostanzialmente consentito l'evoluzione verso un sistema più efficiente nell'allocazione dei costi e delle risorse.

Quello introdotto con la delibera ARG/gas 45/11 è un modello semplificato del sistema di bilanciamento di merito economico, il quale prevede che gli utenti possano offrire la propria disponibilità ad aumentare o a diminuire i prelievi oppure le immissioni solo dallo stoccaggio. Tuttavia è già in atto un processo di miglioramento dell'attuale normativa, che si concluderà con la possibilità per gli utenti di offrire modifiche anche ai programmi di importazione o di rigassificazione: in questo modo il responsabile del bilanciamento potrà disporre di ulteriori risorse, da selezionare sulla base del merito economico, per mantenere l'equilibrio del sistema.

L'avvio del sistema di bilanciamento di merito economico, introdotto con la delibera ARG/gas 45/11, ha richiesto la definizione delle modalità applicative da parte degli operatori coinvolti e la conseguente approvazione da parte dell'Autorità. In particolare:

- * con la delibera 27 ottobre 2011, ARG/gas 145/11, l'Autorità ha approvato il regolamento della piattaforma per il bilanciamento presentato dal GME;
- * con le delibere 10 novembre 2011, ARG/gas 155/11, 17 novembre 2011, ARG/gas 159/11, e 24 novembre 2011, ARG/gas 161/11, l'Autorità ha approvato le modifiche rispettivamente al Codice di rete di Snam Rete Gas e al Codice di stoccaggio di Stogit e di Edison Stoccaggio, necessarie per disciplinare le modalità applicative del nuovo regime di bilanciamento;
- * con la delibera 15 dicembre 2011, ARG/gas 182/11, l'Autorità ha approvato la convenzione tra la società Snam Rete Gas e il GME, che regola le modalità di coordinamento fra i due soggetti per le attività inerenti alla gestione del bilanciamento.

Il sistema di bilanciamento è attivo dall'1 dicembre 2011, tramite la piattaforma organizzata dal GME. Fin dal suo avvio si è caratterizzato per buona liquidità e flessibilità e ha visto la formazione di prezzi allineati con l'andamento dei prezzi OTC e di Borsa.

La delibera ARG/gas 45/11 e s.m.i. (delibera ARG/gas 155/11 e delibera 24 novembre 2011, ARG/gas 165/11) ha anche introdotto un complesso di garanzie per la gestione dell'esposizione del sistema nei confronti dell'utente in relazione alle partite economiche del bilanciamento.

Il sistema di bilanciamento sopra descritto comporta che ciascun utente del bilanciamento, per ogni giorno in cui i propri prelievi sono superiori alle proprie immissioni, sarà tenuto a pagare a Snam Rete Gas un corrispettivo, determinato valorizzando tale quantitativo in eccesso al prezzo che si forma sulla piattaforma per il bilanciamento (nonché il corrispettivo associato ai quantitativi di gas eventualmente acquistati dall'utente nella medesima piattaforma). Sorgono pertanto un credito in capo al gestore del sistema e una correlativa posizione debitoria in capo all'utente: quest'ultima è determinata in un momento successivo al prelievo del gas e si accresce (giornalmente), sino a quando il debito non è saldato, ovvero sino alla risoluzione del contratto di trasporto nei termini previsti dalle delibere ARG/gas 155/11 e ARG/gas 165/11.

Il debito di ciascun utente costituisce un'esposizione del sistema, ossia un rischio – connesso con il mancato pagamento – che necessita di adeguate "coperture" in termini di garanzie. Sotto questo aspetto, pertanto, la finalità del sistema di garanzia è duplice:

- garantire al responsabile del bilanciamento il pagamento delle somme dovute per il gas da questi venduto ai propri utenti sbilanciati (o nell'ambito della piattaforma); da tale punto di vista, il sistema di garanzie integra quello già esistente che era però connesso solo con i crediti maturati dall'impresa rispetto alle tariffe applicate per il solo trasporto del gas (mentre con il bilanciamento, le garanzie devono coprire anche i crediti, evidentemente maggiori, maturati per la vendita del gas);
- responsabilizzare gli utenti che partecipano al mercato, ostacolando possibili comportamenti opportunistici di operatori che decidano, per esempio, di prelevare gas dal sistema (per fornire clienti) senza immettere i corrispondenti quantitativi, confidando nell'erogazione del gas comunque garantita da parte del responsabile del bilanciamento e nella possibilità di eludere il successivo pagamento, dovuto per tale erogazione.

In particolare, con la delibera ARG/gas 45/11 l'Autorità ha definito i criteri per la gestione dei rischi connessi con l'esposizione del sistema nei confronti di ciascun utente del bilanciamento e ha previsto che il responsabile del bilanciamento, attraverso procedure definite nel proprio Codice di rete in conformità ai predetti criteri, organizzi e gestisca un sistema di garanzie, per contenere i rischi connessi con l'insolvenza degli utenti del bilanciamento.

Il Codice di rete della società Snam Rete Gas contiene anche una prima disciplina del sistema di garanzie, che l'Autorità, con la delibera ARG/gas 155/11, ha approvato subordinatamente ad alcune modifiche volte a contenerne l'onerosità, specialmente nella fase di avvio, e a perseguire una sua maggiore razionalità. Con gli stessi obiettivi e tenendo anche conto delle tempistiche necessarie per l'aggiornamento dei sistemi di gestione, l'Autorità ha disposto che Snam Rete Gas trasmettesse una nuova proposta riguardante il sistema di garanzie.

Tuttavia (con i decreti 6 dicembre 2011, n. 1837, e 14 dicembre 2011, nn. 1845, 1846, 1847), il Presidente della Terza sezione del TAR Lombardia, accogliendo ricorsi presentati da alcuni utenti del bilanciamento che hanno considerato il sistema troppo oneroso, ha sospeso in via cautelare il sistema di garanzie approvato con la delibera ARG/gas 155/11.

In considerazione dei gravi pregiudizi al sistema e al mercato del gas naturale connessi con la possibile insolvenza degli utenti del bilanciamento, nonché a possibili comportamenti opportunistici degli utenti, stante la sospensione disposta dal TAR, con la delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 192/11, l'Autorità ha adottato con urgenza misure volte a limitarne l'ambito. In particolare, questo provvedimento ha integrato le disposizioni del Codice di rete di Snam Rete Gas che disciplinano la fatturazione delle partite economiche del bilanciamento, prevedendo versamenti in acconto su base quindicinale.

Interventi volti a garantire una corretta determinazione delle partite fisiche ed economiche di gas – Settlement

Nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti del sistema gas, avviato con la delibera 26 maggio 2009, ARG/gas 62/09, l'Autorità ha emanato il quarto documento per la consultazione, 16 giugno 2011, DCO 22/11, recante gli orientamenti finali sulle modalità per la determinazione delle partite fisiche in prelievo e delle corrispondenti partite economiche del servizio di bilanciamento, come definito dalla delibera ARG/gas 45/11. Il documento, che illustra le soluzioni preferite per la gestione della contabilizzazione delle quantità prelevate nel mercato del gas naturale, con riferimento ai punti di prelievo per i quali risulti tecnicamente impossibile procedere a misurare i prelievi su base giornaliera in modo economico, risponde a diverse esigenze, tra le quali quelle di: disegnare la com-

pleta architettura della disciplina di *settlement* per il settore del gas naturale; revisionare la metodologia di *load profiling* facilitando efficientamento e innovazione; introdurre nuovi obblighi informativi con lo scopo di agevolare lo svolgimento di tutte le attività inerenti. In particolare, con riferimento al giorno gas, è stata proposta l'introduzione di due sessioni temporalmente distinte:

- una prima sessione cosiddetta "sessione di bilanciamento", in cui si determinano, per utente, le partite fisiche ed economiche di gas naturale prelevato in ciascun giorno del mese oggetto della sessione per i servizi di trasporto e bilanciamento, in base sia ai dati di misura per i Punti di riconsegna (PDR) stimati giornalmente, sia ai dati di misura insieme con criteri convenzionali per gli altri punti;
- una seconda sessione cosiddetta "sessione di aggiustamento", volta alla determinazione e alla regolazione delle partite economiche corrispondenti alla differenza tra i prelievi determinati in esito alla sessione di bilanciamento e i prelievi rideterminati sulla base dei dati di misura che nel periodo intercorso dalla sessione di bilanciamento si sono resi disponibili.

Per quanto concerne le tempistiche, salvo un periodo transitorio,

necessario all'adeguamento dei sistemi informativi, è stata confermata la scelta di effettuare la sessione di bilanciamento il giorno 25 del mese successivo a quello di competenza, e le sessioni di aggiustamento una volta all'anno nel mese di luglio, però a copertura dei cinque anni precedenti, così da tenere conto di eventuali misure di punti di prelievo pervenute tardivamente.

Circa poi la metodologia di profilazione convenzionale attualmente in vigore per i punti di riconsegna non misurati giornalmente, sono state presentate proposte in tema di:

- determinazione di una regola univoca per il calcolo del consumo annuo;
- revisione dei profili di prelievo standard;
- revisione del criterio di associazione del profilo di prelievo standard al singolo punto di riconsegna.

In seguito, in attesa degli esiti del procedimento e delle possibili risultanze in merito alla revisione del meccanismo di *settlement* delineata nel documento per la consultazione DCO 22/11, con la delibera 30 settembre 2011, ARG/gas 128/11, l'Autorità ha approvato l'aggiornamento dei profili di prelievo standard del gas naturale per l'anno termico 2011-2012, e prorogato la validità della disciplina attualmente in essere ai sensi dei commi 29.1 e 29.2 della delibera 29 luglio 2004, n. 138/04.

Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi

Nel corso del 2011 l'attività di regolazione della qualità e della sicurezza dei servizi gas si è concentrata sui seguenti temi:

- sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale;
- qualità del gas e del servizio di trasporto;
- sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas.

Sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale

Attuazione della vigente regolazione premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale

Con la delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RQDG), l'Autorità ha disposto l'emanazione di un *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (TUDG), di cui la RQDG costituisce la Parte I. La RQDG ha approvato, per il periodo 2009-2012, la disciplina che regola, tra l'altro, il sistema di incentivi per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale.

In materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas, nel periodo di regolazione 2009-2012 l'Autorità ha disposto la transizione dall'adesione volontaria a un sistema di premi per le sole imprese di maggiori dimensioni, all'applicazione obbligatoria di un sistema di premi/penalità per tutti i distributori di gas naturale, con l'adozione dell'ambito provinciale di impresa come base di applicazione del sistema incentivante. 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, così come previsto dalla RQDG. Più nello specifico, il sistema di incentivi considera due

componenti indipendenti: la prima incentiva la riduzione delle dispersioni di gas segnalate da terzi con riferimento al percorso di miglioramento fissato con i citati provvedimenti, mentre la seconda premia un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla RQDG.

In attuazione della RQDG, con appositi provvedimenti vengono determinati i livelli di partenza e i tendenziali per le imprese distributrici di gas naturale tenute alla partecipazione al sistema incentivante i recuperi di sicurezza. Nel corso del 2011 e all'inizio del 2012, l'Autorità, con le delibere 7 luglio 2011, ARG/gas 93/11, 13 ottobre 2011, ARG/gas 140/11, 10 novembre 2011, ARG/gas 157/11, e 22 marzo 2012, 103/2012/R/gas, ha approvato i livelli di partenza e i tendenziali delle imprese di distribuzione che al 31 dicembre 2007 servivano almeno 10.000 clienti finali.

Controllo dell'attuazione della vigente regolazione premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale

La sicurezza del servizio di distribuzione del gas è la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito. Essa dipende: da un'adeguata odorizzazione del gas attraverso sostanze odorizzanti, finalizzata 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.

Come di consueto, l'Autorità ha previsto anche per il 2011 controlli e verifiche ispettive finalizzate ad approfondire le suddette tematiche, ad accertare il controllo dell'attuazione della RQDG e a disincentivare le imprese distributrici di gas dall'adottare soluzioni opportunistiche, tese a eludere le disposizioni in materia di sicurezza con gravi rischi per l'incolumità dei cittadini e dei clienti finali del gas.

Con la delibera 21 luglio 2011, VIS 77/11, l'Autorità ha approvato una campagna dei controlli della qualità del gas. I controlli, effettuati senza preavviso, hanno interessato 60 impianti di distribuzione dislocati su tutto il territorio nazionale. Le attività sono state svolte in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e con l'Azienda speciale stazione sperimentale per i combustibili. In particolare, i risultati delle campagne, oltre a determinare per l'impresa distributtrice che non ha rispettato la normativa conseguenze penali ai sensi della legge 6 dicembre 1971, n. 1083 (in caso di mancata o insufficiente odorizzazione del gas), producono effetti economici sui recuperi di sicurezza dell'anno di riferimento. Infatti, ai sensi dell'art. 32, comma 32.20, della RQDG, l'impresa distributtrice – in caso di odorizzazione del gas distribuito non conforme alla normativa vigente in materia, accertata da un controllo della qualità del gas effettuato dall'Autorità nell'anno di riferimento sull'impianto di distribuzione appartenente all'ambito provinciale di impresa – qualora abbia diritto per tale ambito a incentivi per recuperi di sicurezza (componente odorizzazione e dispersioni), perde per l'anno di riferimento il diritto a riscuotere tali incentivi per l'ambito provinciale di impresa cui appartiene l'impianto di distribuzione.

Sempre nell'ambito del controllo dell'attuazione, l'Autorità ha effettuato verifiche ispettive aventi a oggetto la correttezza dei dati inerenti ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale. Con la delibera 26 maggio 2011, VIS 62/11, l'Autorità ha approvato un piano di verifiche ispettive interessando cinque imprese: Estra Reti Gas, Genova Reti Gas, Gesam, Mediterranea Energia e Salerno Energia Distribuzione. Dalle verifiche ispettive effettuate dall'Autorità in collaborazione con la Guardia di Finanza, sono emersi alcuni elementi che hanno costituito presupposto sia per l'avvio del procedimento del 15 dicembre 2011, VIS 107/11, ai fini dell'accertamento di violazioni in materia di pronto intervento

gas, sia per l'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie nei confronti di Estra Reti Gas e Genova Reti Gas. Successivamente, con le delibere 1 marzo 2012, 59/2012/S/gas e 60/2012/S/gas, l'Autorità ha per la prima volta dato attuazione alla nuova disciplina degli impegni alternativi alle sanzioni, per un più efficace perseguimento degli interessi tutelati. In particolare, l'Autorità ha ritenuto ammissibili gli impegni presentati dalla società di distribuzione Estra Reti Gas, mentre non ha ritenuto ammissibili quelli proposti dalla società di distribuzione Genova Reti Gas.

Passando al tema del pronto intervento, argomento cruciale per la sicurezza, con la delibera 7 marzo 2011, VIS 22/11, l'Autorità ha approvato un programma di controlli telefonici ed eventuali verifiche ispettive con lo scopo di accertare, tra l'altro, la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas, delle disposizioni dell'Autorità in materia di pronto intervento. Eventuali violazioni della disciplina del pronto intervento gas possono costituire, per l'impresa distributtrice coinvolta, la perdita del diritto a riscuotere gli incentivi di sicurezza per l'anno di riferimento.

Infine, con la delibera 22 dicembre 2011, VIS 108/11, l'Autorità ha intimato a un gruppo di imprese distributrici di provvedere all'adempimento, tramite il sistema telematico, degli obblighi di comunicazione previsti dagli artt. 31 e 55 della RQDG, per quanto di competenza del 2010. Il mancato rispetto degli obblighi di comunicazione costituisce presupposto per l'eventuale avvio di istruttoria formale, volta all'adozione di un provvedimento, di cui all'art. 2, comma 20, lettera c), della legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481.

Revisione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2013-2016

L'Autorità procede ogni quattro anni alla revisione complessiva della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi. Nel 2012 termina il vigente periodo regolatorio 2009-2012. Con la delibera 19 maggio 2011, ARG/gas 64/11, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione

Definito nella delibera ARG/gas 120/08 come l'insieme degli impianti di distribuzione gestiti dalla medesima impresa distributtrice nella stessa provincia..

2013-2016. Tale procedimento verrà sottoposto alla metodologia di Analisi di impatto della regolazione (AIR) per gli aspetti ritenuti più rilevanti. In particolare l'Autorità ha deliberato di tenere conto:

- della necessità di garantire che standard di qualità, indennizzi ai clienti e incentivi per la qualità dei servizi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione delle tariffe e dei corrispettivi per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas;
- di livelli di qualità nei servizi comparabili con i livelli di qualità raggiunti o proposti in altri Stati membri dell'Unione europea, e omogenei sull'intero territorio nazionale per i clienti finali che si trovino in condizioni analoghe di erogazione dei servizi;
- dell'opportunità di rafforzare la regolazione in materia di sicurezza, al fine di stimolare comportamenti virtuosi da parte delle imprese distributrici e ottenere una maggiore omogeneizzazione delle performance delle medesime imprese per quanto attiene ai livelli di sicurezza del servizio di distribuzione del gas;
- della necessità, alla luce dell'esperienza maturata e delle evoluzioni normative, di affinare e semplificare la regolazione attraverso sia un approfondimento degli attuali meccanismi incentivanti la riduzione delle dispersioni di gas sulle reti, sia l'aumento delle misure del grado di odorizzazione del gas; ciò promuovendo altresì l'innovazione tecnologica a favore della sicurezza e valutando, laddove necessario, l'introduzione di meccanismi incentivanti differenziati in base alla diversa concentrazione dei clienti finali sulle reti gestite dalle imprese distributrici;
- dell'opportunità di migliorare la regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura del gas, promuovendo ulteriormente l'efficienza e la non discriminazione nell'esecuzione delle prestazioni richieste dai clienti finali;
- dell'evoluzione delle disposizioni normative in tema di disciplina dell'affidamento e della gestione del servizio di distribuzione del gas, e in particolare considerando gli aspetti legati alla definizione dei nuovi ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare e per l'affidamento del servizio a un'unica impresa distributtrice per ogni singolo ambito territoriale; ciò considerando inoltre la prossima definizione, a livello normativo, di standard qualitativi e di sicurezza del servizio inerenti ai criteri di gara e di valutazione delle offerte per l'affidamento del medesimo servizio;
- della necessità di prevedere opportuni meccanismi regolatori

che garantiscano il permanere di idonee condizioni di sicurezza del servizio durante il periodo transitorio, previsto per l'entrata in vigore del nuovo assetto giuridico nel settore della distribuzione del gas;

- della necessità di rafforzare la concorrenza, la non discriminazione tra i soggetti interessati, la trasparenza e la completezza dell'informazione.

Qualità del gas e del servizio di trasporto del gas

Con la delibera 11 novembre 2010, ARG/gas 197/10, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione della disciplina in tema di qualità del gas naturale, alla luce di un primo significativo periodo di attuazione della regolazione. Nell'ambito di tale procedimento è stato pubblicato il documento per la consultazione 21 luglio 2011, DOC 30/11, con gli obiettivi, fra l'altro, di:

- individuare i destinatari dell'intervento della regolazione della qualità del gas, alla luce del nuovo assetto generale del servizio di misura, introdotto con la delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09;
- introdurre una regolazione che consenta l'utilizzo di nuovi apparati di misura dei parametri di qualità del gas, a oggi non previsti dalla regolazione vigente;
- identificare, in relazione ai dati e alle informazioni in possesso dell'Autorità, la tipologia delle cause caratterizzanti la mancata disponibilità dei dati inerenti alla qualità del gas;
- allineare la regolazione a quanto previsto dalla disciplina vigente, utilizzando l'anno solare in sostituzione dell'attuale riferimento all'anno termico.

Con la delibera 19 gennaio 2012, 8/2012/E/gas, è stata avviata una Indagine conoscitiva a seguito degli eventi verificatisi nella giornata del 18 gennaio 2012 al gasdotto in località Tresana (MS), che hanno portato all'interruzione della fornitura di gas in diversi comuni.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas

Con la delibera 18 marzo 2004, n. 40/04, l'Autorità ha emanato il regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas. Esso stabilisce tra l'altro che, per i nuovi impianti, il cliente finale consegna al distributore la documenta-

zione tecnica obbligatoria per consentire l'effettuazione dell'accertamento documentale della sicurezza dell'impianto di utenza prima della sua attivazione. In fase di prima attuazione, al fine di garantire un graduale impatto degli effetti derivanti dall'adozione del regolamento, la delibera n. 40/04 ha consentito ai distributori di gas di attivare le nuove forniture di gas anche in assenza di accertamento documentale, previa acquisizione del modulo di cui all'Allegato E, compilato nella sezione pertinente e firmato dall'installatore.

Con i decreti della Presidenza del Consiglio dei ministri n. 3 del 16 aprile 2009 e n. 11 del 17 luglio 2009, sono stati individuati i comuni danneggiati dagli eventi sismici che hanno colpito la regione Abruzzo il giorno 6 aprile 2009. Con la delibera 12 maggio 2011, ARG/gas 58/11, l'Autorità ha ritenuto necessario prorogare ulteriormente l'estensione della deroga al regolamento, al fine di consentire, per un adeguato lasso di tempo, modalità semplificate per l'attivazione della fornitura, così come previsto in fase di prima attuazione dalla delibera n. 40/04.

Regolamentazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Con il documento per la consultazione 26 luglio 2010, DCO 25/10, l'Autorità ha delineato un percorso di evoluzione coordinata dei vari aspetti della regolazione dei servizi gas, da realizzare con interventi successivi, funzionale al completo sviluppo del mercato del gas naturale e coerente con le previsioni della normativa comunitaria contenuta nel cosiddetto "Terzo pacchetto energia". Nel documento si prevedeva che ciascuno degli aspetti in esso trattati sarebbe stato oggetto di ulteriori successive consultazioni, al fine di valutarne gli aspetti implementativi più in dettaglio.

Il documento per la consultazione DCO 27/11, emanato il 21 luglio 2011, ha inteso approfondire, in continuità con il documento per la consultazione DCO 25/10, il tema della modifica dei criteri di conferimento della capacità di trasporto, oggetto anche del procedimento avviato dall'Autorità con la delibera ARG/gas 184/09.

Il DCO 27/11 ha confermato e sviluppato in maggiore dettaglio l'orientamento dell'Autorità, già espresso nel DCO 25/10, di modificare i criteri di conferimento della capacità di trasporto per i punti di entrata/uscita dallo stoccaggio, così da prevedere, in analogia a quanto avviene per i terminali di rigassificazione, che tale capacità sia conferita alle imprese di stoccaggio e che i relativi costi siano recuperati nei corrispettivi per il servizio di stoccaggio. Sono state in particolare individuate e proposte le integrazioni alle discipline in materia di trasporto, di stoccaggio e di rigassificazione, contenute rispettivamente nelle delibere 17 luglio 2002, n. 137/02, 21 giugno 2005, n. 119/05, e 1 agosto 2005, n. 167/05, necessarie a dare un assetto organico alla materia.

Nel DCO 27/11 si è prefigurata anche una revisione della disciplina, contenuta nell'art. 17 della delibera n. 137/02, che prevede l'applicazione agli utenti del trasporto di corrispettivi di scostamento ove la quantità prelevata (o immessa) presso un punto di uscita/riconsegna

(o di entrata) ecceda la capacità ivi conferita; ciò prospettando che l'impresa di trasporto: applichi sempre un corrispettivo calcolato sulla base del massimo scostamento registrato nell'anno anziché nel mese; consideri il corrispettivo di scostamento a deduzione del corrispettivo dovuto per l'eventuale capacità incrementale successivamente conferita; addebiti agli utenti la capacità effettivamente utilizzata in base ai corrispettivi di trasporto in vigore, senza alcuna maggiorazione, nei casi di scostamenti che non superino le soglie di tolleranza.

Il documento per la consultazione DCO 27/11 ha infine proposto una revisione della disciplina in materia di corrispettivo variabile di stoccaggio e di consumi di stoccaggio, funzionale a risolvere alcune criticità connesse con l'introduzione del nuovo sistema di bilanciamento di merito economico, che prevede modalità di attribuzione agli utenti di tali corrispettivi e consumi indipendenti dall'entità delle singole offerte accettate presso la piattaforma di bilanciamento, evitando quindi l'incorporazione dei relativi costi nei prezzi offerti.

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 verificata la coerenza con i criteri stessi.

Con la delibera ARG/gas 57/11 del 12 maggio 2011, l'Autorità ha approvato il Codice di rigassificazione predisposto dalla società Terminale GNL Adriatico (ALNG). Si tratta del primo Codice approvato dall'Autorità che riguarda una infrastruttura oggetto di procedura di esenzione, ancorché parziale.

Il terminale di rigassificazione realizzato da ALNG nel Nord Adriatico, nella zona antistante il comune di Porto Viro (RO), beneficia infatti di un'esenzione parziale dalla disciplina sul diritto di accesso di terzi, accordata con decreto 26 novembre 2004 dall'allora Ministero delle attività produttive, ai sensi del comma 1.17, della legge 23 agosto 2004, n. 239, e previo parere dell'Autorità, espresso con la delibera 23 novembre 2004, n. 206/04.

L'esenzione, funzionale a favorire la realizzazione della nuova infrastruttura di rilevanza strategica che consente la diversificazione

delle fonti di approvvigionamento di gas naturale del nostro Paese, riguarda l'80% della capacità di rigassificazione del terminale per un periodo di 25 anni.

La disciplina dell'esenzione del diritto di accesso di terzi deve essere interpretata, in modo rigorosamente tassativo e temporalmente circoscritto, con deroga al solo obbligo previsto dal comma 1, dell'art. 24, del decreto legislativo n. 164/00, il quale impone alle imprese che gestiscono terminali di GNL, di consentirne l'accesso ai terzi che ne facciano richiesta; la stessa disciplina dell'esenzione, invece, non deroga all'assetto definito dal comma 5 del medesimo articolo, il quale prevede che l'Autorità fissi i criteri atti a garantire la massima imparzialità e neutralità nella gestione dei terminali stessi e che le imprese adottino un proprio Codice di rigassificazione sottoposto a verifica da parte dell'Autorità.

Le modalità di erogazione del servizio, anche nei confronti dell'utente titolare della quota di capacità esente, sono quindi regolate nell'ambito del Codice di rigassificazione, definito dall'impresa sulla base dei criteri stabiliti dall'Autorità con la delibera n. 167/05.

Come evidenziato nella delibera ARG/gas 57/11, il Codice di rigassificazione di ALNG prevede un regime di responsabilità degli utenti differenziato tra titolari di capacità esente e non esente, coerente con la diversa disciplina dei corrispettivi previsti: il corrispettivo applicabile ai titolari di capacità esente è stato definito nell'ambito degli accordi che hanno determinato l'investimento nell'infrastruttura e la richiesta dell'esenzione, mentre il corrispettivo per gli altri è definito dall'Autorità. Nel corso del 2011 sono stati anche aggiornati alcuni dei Codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione già approvati, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. In particolare:

- con la delibera 31 gennaio 2011, ARG/gas 7/11, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio di Stogit, funzionale all'offerta e all'erogazione su base settimanale del servizio di bilanciamento utenti, come previsto dalla delibera 2 novembre 2009, ARG/gas 165/09;
- con la delibera 16 marzo 2011, ARG/gas 18/11, sono state recepite nel Codice di rigassificazione di GNL Italia le disposizioni in materia di mancato utilizzo della capacità di rigassificazione previste dalla delibera 15 aprile 2010, ARG/gas 54/10, oltre a

previsioni volte a disciplinare le modalità di misura del GNL scaricato, qualora venga utilizzato il vapore di GNL (*boil off*) come combustibile durante l'effettuazione della scarica;

- con le delibere 23 marzo 2011, ARG/gas 24/11 e ARG/gas 25/11, sono state recepite nei Codici di trasporto, rispettivamente di Snam Rete Gas e di Società Gasdotti Italia, le disposizioni della delibera 10 marzo 2010, ARG/gas 27/10, in materia di allocazione giornaliera agli utenti delle partite di gas prelevato da clienti non misurati giornalmente;
- con la delibera 29 marzo 2011, ARG/gas 37/11, è stata implementata, nell'ambito del contratto di stoccaggio oggetto del Codice di Edison Stoccaggio, una piattaforma informatica per lo scambio di informazioni attraverso internet;
- con la delibera 7 aprile 2011, ARG/gas 41/11, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di trasporto di Snam Rete Gas funzionale al recepimento delle disposizioni delle delibere 27 novembre 2009, ARG/gas 182/09, e 18 maggio 2010, ARG/gas 70/10, relative all'attribuzione delle partite inerenti all'attività di bilanciamento del gas naturale, insorgenti a seguito di rettifiche dei dati di misura successive alla chiusura del bilancio di trasporto;
- con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 47/11, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio di Stogit, in attuazione alle disposizioni del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, relative allo sviluppo delle attività di stoccaggio per favorire una maggiore concorrenzialità nel settore del gas naturale;
- con le delibere 9 giugno 2011, ARG/gas 68/11, ARG/gas 69/11 e ARG/gas 70/11, sono state recepite, rispettivamente nei Codici di rigassificazione di GNL Italia, nei Codici di stoccaggio di Stogit e nei Codici di trasporto di Snam Rete Gas, le previsioni dei decreti legislativi 8 giugno 2001, n. 231, 30 giugno 2003, n. 196, e 21 novembre 2007, n. 231, in materia di responsabilità amministrativa, di protezione dei dati personali e di prevenzione dell'utilizzo del sistema finanziario a scopo di riciclaggio dei proventi di attività criminose e di finanziamento del terrorismo;
- con le delibere ARG/gas 155/11, ARG/gas 159/11 e ARG/gas 161/11, sono state recepite, rispettivamente nei Codici di trasporto di Snam Rete Gas e nei Codici di stoccaggio di Stogit

e di Edison Stoccaggio, le disposizioni della delibera ARG/gas 45/11 in materia di bilanciamento di mercato.

Negoziante e scambio di gas naturale

Nell'anno appena trascorso, gli interventi dell'Autorità relativi alla negoziazione e allo scambio di partite di gas naturale sul mercato all'ingrosso hanno principalmente riguardato la definizione:

- delle modalità applicative delle disposizioni che hanno introdotto e centralizzato – nell'ambito dei sistemi approntati dal GME, coerentemente con i dettati della legge 23 luglio 2009, n. 99 (che affida in esclusiva al GME la gestione economica del mercato del gas naturale) – gli obblighi di offerta di quote di import, previsti dal decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7;
- della cessione delle aliquote di prodotto della coltivazione, ai sensi dei decreti del Ministro dello sviluppo economico 12 luglio 2007 e 6 agosto 2010.

Con la delibera 16 marzo 2011, ARG/gas 20/11, l'Autorità ha definito le modalità di offerta presso la piattaforma di negoziazione, gestita dal GME, delle quote di gas importato relative all'anno termico 2011-2012 e successivi, soggette agli obblighi di offerta o di cessione. In linea con i precedenti provvedimenti in materia, la delibera ha previsto l'articolazione in lotti annuali e mensili dell'offerta delle quote da parte di ciascun importatore.

La delibera 13 luglio 2011, ARG/gas 95/11, riguarda invece la cessione – in un compartimento dedicato della piattaforma, organizzato secondo modalità di negoziazione ad asta – delle aliquote (*royalties*) della produzione nazionale del gas naturale dovute allo Stato; definisce inoltre le procedure che i titolari di concessioni di coltivazione devono seguire ai fini dell'offerta delle aliquote dovute per gli anni 2010 e successivi.

In materia di mercati regolamentati del gas naturale si segnala infine la delibera 7 aprile 2011, PAS 8/11, con la quale l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico relativamente a una modifica urgente del regolamento del mercato gas (MGAS) funzionale a non consentire che nella sessione con modalità ad asta un operatore possa concludere scambi con se stesso, al fine di assicurare la significatività dei volumi scambiati.

Misure di salvaguardia del sistema gas

Il 18 luglio 2011 il Ministero dello sviluppo economico, sia in base all'esame della situazione del sistema nazionale del gas naturale – che era caratterizzata dalla chiusura, per eventi geopolitici, del gasdotto Greenstream, il quale trasporta il gas naturale proveniente dalla Libia al punto di entrata della rete nazionale presso Gela – sia in base a previsioni critiche di disponibilità e domanda del gas naturale, per il successivo ciclo termico invernale ha emanato indirizzi agli operatori per la salvaguardia della continuità e della sicurezza degli approvvigionamenti, per il funzionamento coordinato degli stoccaggi e per la riduzione della vulnerabilità del sistema nazionale del gas naturale, prevedendo in particolare l'obbligo, per i titolari di capacità di stoccaggio, di assicurare il pieno utilizzo delle capacità di iniezione loro assegnate.

A seguito della segnalazione del ministero, l'Autorità ha contestualmente adottato, con la delibera 4 agosto 2011, ARG/gas 112/11, interventi transitori e urgenti, funzionali ad agevolare gli adempimenti in capo ai titolari di capacità di stoccaggio. Sono state in particolare introdotte disposizioni in materia di corrispettivi di bilanciamento per la gestione dei servizi di trasporto e stoccaggio, volte a incentivare gli utenti, per la rimanente dura-

ta della fase di iniezione in stoccaggio, a massimizzare l'utilizzo delle proprie capacità.

Sempre in materia di salvaguardia del sistema gas, si segnala la delibera 10 gennaio 2011, ARG/gas 1/11, con la quale l'Autorità, in attuazione di quanto previsto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 dicembre 2010, 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 l'anno termico 2010-2011.

Infine, 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. 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.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Trasporto

Con la delibera 21 aprile 2011, ARG/gas 49/11, l'Autorità, al fine di rendere maggiormente trasparente l'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas, ha razionalizzato le disposizioni inerenti alle esigenze di copertura di tali oneri generali, integrandole nell'ambito della *Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas*

naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RTTG, Allegato A alla delibera ARG/gas 184/09)². Inoltre l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della delibera ARG/gas 184/09, con la delibera 6 dicembre 2011, ARG/gas 178/11, ha provveduto all'approvazione delle proposte tariffarie e dei corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, nonché del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2012.

Accelerazione degli investimenti di sviluppo della rete di trasporto gas

Con la delibera 10 novembre 2011, ARG/gas 156/11, l'Autorità, in esito al procedimento avviato con la delibera ARG/gas 184/09 per la definizione di un meccanismo integrativo alle disposizioni della RTTG per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto, in coerenza con i criteri di incentivazione per la trasmissione elettrica definiti con la delibera 11 giugno 2010, ARG/elt 87/10, ha istituito:

- il meccanismo di incentivazione all'accelerazione degli investimenti, che consente alle imprese di trasporto di accedere alle maggiorazioni del tasso di remunerazione sulle immobilizzazioni in corso, in seguito all'accertamento del raggiungimento degli obiettivi annuali di sviluppo proposti dall'impresa;
- il meccanismo di premi e penalità per il rispetto della data di entrata in esercizio degli interventi.

L'Autorità ha previsto che il meccanismo di incentivi si applichi a decorrere dal periodo di regolazione 2014-2017 e, in via sperimentale, al periodo 2012-2013. In particolare, l'Autorità ha previsto che:

- il meccanismo di incentivazione, ad accesso facoltativo, sostituisca i criteri di remunerazione delle immobilizzazioni in corso della RTTG, che prevedevano un riconoscimento automatico e certo dell'incremento del tasso di remunerazione;
- il meccanismo di incentivazione sia riferito agli investimenti ritenuti prioritari e di particolare rilevanza, riconducibili alle tipologie di investimento T=4, T=5 e T=6, di cui al comma

19.3 della RTTG;

- il meccanismo di premi e penalità sia rimandato alla nuova fase di regolazione, prevedendo in particolare che per il periodo sperimentale 2012-2013 sia applicato il solo meccanismo di incentivazione all'accelerazione degli investimenti.

GNL

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi della delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08, l'Autorità, con la delibera 28 luglio 2011, ARG/gas 107/11, ha approvato le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione, relative all'anno termico 2011-2012, 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 anno termico 2011-2012. Con la stessa delibera l'Autorità, nelle more della completa transizione verso la disciplina tariffaria del servizio di misura del trasporto gas, introdotta con la delibera ARG/gas 184/09, ha determinato, sulla base dei medesimi criteri di cui alla delibera ARG/gas 92/08, il corrispettivo transitorio CMG a copertura dei ricavi di riferimento relativi al servizio di misura erogato dalle imprese di rigassificazione. Con la delibera 28 luglio 2011, ARG/gas 108/11, l'Autorità, in considerazione della conclusione del terzo periodo di regolazione (1 ottobre 2008 – 30 settembre 2012), ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per il servizio di rigassificazione per il quarto periodo di regolazione (2012-2016), sottoponendo il procedimento all'applicazione della metodologia AIR, ai sensi della delibera 3 ottobre 2008, GOP 46/08.

2 In particolare sono istituiti:

- il corrispettivo unitario variabile CVI, espresso in €/S(m³), a copertura degli oneri per il contenimento dei consumi di gas, di cui alla delibera 31 ottobre 2007, n. 277/07;
- il corrispettivo unitario variabile CVFG, espresso in €/S(m³), a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di rigassificazione del GNL;
- il corrispettivo unitario variabile CVOS, espresso in €/S(m³), a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio e degli oneri sostenuti dal GSE per l'erogazione delle misure di cui agli artt. 9 e 10 del decreto legislativo n. 130/10;
- la componente tariffaria ϕ espressa in €/S(m³), a copertura degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità CRi di cui all'art. 17;
- la componente tariffaria GST, espressa in €/S(m³), a copertura degli oneri per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio;
- la componente tariffaria RET, espressa in €/S(m³), a copertura degli oneri per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
- la componente tariffaria SD, di segno negativo, espressa in €/S(m³), finalizzata ad assicurare l'invarianza economica delle misure di cui al decreto legislativo n. 130/10 ai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione.

Stoccaggio

Con la delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11, l'Autorità ha approvato i criteri per la definizione dei corrispettivi per l'accesso alla nuova capacità di stoccaggio realizzata ai sensi del decreto legislativo n. 130/10, nonché per la definizione dei corrispettivi per l'accesso alle misure transitorie previste dagli artt. 9 e 10 del medesimo decreto (vedi la *Relazione Annuale 2011*).

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 deve avvenire in regime regolato e con modalità di erogazione del servizio definite dall'Autorità, in coerenza con i criteri contenuti nella legislazione stessa. L'Autorità è chiamata a definire le tariffe regolate e le condizioni di accesso ed erogazione del servizio e ad approvare, per quanto di competenza, i Codici di stoccaggio degli operatori dopo averne verificato la coerenza con la regolazione e con i criteri definiti dalla legge. In particolare, in Italia le tariffe sono regolate sin dal 2002 non ravvisandosi condizioni di concorrenzialità fra operatori di stoccaggio e non essendo intervenute nel frattempo variazioni di rilievo all'assetto competitivo; la regolazione dell'Autorità in materia di accesso ai servizi di stoccaggio è contenuta nella delibera n. 119/05.

In un'ottica di continuità regolatoria, l'Autorità ha previsto di definire i criteri per il calcolo dei suddetti corrispettivi in coerenza con i criteri tariffari per il servizio di stoccaggio, di cui alla delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10; in particolare l'Autorità ha disposto che:

- ai fini del calcolo dei corrispettivi per l'accesso alla nuova capacità di stoccaggio, si consideri l'insieme dei costi relativi al servizio di stoccaggio complessivamente offerto dal soggetto che realizza la nuova capacità;
- ai fini del calcolo dei corrispettivi per l'accesso alle misure transitorie, si considerino i corrispettivi unitari di spazio, punta di erogazione e punta di iniezione, facenti parte della tariffa unica nazionale, valorizzando la punta di erogazione attraverso il medesimo coefficiente previsto per la prestazione minima di punta di erogazione.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle impre-

se di stoccaggio ai sensi della delibera ARG/gas 119/10, l'Autorità, con la delibera 28 luglio 2011, ARG/gas 106/11, ha approvato:

- i corrispettivi d'impresa per l'attività di stoccaggio e per l'attività di misura svolta dalle imprese di stoccaggio, i corrispettivi unici nazionali per l'attività di stoccaggio e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto del gas, relativamente all'anno 2012;
- 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.

Con la medesima delibera, l'Autorità ha inoltre determinato il valore del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio, di cui all'art. 2, comma 558, della legge finanziaria 2008, da destinare alle Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio, relativamente all'anno 2012; ciò dimensionando al contempo il valore della componente tariffaria US_2 per recuperare il gettito necessario a coprire gli oneri derivanti dal suddetto contributo compensativo. Infine l'Autorità ha approvato le percentuali di ripartizione tra le Regioni dell'importo complessivo del contributo compensativo relativo all'anno 2011.

Distribuzione

La delibera 21 luglio 2011, ARG/com 100/11, ha disposto una proroga dei termini in materia di perequazione per l'anno 2010, in ragione delle necessità di aggiornamento delle piattaforme informatiche predisposte ai fini della trasmissione dei dati relativi ai meccanismi di perequazione gestiti dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Con la delibera 4 agosto 2011, ARG/gas 114/11, sono state approvate le opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale, a mezzo di reti canalizzate, per gli anni 2010 e 2011, per le imprese elencate nelle tabelle 6a e 6b della delibera

○ Per un'illustrazione delle componenti dello stoccaggio si rinvia al volume 1 di questa *Relazione Annuale*.

14 dicembre 2010, ARG/gas 235/10, in relazione alle quali è stato necessario svolgere approfondimenti sui dati relativi agli investimenti dichiarati dalle medesime imprese. La delibera 3 novembre 2011, ARG/gas 154/11, ha disposto l'ammissibilità delle richieste di rettifica ai dati trasmessi da parte degli operatori con riferimento agli anni 2010 e 2011, considerando anche le richieste pervenute entro i quindici giorni successivi all'approvazione della medesima delibera. L'importo dell'indennità amministrativa, di cui al comma 7.10 della delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, con riferimento alle richieste di rettifica pervenute è stato quantificato nella misura minima prevista, pari a 1.000 €. Il provvedimento ha inoltre integrato i criteri di calcolo per la determinazione d'ufficio delle tariffe, prevedendo una modifica della delibera ARG/gas 159/08.

La delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 191/11, ha disposto la rideeterminazione delle tariffe di riferimento e delle opzioni tariffarie per i gas diversi dal gas naturale per l'anno 2010, sulla base dei criteri di cui alla delibera ARG/gas 154/11 in tema di accoglimento delle richieste di rettifica, determinazione d'ufficio delle tariffe e applicazione dell'indennità amministrativa.

Con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/gas 195/11, infine, si è provveduto all'aggiornamento, per l'anno 2012, delle tariffe obbligatorie per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale e delle opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate. La determinazione delle tariffe di riferimento è invece stata sospesa, in attesa dello svolgimento del procedimento per la valutazione delle dovute modifiche alla regolazione tariffaria vigente, avviato con la delibera ARG/gas 235/10, in conformità con le sentenze del TAR Lombardia, Sezione III, 11 ottobre 2010, nn. 6912, 6914, 6915 e 6916.

Biometano

In attuazione delle disposizioni contenute nel decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, l'Autorità ha avviato, con la delibera 8 settembre 2011, ARG/gas 120/11, un procedimento volto alla definizione delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione di impianti di produzione di biometano con le reti del gas naturale.

Come disposto dal decreto legislativo n. 28/11, l'Autorità dovrà sostanzialmente definire, oltre alle condizioni tecniche ed economiche per la connessione, le caratteristiche chimiche del gas, le condizioni

per l'odorizzazione e i limiti di pressione, necessari per l'immissione nella rete del gas naturale. Ulteriori compiti affidati all'Autorità consistono, inoltre, sia nella definizione dei tempi, dei modi e dei costi per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per individuare e realizzare la connessione, sia nella pubblicazione delle condizioni tecniche ed economiche per l'adeguamento delle infrastrutture di rete necessarie alla realizzazione della connessione.

Il servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

Nel corso dell'anno 2011 è stata svolta, con riferimento al servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale, un'attività di aggiornamento e adeguamento alle norme per l'implementazione della telegestione e della relativa regolamentazione tariffaria.

Le previsioni della RTDG, approvata in data 6 novembre 2008, tenevano in considerazione gli sviluppi ipotizzabili dei sistemi di misura collegati all'introduzione degli obblighi stabiliti dalla delibera 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08, adottata solo qualche settimana prima; tuttavia, da un lato l'evoluzione normativa, dall'altro l'evoluzione tecnologica, hanno avuto sviluppi ulteriori rispetto alla situazione ipotizzabile alla fine dell'anno 2008¹.

Tra le principali novità normative intervenute è risultata particolarmente rilevante l'emanazione della legge n. 99/09, che prevede, tra l'altro, novità in tema di validità temporale dei bolli metrici per i misuratori con portata massima fino a 10 m³/h, e richiede all'Autorità di definire una graduale applicazione della prescrizione sul limite temporale degli stessi «assicurando che i costi dei misuratori da sostituire non vengano posti a carico dei consumatori né direttamente né indirettamente».

Per quanto riguarda gli aspetti di evoluzione tecnologica, inoltre, le associazioni di categoria hanno segnalato sia una serie di criticità relative alle soluzioni tecnologiche di misura e di comunicazione disponibili, nonché al loro livello di affidabilità, sia l'esigenza di prevedere una ridefinizione del programma temporale di installazione dei misuratori, stabilito dalla delibera ARG/gas 155/08, al fine di poter intercettare il risparmio in termini di investimento che nuove soluzioni tecnologiche potrebbero far conseguire.

In data 29 marzo 2011, dunque, l'Autorità, con la delibera ARG/gas 36/11, ha avviato un procedimento finalizzato all'introduzione di modifiche della regolazione tariffaria del servizio di misura sulle

¹ Peraltro si osserva come, con la segnalazione al Parlamento PAS 1/08 dell'11 marzo 2008, l'Autorità aveva sollecitato l'armonizzazione della disciplina fiscale con la normativa metrologica, nonché l'introduzione di una disciplina organica della verifica periodica dei misuratori del gas e della loro vita utile.

reti di distribuzione del gas naturale, in relazione agli obblighi previsti dalla delibera ARG/gas 155/08. Infatti, a fronte delle indicazioni pervenute, l'Autorità ha ritenuto necessario svolgere ulteriori approfondimenti volti a verificare l'efficacia degli strumenti regolatori oggi in vigore, in relazione all'esigenza di garantire uno sviluppo efficiente del servizio e di favorire la creazione di valore per i clienti finali nel medio termine. Nell'ambito di questo procedimento sono stati emanati due documenti per la consultazione. Il documento per la consultazione DCO 17/11, approvato il 19 maggio 2011, è stato dedicato più specificamente agli aspetti tariffari e alla valutazione delle possibili soluzioni rispetto alle criticità segnalate dalle aziende a seguito dei mutamenti normativi e tecnologici richiamati. In particolare, sono state esaminate diverse proposte in relazione a:

- costi relativi ai gruppi di misura;
- costi relativi agli elementi dei sistemi di telegestione diversi dai gruppi di misura.

In esito agli approfondimenti e alle osservazioni ricevute, con il documento per la consultazione DCO 40/11, approvato il 3 novembre 2011, l'Autorità ha poi espresso i propri orientamenti per una più generale riforma dei criteri di regolazione del servizio di misura nelle reti di distribuzione del gas naturale, al fine di poter intercettare il risparmio in termini di investimento che nuove soluzioni tecnologiche potrebbero far conseguire, nonché di poter garantire una maggior gradualità nell'applicazione della prescrizione sul limite temporale dei bolli metrici, di cui alla legge n. 99/09. In particolare, l'Autorità ha rappresentato l'intenzione di rimodulare il programma di adeguamento ai requisiti minimi, di cui alla delibera ARG/gas 155/08, dei misuratori nei punti di riconsegna delle reti di distribuzione gas:

- formulando i propri orientamenti in ragione della tipologia delle classi di gruppi di misura, suddividendo tra gruppi di misura maggiori di G40, gruppi di misura maggiori di G6 e minori o uguali a G40 e gruppi di misura minori o uguali a G6;
- proponendo l'applicazione del riconoscimento a costi standard dei nuovi investimenti a partire dall'anno 2012, indicando anche il livello di tali costi standard.

L'Autorità ha pertanto approvato, in data 2 febbraio 2012, la delibera 28/12/R/gas, con la quale sono state adeguate sia la regolazione tariffaria del servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale, sia le direttive di messa in servizio di gruppi di misura gas, di cui alla delibera ARG/gas 155/08.

Con l'adozione di tale delibera, l'Autorità ha tenuto conto del fatto che negli anni dal 2008 al 2010 è stata effettuata una significativa sostituzione dei gruppi di misura con l'installazione di misuratori convenzionali, i cui bolli metrici scadranno in un periodo compreso tra il 2023 e il 2025 (circostanza in grado di alterare significativamente l'analisi costi/benefici alla base della delibera ARG/gas 155/08).

Tra le principali novità previste dalla delibera 28/12/R/gas si segnalano l'adeguamento della delibera ARG/gas 155/08, l'adeguamento della regolamentazione tariffaria e l'avvio della sperimentazione per i gruppi di misura minori o uguali a G6 per testare le soluzioni multiservizio (gas più elettricità o acqua o altro).

L'adeguamento della delibera ARG/gas 155/08 ha comportato:

- la revisione dei requisiti minimi, con particolare riferimento all'uso dell'elettrovalvola;
- la revisione degli obblighi temporali di messa in servizio

TAV. 3.1

Revisione degli obblighi di messa in servizio dei gruppi di misura teleletti/telegestiti
Percentuale di messa in servizio da realizzare entro il 31 dicembre dell'anno indicato^(A)

GRUPPI DI MISURA	2010	2011(B)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
≤ G6			5%	20%	40%	60%	80%		60%
G10		30%	100%		100%				
G16-G40		100%			100%				
> G40	100%	100%							

(A) Le percentuali nelle caselle a fondo azzurro sono state stabilite dalla delibera ARG/gas 155/08. Le percentuali nelle caselle a fondo grigio sono quelle riviste e fissate con la delibera 28/12/R/gas.

(B) La nuova scadenza per i gruppi di misura superiori a G40 è il 29 febbraio 2012.

L'adeguamento della regolamentazione tariffaria ha invece consentito:

- l'introduzione dei costi standard per la valorizzazione degli investimenti in gruppi di misura, in sostituzione della modalità precedente di copertura degli investimenti, basata sul piè di lista;
- l'introduzione di componenti tariffarie specifiche per i costi

centralizzati relativi alla telelettura/telegestione e per i costi dei concentratori;

- l'introduzione di un elemento incrementativo dei costi operativi, per tener conto dei maggiori costi delle verifiche metrologiche;
- la modifica dei meccanismi di perequazione conseguente alle novità introdotte.

Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Nel settore del gas naturale, l'Autorità ha partecipato attivamente alla stesura delle *Linee guida* sull'allocazione della capacità (pubblicate da ACER il 3 agosto 2011) e di quelle sul bilanciamento (pubblicate da ACER il 18 ottobre 2011).

Le prime rappresentano un documento di notevole importanza, in cui vengono definiti metodi innovativi per l'allocazione della capacità sulle interconnessioni dei gasdotti internazionali, con l'obiettivo di creare mercati più liquidi e concentrare gli scambi negli *hub* continentali. Si dispongono norme per armonizzare le procedure di allocazione tra sistemi interconnessi creando prodotti integrati (*bundled*), che permettono di acquisire la capacità per transitare direttamente da un sistema a un altro senza dover ottenere, come oggi, la capacità in uscita da un sistema e quella di ingresso nel sistema confinante. La Commissione europea ha proposto, con l'approvazione dell'ACER, di inserire una clausola (*sun-set clause*) che, entro cinque anni dall'entrata in vigore del Codice di rete, assoggetti anche i contratti pluriennali esistenti alle nuove regole sui prodotti *bundled*. Le nuove regole, unitamente alle altre norme nel seguito descritte, ridefiniranno l'assetto complessivo del mercato del gas continentale e avranno un impatto significativo

sui singoli sistemi nazionali, richiedendo un considerevole sforzo di armonizzazione tra tutti i sistemi interconnessi.

La definizione dei prodotti *bundled* consentirà di fatto l'accesso al mercato *downstream* anche a soggetti che oggi ne sono di fatto esclusi per le attuali modalità di gestione della capacità. Seppur con tutte le cautele del caso, dovute all'alta concentrazione oggi esistente sul lato dell'offerta, con questa norma ACER ha voluto promuovere un disegno del futuro mercato europeo basato su scambi più liberi tra i diversi sistemi e, auspicabilmente, una maggiore diversificazione e flessibilità delle fonti di approvvigionamento. La creazione dei prodotti *bundled* infatti consentirà di facilitare gli scambi tra *hub*, garantendo una maggiore liquidità alle piattaforme di mercato oggi esistenti e promuovendo la competizione. Grazie anche a questa modifica regolatoria, sarà possibile superare l'attuale rigidità del settore, fortemente condizionato dai contratti di fornitura di lungo termine indicizzati al petrolio, promuovendo un sistema di scambi più flessibile in grado di sfruttare al meglio la capacità di trasporto esistente per trasferire il gas in Europa, sulla base dei segnali di prezzo esistenti. In tale prospettiva la diversificazione delle fonti di approvvigionamento risulta un requisito essen-

ACER è l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori (Agency for the Cooperation of Energy Regulators).

ziale per permettere alla riforma introdotta di dispiegare al meglio i propri effetti. Anche il secondo documento approvato da ACER per il settore del gas naturale, *Linee guida* sul bilanciamento, è di notevole importanza, soprattutto per l'Italia, dove è stato da poco avviato il primo bilanciamento basato su criteri di mercato e che dovrà quindi essere aggiornato tenendo conto dei principi delineati a livello europeo. Nelle *Linee guida*, che concorrono alla definizione dell'assetto del nuovo mercato continentale, si prevede che il *Transpost System Operator* (TSO), su un piano paritario con tutti gli operatori, debba procurare i servizi di bilanciamento attraverso meccanismi di mercato in cui tutte le risorse di flessibilità possano essere commercializzate con e tra gli *shipper*.

Una piattaforma separata può essere ammessa solo come soluzione transitoria nei paesi che non hanno ancora un mercato infragiornerale sufficientemente liquido. Le *Linee guida*, inoltre, descrivono uno scenario in cui gli utenti della rete sono incentivati a bilanciarsi autonomamente, anche mediante il mercato, e in cui la regolazione degli sbilanciamenti riflette il prezzo pagato (o ricevuto) dal TSO per acquistare (o vendere) gas sul mercato ai fini del bilanciamento. Infine, le *Linee guida* evidenziano l'importanza di armonizzare le tempistiche di nomina e rinomina con i paesi confinanti e di adottare un sistema di bilanciamento che abbia come riferimento per tutti i paesi dell'Unione europea un identico giorno gas, indipendentemente dal fuso orario (dalle 6.00 di un giorno solare alle 6.00 del giorno solare successivo, *Central European Time*, CET).

A oggi tale disegno di mercato sembra compatibile con l'evoluzione attesa della piattaforma di bilanciamento introdotta in Italia, e l'Autorità seguirà coerentemente la trasposizione delle *Linee guida* nel relativo Codice di rete anche per assicurare che vengano tenute in debita considerazione alcune possibili esigenze del sistema italiano nell'ambito della definizione delle nuove norme europee.

Infine, una tematica molto importante per il mercato del gas naturale è quella relativa alla gestione delle cosiddette "congestioni contrattuali" (situazione in cui la capacità di trasporto risulta scarsa perché interamente allocata su base pluriennale, anche a fronte di capacità fisica disponibile), per la quale la Commissione europea ha deciso di redigere direttamente delle *Linee guida* e di approvarle attraverso la procedura di comitologia, rendendole così immediatamente vincolanti senza la produzione di un Codice di rete da parte

di ENTSO-G.

L'Autorità italiana ha seguito e continua a monitorare, insieme con il Ministero per lo sviluppo economico, il processo di scrittura e approvazione del suddetto documento che modificherà l'Allegato I del regolamento (CE) 715/2009 introducendo regole più stringenti. Le nuove norme avranno un impatto notevole sugli attuali assetti del mercato interno del gas naturale, poiché le congestioni contrattuali sono considerate uno dei principali ostacoli all'integrazione del mercato europeo. Le norme proposte dalla Commissione europea possono avere effetti pesanti negli equilibri tra importatori e produttori.

Sebbene ci sia un accordo generale sulla necessità di introdurre ulteriori misure per ridurre le congestioni, non esiste un accordo unanime sulle soluzioni più efficienti da adottare.

Per quanto riguarda la gestione delle congestioni nel breve termine, la Commissione europea ha proposto due soluzioni: la cessione di capacità in eccesso con eventuale riacquisto da parte del TSO (meccanismo di *oversubscription* e *buy back*) e una limitazione del diritto di rinomina (meccanismo di *use it or lose it*).

Per la gestione delle congestioni di lungo termine, le soluzioni proposte sono invece: la restituzione di capacità dai detentori ai gestori di rete, a condizioni definite e il ritiro coattivo della capacità sistematicamente non utilizzata, a seguito di monitoraggio dei regolatori. La Commissione europea si aspetta di trovare un accordo finale sul testo entro la fine di aprile 2012.

Come evidenziato nel paragrafo del Capitolo 1 di questo volume dedicato alle iniziative regionali gas, il processo di integrazione dei mercati nazionali del gas naturale è a uno stadio più arretrato rispetto al settore elettrico. Al fine di sviluppare una visione comune sul futuro *Gas Target Model* (GTM), il *18th European Gas Regulatory Forum*, tenutosi nel settembre 2010 a Madrid, ha invitato il CEER a definire un modello condiviso. Nell'anno appena trascorso il CEER ha quindi avviato, in collaborazione con le Autorità di regolazione nazionali, una serie di consultazioni su studi e rapporti finalizzati alla definizione di un GTM europeo. La versione finale del documento (*CEER Vision Paper for the European Gas target Model. Conclusion paper*, 1 dicembre 2011) è stata approvata dal CEER nel mese di dicembre 2011 e ha ricevuto delle valutazioni positive nell'ultimo Forum di Madrid, svoltosi nel mese di marzo 2012.

⁶ Energy Transmission System Operator for Gas.

⁷ Council of European Energy Regulators.

Il GTM, in linea con le previsioni del Terzo pacchetto energia, delinea un sistema in cui una molteplicità di venditori, siano essi produttori, importatori o semplici *trader*, compete per servire la domanda di gas dei consumatori europei, superando la logica dei rapporti bilaterali di lungo termine tra produttori, localizzati normalmente al di fuori dei confini europei, e importatori. La proposta del CEER prospetta la suddivisione del mercato europeo in aree, chiamate di *entry exit*, con dimensione nazionale o sovranazionale, a seconda delle congestioni individuate. All'interno di ciascuna area dovrebbe essere possibile effettuare la compravendita di gas naturale attraverso mercati organizzati (*hub*) in cui concentrare tutta la liquidità del sistema, consentendo la formazione di un segnale di prezzo significativo. In questo disegno anche i diritti di utilizzo della capacità di trasporto, definiti in termini di entrata o uscita dalle citate aree,

sono acquistati a condizioni di mercato.

Più precisamente, i diritti di utilizzo della capacità di trasporto sono definiti in termini di prodotti che consentono di trasportare il gas tra *hub* interconnessi che dovrebbero essere allocati attraverso aste gestite dai TSO, mentre per lo sviluppo di nuova capacità la proposta è di ricorrere a *open season*, anche se su quest'ultimo aspetto la discussione sembra destinata a individuare pure possibili soluzioni alternative, tenendo conto degli sviluppi del mercato e dell'attesa evoluzione delle condizioni di approvvigionamento del gas in Europa.

Il modello delineato sembra sottendere uno spostamento, seppure parziale, verso un'organizzazione simile a quella prevalente nei mercati elettrici. Tuttavia, le soluzioni proposte non sono di semplice attuazione.

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 ("direttiva elettricità e direttiva gas") 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. Ai fini della valutazione di cui sopra, il decreto legislativo n. 93/11 prevede che il Ministero dello sviluppo economico stabilisca, entro tre mesi dall'entrata in vigore dello stesso

e sentita previamente l'Autorità, le modalità per la redazione da parte dei gestori del Piano decennale di sviluppo della rete. Alla data di chiusura delle presente *Relazione Annuale*, il Ministero dello sviluppo economico non ha ancora proceduto alla definizione di tali criteri. In data 17 Febbraio 2011, ENTSO-G ha pubblicato il suo Piano decennale di sviluppo della rete a livello comunitario, elaborato sulla base delle informazioni richieste e fornite nel periodo settembre-ottobre 2010 dalle imprese di trasporto, inclusa Snam rete gas, in merito ai principali investimenti programmati. Il decreto legislativo n. 93/11 attribuisce all'Autorità il compito di vigilare sui programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasporto.

L'Autorità avvierà nel corso del 2012 tale attività.

La soluzione ottimale è, infatti, quella di individuare delle aree delimitate non dai confini politici ma dalla presenza di gasdotti congestionati.

Promozione della concorrenza

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza del mercato al dettaglio

La delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11, illustrata nel dettaglio nel Capitolo 2 di questo volume, definisce il sistema di monitoraggio della vendita al dettaglio con riferimento sia al settore elettrico, sia al settore del gas naturale. 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 risultano le medesime.

I soggetti, identificati nel mese di dicembre 2011 e tenuti all'invio dei dati di base per l'anno 2012, per il settore gas risultano essere: 48 distributori esclusivamente di gas naturale, 11 venditori esclusivamente di gas naturale, 4 distributori di energia elettrica e gas naturale e 41 venditori di energia elettrica e gas naturale. Anche per il settore del gas naturale l'Autorità ha comunque continuato a raccogliere alcune informazioni relative al mercato della vendita al dettaglio, riguardanti l'evoluzione della vendita ai clienti serviti nei regimi di tutela, ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, e del decreto legislativo n. 93/11 (servizio di tutela). Le informazioni raccolte dall'Autorità sono desunte dai dati, relativi a tutti i venditori di gas naturale ai sensi dell'art. 19 del *Testo integrato della vendita del gas*, riferiti in particolare al numero dei punti di consegna e al fatturato per i clienti finali serviti nel regime di tutela. Tali informazioni vengono utilizzate al fine di verificare l'evoluzione del mercato e la dinamicità dei clienti finali.

Provvedimenti attuativi ai sensi del decreto legislativo
13 agosto 2010, n. 130

Nel 2011 è proseguita l'attività di implementazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 130/10 che ha introdotto, in luogo dei cosiddetti "tetti antitrust", ormai scaduti, nuove disposizioni volte a incrementare la concorrenzialità nel mercato del gas naturale me-

dante il potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio, a favore di soggetti industriali e termoelettrici.

Tale decreto infatti affida all'Autorità gran parte dell'iter attuativo delle norme in esso riportate, iter già avviato nel 2010-2011 con le delibere 4 novembre 2010, ARG/gas 193/10, e 17 febbraio 2011, ARG/gas 13/11, e già trattato nella *Relazione Annuale 2011*.

In particolare quest'anno è stato completato il quadro dei diritti e degli obblighi di tutti i soggetti coinvolti nelle cosiddette "misure transitorie/stoccaggio virtuale", ossia in quelle disposizioni (art. 9 del decreto legislativo n. 130/10) che anticipano, in forma virtuale, per i soggetti industriali che finanziano la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, benefici equivalenti a quelli che si avrebbero qualora la capacità di stoccaggio fosse immediatamente operativa.

Tale meccanismo è previsto fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio e per un periodo non superiore a cinque anni. Concretamente, tali misure transitorie vengono erogate ai sensi del decreto legislativo n. 130/10 dal Gestore dei servizi energetici (GSE) e hanno natura:

- finanziaria per gli anni di stoccaggio 2010-2011 e 2011-2012, riconoscendo ai soggetti industriali finanziatori, relativamente alla quota di capacità di stoccaggio finanziata e non ancora entrata in esercizio, la differenza tra le quotazioni del gas naturale nel periodo invernale e quelle nel periodo estivo del medesimo anno termico;
- fisica (stoccaggio virtuale) a partire dall'aprile 2012 per gli anni di stoccaggio successivi, consentendo ai soggetti industriali finanziatori di consegnare gas in estate e averlo riconsegnato in inverno, a fronte di un corrispettivo regolato dall'Autorità e scontato rispetto alle tariffe di stoccaggio.

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

Con le delibere 28 aprile 2011, ARG/gas 50/11, e 23 giugno 2011, ARG/gas 79/11, l'Autorità ha pertanto approvato, per quanto di competenza e con un'ampia condivisione con i soggetti interessati, le proposte del GSE relative a:

- il contratto tra il GSE e il soggetto industriale finanziatore, ovvero, tra il soggetto che fornisce le misure transitorie e il soggetto industriale finanziatore che ne beneficia;
- il contratto tra il GSE e lo stoccatore virtuale, ovvero il soggetto, abilitato a operare sui mercati europei del gas, che fisicamente fornisce il servizio di stoccaggio virtuale a favore dei soggetti industriali finanziatori, per conto del GSE stesso, ritirando il gas in estate per riconsegnarlo nel successivo periodo invernale;
- le procedure concorrenziali con cui il GSE seleziona annualmente (nel mese di marzo 2012 per l'anno termico 2012-2013) gli stoccatori virtuali.

In vista dell'avvio del servizio fisico di stoccaggio virtuale da aprile 2012, l'Autorità ha successivamente definito, con la delibera 2 febbraio 2012, 20/2012/R/gas, i corrispettivi massimi relativi all'obbligo di offerta nelle procedure di selezione degli stoccatori virtuali, per un quantitativo minimo pari al 50% del servizio da approvvigionare, in capo al soggetto che aderisce all'attuazione delle misure dell'art. 5, comma 1, del decreto legislativo n. 130/10 (la società Eni). Tali procedure sono aperte anche ai soggetti industriali finanziatori che, operando pure come stoccatori virtuali, hanno la possibilità di ottimizzare in termini operativi e commerciali le disposizioni del decreto legislativo n. 130/10.

Sulla base dei contratti approvati dall'Autorità, il GSE ha già riconosciuto ai soggetti industriali finanziatori circa 66 milioni di euro

relativi alle misure transitorie finanziarie per gli anni 2012 e 2011; inoltre ha approvvigionato, per l'anno 2012-2013, disponibilità per il servizio fisico di stoccaggio virtuale pari a circa 560 milioni di metri cubi a un prezzo medio ponderato di circa 9,5 c€/m³.

Anche al fine di accrescere la liquidità del mercato, i 560 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. A questo fine l'Autorità ha approvato, con la delibera 1 marzo 2012, 67/2012/R/gas, la proposta congiunta del GSE e del GME relativa 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, di poter cedere detto gas su base bilaterale. Le modalità di offerta approvate sono parte integrante del contratto tra il GSE e il soggetto industriale finanziatore. In precedenza l'Autorità aveva approvato, con la delibera 23 febbraio 2012, 54/2012/R/gas, la proposta di regolamento del GSE per la cessione annuale al mercato della capacità di stoccaggio, nonché la coordinata proposta di modifica del Codice di stoccaggio della società Stogit. Queste procedure sono uno strumento 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; ma sono anche una via per allocare la capacità che, a partire dall'anno prossimo, riguarderà gli obblighi di cessione in capo ai soggetti che hanno beneficiato delle misure transitorie (del 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 2012 tali procedure hanno visto un'allocazione di più o meno il 50% dei quantitativi posti in vendita, per un volume pari a circa 90 milioni di metri cubi, a un prezzo pari a 1,7 volte il relativo corrispettivo di stoccaggio.

4.

Tutela
dei consumatori
ed efficienza
energetica
negli usi finali

Tutela dei consumatori

Gli interventi a tutela dei consumatori si sono articolati in soluzioni volte a migliorare il funzionamento dei mercati al dettaglio, oppure orientate a trasferire maggiori informazioni ai clienti finali, con la cooperazione delle associazioni dei consumatori. In particolare, anche in coerenza con il Terzo pacchetto energia che ha previsto nuovi compiti per i regolatori in tema di tutela, numerosi sono stati gli interventi volti a favorire un migliore funzionamento

dei mercati di vendita al dettaglio. Tra questi si annoverano anche quelli finalizzati a meglio gestire le controversie dei clienti finali e a introdurre procedure semplificate per la risoluzione di specifiche categorie di controversie, come quelle attinenti ai cosiddetti "contratti non richiesti" (già segnalate nella *Relazione Annuale 2011*) che incidono particolarmente sulla fiducia dei consumatori nei confronti del mercato stesso.

Mercato elettrico

Gli interventi correlati al mercato della vendita al dettaglio nei settori dell'energia possono sintetizzarsi e classificarsi distinguendo tra quelli relativi alla regolazione dei regimi di tutela e quelli volti a definire interventi ulteriori in tema di gestione dei processi che riguardano i clienti finali. Inoltre, operazioni che hanno riguardato entrambi i settori sono riferite al completamento della disciplina della morosità.

Infine, con specifico riferimento al settore del gas naturale, è stata delineata la disciplina del servizio di *default*, necessaria per fornire un quadro maggiormente certo relativamente alla responsabilizzazione dei prelievi effettuati.

Servizio di maggior tutela – Aggiornamento trimestrale
del servizio di maggior tutela

Sulla base di quanto previsto dall'art. 7 del *Testo integrato della vendita* (TIV, delibera 27 giugno 2007, n. 156/07), l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha provveduto come di consueto ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per il servizio di maggior tutela:

* per il trimestre gennaio-marzo 2011, con la delibera 14 dicembre 2010, ARG/elt 232/10;

- per il trimestre aprile-giugno 2011, con la delibera 29 marzo 2011, ARG/elt 30/11;
- per il trimestre luglio-settembre 2011, con la delibera 28 giugno 2011, ARG/elt 83/11;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2011, con la delibera 30 settembre 2011, ARG/elt 131/11;
- per il trimestre gennaio-marzo 2012, con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 205/11.

Per un dettaglio sui valori di tali aggiornamenti si rinvia al Capitolo 2, vol. 1.

I corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica (corrispettivi PED) vengono aggiornati ogni trimestre sulla base del prezzo di cessione fatto pagare dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela per l'approvvigionamento dell'energia elettrica e per il servizio di dispacciamento. In particolare, al momento dell'aggiornamento trimestrale, i livelli dei corrispettivi PED sono definiti considerando:

- la valorizzazione dei costi sostenuti, sulla base dei dati di consuntivo e di pre-consuntivo, dall'Acquirente unico nei mesi dell'anno solare già trascorsi;
- la valorizzazione dei costi che l'Acquirente unico sosterrà nei restanti mesi dell'anno, sulla base delle migliori previsioni dell'andamento delle variabili rilevanti ai fini della determinazione dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente unico;
- la quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali errori connessi con il calcolo del corrispettivo PED relativo al periodo precedente.

La quantificazione degli importi da recuperare al fine di ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione *ex ante* effettuata dall'Autorità e i ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela in conseguenza dell'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti finali del servizio, ha la principale finalità di definire corrispettivi il più possibile allineati ai costi sostenuti, nell'anno solare di riferimento, dagli esercenti la maggior tutela, minimizzando in questo modo gli importi di perequazione. Gli importi non recuperati nell'anno solare di riferimento sono infatti coperti tramite la perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento, e recuperati dai clienti finali attraverso il prezzo di perequazione

dell'energia (corrispettivo PPE).

Le determinazioni degli importi di perequazione dei costi di approvvigionamento relativi all'anno 2010 sono state effettuate dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) nel corso dell'anno 2011, in coerenza con le scadenze previste dal TIV. Ai fini dell'aggiornamento del primo trimestre 2012, l'Autorità ha conseguentemente modificato i livelli del corrispettivo PPE per tenere conto di tali determinazioni. Inoltre, sono stati considerati gli importi versati dall'Acquirente unico al Conto relativo alla perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica, che si riferiscono a partite economiche afferenti l'attività di approvvigionamento dell'energia elettrica svolta dal medesimo Acquirente unico. Per un dettaglio sui conti della CCSE si rimanda al Capitolo 1 di questo volume.

Servizio di maggior tutela – Segnalazione di conformità dei prezzi di fornitura all'art. 3 della direttiva 2009/72/CE

Con proprio atto PAS 11/11 del 21 aprile 2011, l'Autorità ha trasmesso al Parlamento e al Governo una segnalazione in materia di servizio di maggior tutela, in occasione dell'invio di un parere motivato complementare della Commissione europea alla Repubblica Italiana per l'infrazione n. 2006/2057 del 6 aprile 2011. La segnalazione dell'Autorità ha innanzitutto preso le mosse dal quadro normativo comunitario, al fine di inquadrare correttamente il servizio di maggior tutela. Infatti, la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, che abroga la direttiva 2003/54/CE, prevede all'art. 3, paragrafo 2, tra l'altro, che *«nel pieno rispetto delle pertinenti disposizioni del trattato, in particolare dell'art. 86, gli Stati membri possono, nell'interesse economico generale, imporre alle imprese che operano nel settore dell'energia elettrica obblighi relativi al servizio pubblico concernenti la sicurezza, compresa la sicurezza dell'approvvigionamento, la regolarità, la qualità e il prezzo delle forniture»*. L'art. 3, paragrafo 3, della direttiva 2009/72/CE, prevede poi che *«gli Stati membri provvedano affinché tutti i clienti civili e, se gli Stati membri lo ritengono necessario, le piccole imprese (aventi cioè meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro) usufruiscano nel rispettivo territorio del servizio universale, vale a dire del diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e*

non discriminatoria.

In base alle disposizioni richiamate, il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125, ha introdotto nel nostro ordinamento, a far data dall'1 luglio 2007:

- il servizio di maggior tutela, cui hanno diritto i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro, nonché a quei clienti che non sono forniti nel mercato libero: per questi clienti il servizio è erogato dall'esercente la maggior tutela e la funzione di approvvigionamento continua a essere svolta dall'Acquirente unico;
- il servizio di salvaguardia, destinato ai clienti diversi da quelli aventi diritto alla maggior tutela, nel caso in cui essi si trovino senza venditore nel mercato libero o non abbiano provveduto a sceglierne uno: l'esercente di tale servizio è individuato attraverso procedure concorsuali per aree territoriali.

Con il citato parere la Commissione europea ha analizzato il servizio di maggior tutela e ha contestato la violazione dell'art. 3 della direttiva 2009/72/CE. L'analisi della Commissione europea, inquadrata nel procedimento già avviato nel 2006, si basa sugli sviluppi conseguenti la sentenza della Corte di Giustizia dell'Unione europea del 20 aprile 2010 nella causa *Federutility* contro l'Autorità, relativa all'intervento di quest'ultima nella fissazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per i clienti finali tutelati. In particolare, la Corte di Giustizia ha stabilito tre gruppi di criteri in base ai quali giudicare la compatibilità dell'intervento dell'Autorità con l'art. 3, paragrafo 2, della direttiva 2009/72/CE. A tal fine, l'intervento deve essere giustificato dall'interesse economico generale, deve rispettare il principio di proporzionalità e gli obblighi relativi al servizio pubblico devono avere caratteri chiaramente definiti, trasparenti, non discriminatori e verificabili. Inoltre, alle imprese dell'Unione europea che operano nel settore dell'elettricità deve essere garantita parità di accesso ai consumatori.

La Commissione europea ha concluso che l'intervento italiano non rispetta il principio di proporzionalità stabilito dal giudice europeo laddove, in ossequio a tale principio, l'intervento deve essere limitato nel tempo e il metodo d'intervento non deve eccedere quanto è necessario per conseguire l'obiettivo di interesse economico generale. In particolare, a parere della Commissione,

nel caso italiano risulta violato il principio di proporzionalità in merito al fatto che le previsioni relative alla maggior tutela aventi l'obiettivo di garantire la continuità della fornitura:

- * non risultano limitate sotto il profilo temporale, né sono specificati elementi relativi a un meccanismo di riesame periodico delle misure adottate;
- * eccedono gli obiettivi perseguiti, imponendo alle imprese distributrici di approvvigionarsi dall'Acquirente unico corrispondendogli prezzi regolamentati;
- * la regolazione di prezzo sarebbe poi presente altresì nella fase di vendita ai clienti finali.

La segnalazione dell'Autorità ha considerato, tra i vari aspetti, che l'estensione al settore elettrico delle conclusioni cui è giunta la Corte di Giustizia nella citata sentenza in materia di gas naturale non sembra tenere conto delle specificità che interessano il settore elettrico; soprattutto non contempla la possibilità attribuita agli Stati membri di prevedere, oltre agli obblighi di servizio pubblico, anche quelli connessi con la fruizione da parte dei clienti di piccola dimensione del "servizio universale". Il servizio universale dovrebbe consistere nel diritto a ottenere la fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori, così come chiarito dall'art. 3, paragrafo 3, della direttiva 2009/72/CE.

Nella segnalazione sono state indicate le modalità di definizione delle condizioni standard di erogazione del servizio da parte dell'Autorità. In particolare è stato evidenziato come le modalità di definizione dei prezzi relativi alle fasi liberalizzate della filiera elettrica (a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione) siano tali da non distorcere il 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. Il prezzo applicato ai clienti finali del servizio di maggior tutela è quindi determinato dall'Autorità

con l'obiettivo di promuovere la concorrenza eliminando potenziali barriere al mercato libero e in modo tale da garantire parità di trattamento tra i clienti aventi le medesime caratteristiche, indipendentemente dal servizio erogato. In questo modo viene garantita la parità di accesso a tutti i consumatori, prevista dalla direttiva 2009/72/CE.

Con la citata segnalazione PAS 11/11 l'Autorità ha inoltre individuato possibili ulteriori interventi al fine di aumentare il livello della concorrenza nel mercato alla vendita al dettaglio. Anche per valutare gli effetti di tali interventi, l'Autorità ha evidenziato come risulti opportuna una verifica regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, inclusi il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, attraverso il monitoraggio dello stesso. A questo proposito, si ricorda che anche l'art. 35 del decreto legislativo n. 93/11 riconosce l'importanza dell'attività di monitoraggio prevedendo, al riguardo, che il Ministero dello sviluppo economico possa adeguare le forme e le modalità di erogazione del regime di tutela sulla base dell'esito dei monitoraggi sul mercato al dettaglio, da effettuarsi con cadenza almeno biennale.

Servizio di maggior tutela – Revisione delle fasce orarie

Ai sensi del TIV, nell'ambito del servizio di maggior tutela, a partire dall'1 luglio 2010 ai clienti domestici dotati di misuratori elettronici programmati per fasce orarie e messi in servizio, sono applicati corrispettivi PED¹ biorari, differenziati nelle fasce orarie F1 e F23 (F2+F3)². Questa applicazione risulta automatica e non condizionata a esplicita richiesta del cliente finale. A tale fine si è previsto anche un periodo transitorio, terminato il 31 dicembre 2011, in cui i corrispettivi PED biorari sono stati calcolati dall'Autorità sulla base di un rapporto predefinito tra il prezzo di fascia F1 e il prezzo di fascia F23, pari a 110%. Detto periodo transitorio – previsto dalla delibera 25 febbraio 2010, ARG/elt 22/10 – aveva l'obiettivo di garantire un passaggio graduale verso le nuove strutture di prezzo differenziate nel tempo e di consentire al cliente di acquisire conoscenza circa i propri consumi.

Con la delibera 15 settembre 2011, ARG/elt 122/11, l'Autorità è nuovamente intervenuta sulla struttura dei prezzi applicati ai clienti serviti nell'ambito della tutela, prevedendo in particolare:

- per i clienti finali non domestici allacciati con potenza non superiore a 16,5 kW, il passaggio da corrispettivi PED differenziati per fascia oraria e per raggruppamenti di mesi a corrispettivi PED differenziati per fascia oraria e per mese;
- per i clienti finali domestici, la soppressione delle disposizioni relative all'applicazione dei corrispettivi PED differenziati per i raggruppamenti di mesi a partire dall'1 gennaio 2012.

La citata delibera ha altresì previsto che l'intervento di eliminazione dei raggruppamenti avesse luogo a partire dall'1 gennaio 2012, così da permettere che i clienti finali potessero essere informati in merito. Per i clienti domestici la soppressione dei raggruppamenti si è quindi tradotta in un passaggio da corrispettivi PED biorari transitori a corrispettivi PED biorari differenziati per le fasce orarie F1 e F23.

Inoltre, stante i recenti andamenti del mercato all'ingrosso, la delibera ARG/elt 122/11 ha avviato un procedimento per l'eventuale formazione di provvedimenti in materia di modalità di applicazione di corrispettivi PED differenziati nel tempo ai clienti del servizio di maggior tutela, anche al fine di valutare la coerenza delle attuali modalità di applicazione con gli obiettivi di corretto segnale del prezzo. In merito alle fasce orarie, infatti, può notarsi come nel corso del tempo, in media annua, il differenziale del prezzo nel mercato a pronti (PUN) tra le fasce orarie si sia ridotto e, in particolare, come nei giorni lavorativi i prezzi medi delle ore appartenenti alla fascia oraria F2 mostrino un marcato avvicinamento ai prezzi medi delle ore incluse nella fascia oraria F1. Tale andamento dei prezzi, che ha subito un'accelerazione negli ultimi due anni – 2010 e 2011 – e che risulta confermato nel primo trimestre 2012, è anche spiegato sul lato dell'offerta dalla crescita esponenziale della capacità installata e della produzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, specialmente impianti eolici e fotovoltaici, che contribuiscono a ridurre in misura non trascurabile la domanda residua da soddisfare con impianti termoelettrici in particolari

¹ Corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica.

² La fascia F1 comprende il periodo della giornata che va dalle ore 8.00 alle ore 19.00, tutti i giorni dal lunedì al venerdì. La fascia F2 comprende i periodi della giornata che vanno dalle ore 7.00 alle ore 8.00 e dalle ore 19.00 alle ore 23.00 nei giorni dal lunedì al venerdì, dalle ore 7.00 alle ore 23.00, invece, nei giorni di sabato. La fascia F3 comprende il periodo della giornata che va dalle ore 23.00 alle ore 7.00 del giorno dopo nei giorni dal lunedì al venerdì, mentre nei giorni di domenica e festivi comprende tutte le ore della giornata. La fascia F23 comprende il periodo della giornata che va dalle ore 19.00 alle ore 8.00 del giorno dopo e l'intera giornata di sabato e domenica, nonché i giorni festivi.

momenti della giornata. Alla luce di questa evoluzione, la robustezza delle attuali fasce orarie rispetto al valore orario dell'energia elettrica dovrebbe pertanto essere rivalutata. Al fine di tale rivalutazione occorre tenere conto di quelli che possono essere considerati i mutamenti contingenti, i mutamenti strutturali e i tempi necessari all'implementazione di eventuali modifiche, relativamente alla riprogrammazione dei misuratori elettronici. La data di conclusione del procedimento è prevista per il 31 luglio 2012.

Servizio di salvaguardia – Oneri non recuperabili per morosità di clienti non disalimentabili

A partire dall'1 gennaio 2011 e sino all'1 dicembre 2013 il servizio di salvaguardia viene erogato dagli operatori individuati attraverso le procedure di selezione che si sono svolte alla fine dell'anno 2010³.

In tale ambito, il Ministro dello sviluppo economico, con decreto ministeriale del 23 novembre 2010, ha previsto tra l'altro l'adozione di un meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti la salvaguardia e relativi al mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili. In particolare il decreto ministeriale ha stabilito che l'Autorità definisca le modalità di attuazione delle procedure di recupero e gestione del credito, che devono essere implementate dagli esercenti la salvaguardia per poter accedere al citato meccanismo.

Rispetto a questa previsione, con il documento per la consultazione 16 giugno 2011, DCO 24/11, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti. Nello specifico, il DCO 24/11 ha definito proposte in merito:

- al meccanismo di reintegrazione per morosità dei clienti non disalimentabili e alle relative modalità di attuazione delle procedure di recupero e gestione del credito da parte degli esercenti la salvaguardia, propedeutiche all'ammissione del credito al citato meccanismo;
- alle ulteriori procedure di recupero del credito successive alle azioni degli esercenti la salvaguardia non andate a buon fine;
- alle modalità di copertura degli oneri derivanti dal meccanismo,

nonché alle modalità di gestione dei meccanismi sopraindicati nel caso di crediti non recuperabili relativi a precedenti periodi di esercizio della salvaguardia.

Le proposte definite nel documento per la consultazione DCO 24/11 hanno l'obiettivo di precisare un quadro in cui, pur nella necessità di garantire la copertura agli esercenti la salvaguardia rispetto a crediti che non possono essere recuperati, vengano mantenuti sull'esercente i corretti incentivi a effettuare le più efficienti procedure di gestione dei pagamenti e di recupero del credito.

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio – Completamento della disciplina del sistema di indennizzo per gli inadempimenti contrattuali ai clienti finali

La disciplina del sistema di indennizzo, introdotta con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, è stata completata con la delibera 22 marzo 2012, 99/2012/R/eel. Essa si inquadra nel procedimento avviato con la delibera 28 giugno 2011, ARG/elt 89/11, e fa seguito al documento per la consultazione 4 agosto 2011, DCO 32/11, il quale ha illustrato gli orientamenti dell'Autorità per la minimizzazione delle potenziali criticità che gli esercenti la vendita entranti possono incontrare nella partecipazione al sistema di indennizzo. Il sistema di indennizzo ha la finalità di garantire all'esercente la vendita uscente un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi due mesi precedenti alla data di *switching* del cliente finale moroso. Tale indennizzo, pari al massimo alla stima della spesa di due mesi di erogazione della fornitura, è posto a carico del cliente finale moroso attraverso l'applicazione di un corrispettivo aggiuntivo della tariffa di distribuzione, il corrispettivo C^{MOR}, da parte del venditore entrante. Il funzionamento del sistema indennitario è basato quindi sulla gestione centralizzata da parte del gestore, identificato nell'Acquirente unico. L'attività del gestore consiste nel verificare la legittimità delle richieste di indennizzo dell'esercente la vendita entrante, e nell'indirizzare i flussi informativi nei confronti di tutti i partecipanti al sistema indennitario: l'esercente la vendita uscente, quello entrante, l'impresa distributrice e la CCSE.

Sono stati previsti interventi sul sistema indennitario per minimizzare alcune criticità relative alla sua implementazione,

³ Per l'identificazione degli esercenti la salvaguardia si faccia riferimento alla *Relazione Annuale 2011*, Capitolo 2, vol. 1.

registrate nei confronti degli esercenti la vendita entranti. Nello specifico, è stato segnalato un potenziale aumento delle criticità di gestione:

- dei reclami formulati dai clienti finali circa i corrispettivi C^{MOR} applicati;
- del rischio creditizio che grava sull'esercente la vendita entrante, a causa della possibilità che il cliente finale non paghi il corrispettivo C^{MOR} .

In particolare, con riferimento alle comunicazioni del cliente finale aventi a oggetto l'applicazione del corrispettivo C^{MOR} , è stato previsto che la comunicazione sia considerata come richiesta di informazioni ai sensi del *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV), anche sulla base del fatto che l'esercente la vendita entrante è soggetto estraneo al rapporto che ha originato l'applicazione di tale corrispettivo C^{MOR} . In questi casi, inoltre, l'esercente la vendita entrante dovrà provvedere a inviare al cliente finale esclusivamente una comunicazione standard, il cui contenuto è definito dall'Autorità (Allegato A alla delibera). Per quanto riguarda invece gli ulteriori strumenti di tutela per l'esercente la vendita entrante in caso di mancato pagamento del corrispettivo C^{MOR} , i meccanismi previsti riguardano:

- il differimento del termine per la fatturazione del corrispettivo C^{MOR} all'esercente la vendita entrante da parte dell'impresa distributrice, e dunque del relativo versamento a quest'ultima, al sesto mese successivo all'identificazione dell'esercente la vendita entrante; con ciò permettendo al citato esercente di fatturare al cliente finale, nel corso del predetto periodo e di incassare, quindi, il corrispettivo C^{MOR} – ovvero di predisporre le necessarie azioni nei confronti del cliente finale in caso di mancato pagamento – prima della fatturazione del corrispettivo stesso da parte dell'impresa di distribuzione;
- la possibilità dell'esercente la vendita entrante di:
 - sospendere il versamento dei corrispettivi C^{MOR} aventi a oggetto punti di prelievo relativi ai clienti finali per i quali è stata richiesta la sospensione della fornitura;
 - annullare le richieste di indennizzo riguardanti punti

di prelievo che sono disattivati o oggetto di richieste di disattivazione.

È altresì contemplato l'avvio del monitoraggio del fenomeno della morosità riguardante i corrispettivi C^{MOR} applicati ai clienti finali, prevedendo, a tal fine, uno specifico flusso di comunicazione mensile tra l'esercente la vendita entrante e il gestore, avente a oggetto l'ammontare e il numero dei corrispettivi C^{MOR} fatturati, nonché l'indicazione separata tra quelli riscossi, quelli per i quali il cliente finale è stato costituito in mora e quelli per i quali è stata richiesta la sospensione del punto.

I tempi di implementazione proposti nel provvedimento tengono conto del fatto che, successivamente all'entrata in vigore del provvedimento, l'Acquirente unico dovrà provvedere a modificare le attuali modalità di funzionamento² e le relative specifiche tecniche. Successivamente alla modifica delle specifiche tecniche dovrà altresì essere previsto un tempo minimo per l'implementazione, da parte degli operatori, dei nuovi flussi. Ciò comporta che le previsioni delle modifiche del sistema indennitario potranno entrare in vigore a partire dall'1 novembre 2012. Tuttavia, anche al fine di venire fin da subito incontro alle esigenze degli operatori, il provvedimento prevede che il differimento del termine per la fatturazione del corrispettivo C^{MOR} all'esercente la vendita entrante da parte dell'impresa distributrice entri in vigore da subito. Ciò comporta che la tutela nei confronti dell'esercente la vendita entrante si applichi a partire dall'entrata in vigore del provvedimento.

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio – Standardizzazione dei flussi delle misure dei prelievi di energia elettrica

Con il documento per la consultazione 15 settembre 2011, DCO 36/11, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 3 febbraio 2010, ARG/elt 10/10, l'Autorità ha formulato le proprie proposte in merito alle informazioni da includere nei flussi informativi inerenti alla misura e all'aggregazione delle misure, laddove non ancora stabiliti, ai fini di rendere omogenei i contenuti minimi informativi di tali flussi verso gli utenti del dispacciamento in prelievo.

Le aree di intervento delle proposte non si sono limitate alla mera

² Tali modifiche dovranno essere approvate dall'Autorità.

definizione dei flussi informativi e dei loro contenuti, nonché alle relative modalità di trasmissione, ma anche alla definizione di alcuni obblighi informativi finora non previsti e alla revisione di

altri in ottica di ottimizzazione, con particolare riferimento alle misure trasmesse in occasione dello *switching* e delle rettifiche di misure precedentemente comunicate.

Mercato del gas

Monitoraggio della vendita e condizioni economiche di fornitura

Il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio (vedi anche il Capitolo 3 di questo volume) è finalizzato, coerentemente con quanto previsto dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, 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 (c.d. *customer satisfaction*). Tale sistema costituisce uno strumento essenziale per l'efficiente e tempestivo svolgimento delle funzioni intestate all'Autorità ai sensi del Terzo pacchetto energia, quali, a mero titolo di esempio, la regolazione sia dei servizi di pubblica utilità sia dei mercati con funzione pro-competitiva, ivi inclusa la riforma o la revoca della disciplina delle condizioni economiche di fornitura nei servizi di tutela, andando così a integrare, in maniera puntuale, le informazioni già disponibili a tal fine.

Ai sensi della delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11 (*Testo integrato della vendita gas*, TIVG) l'Autorità ha provveduto ad aggiornare con cadenza trimestrale la componente CCI (a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso) e l'elemento QTVt (il corrispettivo a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato), e con cadenza annuale le altre componenti delle condizioni economiche di fornitura.

Con riferimento agli aggiornamenti trimestrali, l'Autorità è intervenuta ad aggiornare le citate componenti:

- per il trimestre gennaio-marzo 2011, con la delibera 14 dicembre 2010, ARG/gas 233/10;

- per il trimestre aprile-giugno 2011, con la delibera 29 marzo 2011, ARG/gas 31/11;
- per il trimestre luglio-settembre 2011, con la delibera 28 giugno 2011, ARG/gas 84/11;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2011, con la delibera 30 settembre 2011, ARG/gas 132/11;
- per il trimestre gennaio-marzo 2012, con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/gas 202/11.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, vedi il Capitolo 3, vol. 1. L'art. 6 del TIVG stabilisce i criteri di aggiornamento della componente di commercializzazione all'ingrosso CCI calcolata, nel trimestre t-esimo, come somma dei seguenti elementi:

- QCI, pari al corrispettivo fisso a copertura di altri oneri di commercializzazione del gas all'ingrosso, non compresi quelli di cui alla successiva lettera b) e fissato pari a 0,930484 €/GJ;
- QE, pari al corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t-esimo. Inoltre, ai sensi della delibera 18 giugno 2010, ARG/gas 77/11, con riferimento all'anno termico 1 ottobre 2011 – 30 settembre 2012, il valore iniziale del parametro QE (QE_0) viene moltiplicato per un coefficiente K pari a 0,935.

L'aggiornamento dell'elemento a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato QTVt è invece previsto dall'art. 8 del TIVG. In particolare, tale elemento risulta aggiornato trimestralmente al fine di tenere conto dei criteri per il trattamento delle partite di gas naturale non oggetto di misura (gas di autoconsumo, perdite di rete, svaso/invaso della rete e gas non contabilizzato) nel servizio di trasporto.

Con riferimento, invece, agli aggiornamenti con cadenza annuale:

- il livello della componente QS, relativa al servizio di stoccaggio, è stato aggiornato, con riferimento all'anno 2012, con la delibera ARG/gas 202/11, per tenere conto dei livelli sia dei corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio, sia del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas, riguardanti il medesimo anno 2012, approvati con la delibera 28 luglio 2011, ARG/gas 106/11;
- il livello della componente QT, relativa al servizio di trasporto, è stato modificato con la delibera ARG/gas 202/11 con riferimento ai valori:
 - dell'elemento QTF, per tenere conto delle proposte tariffarie inerenti ai corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale nell'anno 2012, approvate ai sensi della delibera 6 dicembre 2011, ARG/gas 178/11;
 - dell'elemento QTV, ai fini dell'aggiornamento sia del coefficiente riferito alle perdite di rete, al gas non contabilizzato e all'autoconsumo, sia del valore della componente relativa al servizio di trasporto fino al PSV.

Infine, sono state apportate le seguenti variazioni alla componente QOA a copertura degli oneri aggiuntivi riguardanti la fornitura di gas naturale, di cui all'art. 11 del TIVG:

- con la delibera ARG/gas 31/11 è stato modificato il valore dell'elemento CV^I, relativo al corrispettivo unitario per la contribuzione a titolo oneroso al contenimento dei consumi di gas per il periodo 1 aprile 2011 – 31 dicembre 2011;
- con la delibera ARG/gas 132/11 è stato introdotto l'elemento CV^{OS}, relativo al corrispettivo variabile per la copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio e degli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi energetici (GSE) (vedi anche il Capitolo 3 di questo volume), inerenti alle misure transitorie a favore dei soggetti industriali che finanziano il potenziamento degli stoccaggi, secondo quanto stabilito dagli artt. 9 e 10 del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130;
- con la delibera ARG/gas 202/11, a decorrere dall'1 gennaio 2012 sono stati azzerati sia l'elemento CV^I relativo al corrispettivo unitario per la contribuzione a titolo oneroso al contenimento dei consumi di gas, sia l'elemento CV^{FG} relativo

alla copertura degli oneri del fattore di garanzia per il servizio di rigassificazione.

Servizio di tutela – Aggiornamento della componente materia prima

La delibera ARG/gas 77/11 ha avviato un procedimento finalizzato a definire, con decorrenza dall'1 ottobre 2012, un intervento di riforma delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela, e in particolare della componente a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima, anche alla luce delle evoluzioni del mercato legate all'implementazione del bilanciamento di merito economico.

Con il documento per la consultazione 22 dicembre 2011, DCO 47/11, l'Autorità ha proposto innanzitutto di introdurre nella formula di determinazione delle condizioni economiche della materia prima, basata sulla struttura dei contratti di approvvigionamento di lungo termine, anche un riferimento ai prezzi di mercato e, in particolare, alla valorizzazione del gas ai fini del bilanciamento giornaliero del sistema. In secondo luogo, ha previsto nuove modalità di determinazione dei corrispettivi da applicare ai clienti finali serviti in regime di tutela con l'obiettivo di coprire i costi di approvvigionamento dei venditori.

Successivamente, per dare una prima attuazione a partire dall'1 aprile 2012 a quanto disposto dall'art. 13 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, come convertito dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, l'Autorità ha pubblicato un nuovo documento per la consultazione (1 marzo 2012, DCO 68/12), anticipando in via transitoria per il semestre aprile-settembre 2012 una nuova modalità di determinazione delle condizioni economiche della materia prima. In particolare, l'Autorità, in coerenza con il dettato normativo, ha previsto l'introduzione, nella formula di calcolo del corrispettivo per la materia prima, di un riferimento alle quotazioni a termine sui mercati europei del gas, in attesa dello sviluppo di un mercato italiano all'ingrosso sufficientemente liquido. Tale intervento si inserisce comunque nel processo di revisione organica della disciplina esistente, delineato nel DCO 47/11.

Servizio di tutela – Aggiornamento della componente commercializzazione

Con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/gas 200/11, l'Autorità ha

provveduto a modificare la componente QVD a remunerazione dell'attività di commercializzazione del gas naturale nel mercato della vendita al dettaglio. Tale delibera ha fatto seguito al documento per la consultazione 28 luglio 2011, DCO 31/11, con cui l'Autorità ha avanzato proposte in tema di definizione dei corrispettivi a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di vendita del gas naturale ai clienti finali. In particolare, con il DCO 31/11 l'Autorità ha proposto sia la revisione delle modalità di definizione e aggiornamento della componente QVD, sia ulteriori misure atte a favorire lo sviluppo della concorrenza nel mercato *retail*. In particolare il DCO 31/11 ha:

- previsto la definizione dei corrispettivi a copertura dei costi di commercializzazione, definendo specifiche soluzioni in tema di determinazione e aggiornamento dei prezzi di commercializzazione che tengano conto dell'evoluzione del mercato della vendita al dettaglio e del relativo impatto sui costi di commercializzazione;
- definito una specifica regolazione per i venditori storici integrati, stabilendo modalità di restituzione della differenza tra quanto conseguibile dall'applicazione dei corrispettivi applicati ai clienti finali serviti e la remunerazione per i venditori storici integrati.

La delibera ARG/gas 200/11 ha tuttavia provveduto ad aggiornare i livelli e la struttura della componente QVD, differenziandola per tipologia dei clienti finali serviti, ma non ha previsto l'introduzione, prospettata nel DCO 31/11, di una differente remunerazione per i venditori storici integrati. Gli esiti della consultazione infatti hanno, tra l'altro, evidenziato come le proposte in tema di differenziazione risultassero troppo onerose da implementare, comportando tempi di attuazione molto lunghi e forti implicazioni dal punto di vista gestionale, data la necessità di adeguamento dei sistemi; secondo alcuni, inoltre, la sua attuazione sarebbe risultata difficoltosa da monitorare. L'Autorità ha quindi ritenuto opportuno non effettuare il citato intervento sia alla luce della difficoltà di implementazione delle misure prospettate, sia tenendo conto di possibili comportamenti opportunistici da parte dei medesimi (relativi per esempio allo scambio dei portafogli clienti) che avrebbero potuto comportare costi potenzialmente

superiori ai benefici.

Rispetto all'aggiornamento dei livelli, la componente QVD è stata rivista in aumento e articolata in maniera tale da permettere l'attribuzione alle diverse tipologie di clienti finali dei costi connessi con l'attività di commercializzazione della vendita al dettaglio, tenendo al contempo in considerazione la necessità che tale differenziazione fosse di semplice implementazione. A tale fine è stato previsto che la componente QVD venga differenziata tra clienti domestici e clienti non domestici e sia articolata in una quota fissa per punto di riconsegna e in una quota variabile in funzione del gas naturale prelevato.

Servizio di tutela – Clienti aventi diritto al servizio di tutela

La revisione della platea dei clienti aventi diritto al servizio di tutela, prevista dall'Autorità con la delibera 9 giugno 2011, ARG/gas 71/11, considera l'evoluzione normativa in tema di identificazione dei clienti vulnerabili. Infatti, con il citato decreto legislativo n. 93/11 è stato previsto che tra i clienti vulnerabili, aventi diritto transitoriamente al servizio di tutela, siano comprese anche le 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, case di riposo, carceri e scuole.

L'Autorità è dunque intervenuta, anche a seguito dell'identificazione dei clienti vulnerabili, al fine di:

- * estendere il servizio di tutela di categoria⁵ anche ai clienti non domestici con consumi inferiori a 50.000 S(m³)/anno e alle utenze relative ad attività di servizio pubblico;
- * definire la procedura di comunicazione ai clienti finali relativamente alla cessazione della cosiddetta "tutela individuale", a partire dal 30 settembre 2011, e alla conseguente necessità di stipulare un contratto a condizioni di libero mercato.

In particolare, l'estensione del servizio di tutela ha reso necessario stabilire i criteri e le modalità in accordo ai quali l'esercente la vendita e l'impresa di distribuzione devono provvedere alla corretta identificazione dei clienti finali appartenenti alla tipologia delle utenze relative ad attività di servizio pubblico.

⁵ La tutela di categoria, ai sensi del Titolo I del TIVG, riguarda: i clienti finali domestici e i condomini con uso domestico fino a consumi inferiori a 200.000 S(m³)/anno.

La delibera dell'Autorità ha previsto le modalità di comunicazione, da parte degli esercenti la vendita, della cessazione del servizio di tutela individuale transitorio nei confronti dei clienti finali diversi dai clienti vulnerabili. Tali clienti corrispondevano a quelli per i quali era stato mantenuto, in via transitoria, un obbligo, posto in capo all'esercente la vendita, di offrire contratti di fornitura per clienti finali idonei che non avessero mai esercitato le prerogative dell'idoneità e di continuare ad applicare le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità, fintanto che tali clienti non avessero concluso un nuovo contratto sul mercato libero. In particolare, contestualmente all'introduzione della tutela individuale era stata anche prevista l'applicazione transitoria fino:

- al 30 settembre 2009, per i clienti con consumi superiori a 200.000 S(m³)/anno;
- al 30 settembre 2010, per i clienti con consumi inferiori a 200.000 S(m³)/anno, prorogata al 30 settembre 2011 con la delibera 6 maggio 2010, ARG/gas 64/10.

Servizio di ultima istanza – Individuazione dei fornitori di ultima istanza

I criteri e le modalità per la fornitura del gas naturale nell'ambito del servizio di fornitura di ultima istanza (FUI) sono stati definiti sulla base di quanto previsto dal decreto legislativo n. 93/11 e dal decreto ministeriale 29 luglio 2011. Nel dettaglio, tali criteri prevedono che l'erogazione:

- avvenga a condizioni che incentivino la ricerca di un nuovo fornitore sul mercato;
- riguardi tutti i clienti vulnerabili che rimangono senza fornitore per cause indipendenti dalla loro volontà.

Per quanto riguarda le modalità di selezione, il decreto legislativo n. 93/11 ha previsto che l'Autorità individui le aree geografiche di svolgimento del servizio FUI sulla base degli ambiti territoriali minimi di cui al decreto del Ministero dello sviluppo economico

19 gennaio 2011, e che le sopra menzionate aree geografiche possano essere aggregate per garantire sicurezza e/o economicità del servizio di ultima istanza.

Con la delibera 4 agosto 2011, ARG/gas 116/11, sono state stabilite le modalità di individuazione, nonché le modalità di erogazione, del servizio di ultima istanza sulla base dei criteri definiti dal citato contesto normativo. In particolare, il provvedimento ha definito una procedura di selezione dei FUI in continuità con le precedenti modalità di individuazione, circoscrivendo cinque aree geografiche per la selezione dei FUI relativi all'anno termico 2011-2012. Ai fini della selezione, la citata delibera emana indirizzi per l'Acquirente unico, quale soggetto preposto dal decreto per lo svolgimento delle aste, definendo gli obblighi e i tempi per la selezione dei FUI; essa definisce inoltre i requisiti minimi per la partecipazione alle procedure, nonché le garanzie finanziarie, sia con riferimento alla partecipazione alla procedura sia in caso di aggiudicazione. Infine è previsto che le offerte debbano essere relative alla variazione del corrispettivo per la commercializzazione all'ingrosso (CCI) delle condizioni economiche di fornitura precisate dal TIVG, e prevedendo la possibilità di partecipare indicando il quantitativo minimo che si intende erogare in qualità di FUI.

Aisensidelcitatoprovviedimento,l'Acquirenteunico,successivamente alla pubblicazione sul proprio sito internet del regolamento per le procedure, ha effettuato la selezione dei soggetti e ha pubblicato l'avviso sugli esiti della procedura di individuazione dei fornitori di ultima istanza del gas naturale per l'anno termico 2011-2012. In particolare, per ciascuna macroarea è stata pubblicata la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FUI e il relativo quantitativo annuo di gas offerto (Tav. 4.1).

Rispetto alle modalità di erogazione del servizio di ultima istanza, la delibera ARG/gas 116/11 ha altresì previsto le condizioni economiche e contrattuali del servizio. In particolare, le condizioni economiche sono fissate in modo tale che, decorso un determinato periodo, i clienti finali siano tenuti a pagare, oltre a quanto stabilito per il servizio di tutela, anche il valore offerto dai FUI in sede di procedure concorsuali ai fini dell'aggiudicazione del servizio.

4. La tutela individuale, ai sensi del Titolo II del TIVG, riguardava i clienti che non avevano mai stipulato un contratto con un esercente la vendita diverso da quello storico (intendendosi per esercente la vendita storico il soggetto e la società subentranti con i quali il cliente finale ha necessariamente concluso il contratto di fornitura prima dell'1 gennaio 2003), oppure che non avevano mai stipulato un contratto a condizioni economiche e di fornitura diverse da quelle fissate dall'Autorità, con l'esercente la vendita storico o con altro esercente.

AREA GEOGRAFICA	N.	OPERATORE	QUANTITÀ (m ³)
Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1	Eni	30.000.000
	2	Enel Energia	30.000.000
Lombardia	1	Eni	30.000.000
	2	Enel Energia	30.000.000
Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Veneto, Emilia Romagna	1	Eni	30.000.000
Toscana, Umbria e Marche	1	Eni	30.000.000
Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata, Lazio, Campania, Calabria e Sicilia	1	Eni	30.000.000
	2	Enel Energia	30.000.000

TAV. 4.1

Fornitori di ultima istanza individuati per l'anno termico 2011-2012

Servizio di ultima istanza – Servizio di default

Il servizio di *default* è un servizio di ultima istanza aggiuntivo, previsto peraltro anche dal decreto legislativo n. 93/11, principalmente finalizzato a garantire il bilanciamento della rete di distribuzione per i prelievi effettuati da un cliente senza un venditore. L'art. 7, comma 4, lettera c), del decreto legislativo n. 93/11, stabilisce infatti che nei casi in cui un cliente finale si trovi senza un fornitore di gas naturale e non sussistono i requisiti per l'attivazione del FUI, il distributore territorialmente competente garantisce 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.

L'istituzione del servizio di *default*, previsto con la delibera 21 luglio 2011, ARG/gas 99/11, ha la finalità di permettere il completamento della disciplina in materia di corretta attribuzione dei prelievi nel settore del gas naturale. In particolare, la delibera in oggetto ha disciplinato l'erogazione del servizio di *default* differenziando la regolazione del servizio tra:

- i clienti finali non morosi;
- i clienti finali morosi.

Nel caso dei clienti finali non morosi, è stata definita la disciplina di dettaglio, ulteriormente differenziata tra i clienti finali aventi diritto al FUI e gli altri clienti finali. Tale disciplina riguarda:

- l'attivazione, la durata e i casi di cessazione del servizio di *default*. Nello specifico, la durata è fissata in un termine massimo di sei mesi ed è altresì previsto che, successivamente

alla scadenza dei sei mesi, il distributore applichi la regolazione relativa alla morosità del cliente finale provvedendo alla sospensione del punto, se attuabile;

- le condizioni da applicare ai clienti finali, pari sia alle condizioni economiche fissate dall'Autorità incrementate di una specifica componente a remunerazione dei costi di approvvigionamento sostenuti per i clienti finali non aventi diritto al FUI, sia alle condizioni economiche applicate nell'ambito del FUI per i clienti aventi diritto a tale servizio di ultima istanza;
- le condizioni contrattuali cui hanno diritto i clienti, evidenziando obblighi minimi e specificando che al servizio di *default* non si applica la disciplina relativa alla qualità commerciale;
- le modalità di approvvigionamento per servire i clienti, disciplinando anche la procedura per approvvigionarsi nell'ambito del servizio di bilanciamento.

Con riferimento, invece, alle situazioni in cui il cliente finale è moroso, nei casi in cui non è possibile la chiusura del punto o l'intervento di interruzione non è tecnicamente fattibile, il servizio di *default* viene attivato se tale cliente rimane senza un fornitore, a seguito della risoluzione del contratto del venditore. In questi casi la delibera in oggetto prevede che il servizio si distingua per i seguenti aspetti:

- la durata fissata, nel caso di clienti disalimentabili, sino alla data di esecuzione della disalimentazione del punto di riconsegna. Su questo tema è previsto sia che il distributore ponga in essere tutte le attività necessarie per realizzare la disalimentazione fisica del punto di riconsegna oggetto del servizio, ivi incluse iniziative giudiziarie finalizzate a ottenere

l'esecuzione forzata della disalimentazione, sia che dopo sei mesi, se il punto non è ancora sospeso, l'impresa debba versare alla CCSE i ricavi relativi alle componenti di distribuzione. Nel caso di punti di riconsegna non disalimentabili, il servizio di *default* attivato per clienti morosi dura fino a che il punto non viene disattivato (su richiesta del cliente) o il cliente cambia fornitore;

- le condizioni di erogazione, stabilendo che le condizioni economiche applicate a tutti i clienti finali morosi siano pari alle condizioni economiche fissate dall'Autorità, incrementate di una specifica componente a remunerazione dei costi di approvvigionamento sostenuti.

Ai fini dell'erogazione del servizio, all'impresa di distribuzione deve essere garantita la copertura dei costi sostenuti, comprensivi di un'adeguata remunerazione. In tema di remunerazione l'Autorità ha definito i propri orientamenti con il documento per la consultazione 1 dicembre 2011, DCO 44/11. Nello specifico, il documento si è occupato della copertura dei costi sostenuti per i maggiori oneri sopportati dall'impresa ai fini dell'approvvigionamento del gas naturale necessario per l'erogazione del servizio, nonché ai fini della fatturazione dei clienti finali cui è erogato il servizio di *default*. Inoltre, sono stati indicati appositi orientamenti in tema di copertura degli oneri relativi alla morosità, con particolare riferimento ai clienti non disalimentabili, anche attraverso la definizione di appositi meccanismi perequativi che permettano la copertura degli oneri e l'anticipo dei crediti non riscossi.

Anche in considerazione delle difficoltà gestionali e operative manifestate dagli operatori, l'entrata in vigore della disciplina del servizio di *default*, inizialmente prevista per l'1 gennaio 2012, è stata prorogata con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/gas 207/11, all'1 maggio 2012.

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio – Completamento della disciplina relativa alla morosità gas

La delibera ARG/gas 99/11 ha altresì approvato uno specifico *Testo integrato della morosità gas* (TIMG) al fine di completare l'attuale regolazione in tema di morosità nel settore del gas naturale e di omogeneizzare tale disciplina tra i settori elettrico e gas. Con il

TIMG viene disciplinata e completata la regolazione del servizio di distribuzione e di vendita, distinguendo i casi di morosità di un cliente finale titolare di un punto di riconsegna disalimentabile rispetto a quelli di un cliente finale titolare di un punto di riconsegna non disalimentabile.

Gli interventi prevedono la definizione puntuale delle tempistiche e delle modalità di esecuzione delle prestazioni funzionali e conseguenti alla sospensione della fornitura, nonché gli obblighi dei diversi operatori coinvolti e gli impatti sul cliente finale. Nello specifico, tali previsioni vengono disciplinate differenziando i casi di chiusura del punto di riconsegna per morosità, che prevede la chiusura e la sigillatura della valvola di intercettazione nel misuratore del cliente finale, e i casi in cui la chiusura non risulta possibile ma può essere effettuato l'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna, intervento che prevede l'azione diretta sull'allacciamento che alimenta l'impianto del cliente finale e risulta in genere più oneroso. Nei casi di un cliente non disalimentabile, il TIMG si sostanzia nella regolazione relativa alla costituzione in mora e alla possibilità per il venditore di effettuare la cosiddetta "cessazione amministrativa per morosità", che permette al medesimo venditore di non essere più responsabile dei prelievi di quel punto.

La predisposizione del TIMG ha reso necessaria la modifica anche di altri provvedimenti vigenti. In particolare, con la delibera ARG/gas 99/11 è stata modificata la delibera 29 luglio 2004, n. 138/04, anche al fine di tenere conto delle limitazioni introdotte in fase di attivazione di clienti morosi che non hanno pagato gli oneri relativi all'intervento di interruzione dell'alimentazione, dell'introduzione dello *switching* con riserva, nonché dell'introduzione della disciplina relativa alla "cessazione amministrativa per motivi diversi dalla morosità", finalizzata a regolare le modalità con cui l'utente del servizio (di distribuzione), a seguito della risoluzione del contratto di vendita con il cliente finale, richiede di non avere più la responsabilità di prelievo relativamente a tale cliente. Inoltre, il provvedimento ha apportato alcune modifiche anche alla disciplina della morosità per il settore elettrico, con la principale finalità di omogeneizzare la regolazione dei due settori. In particolare, è stata introdotta una comunicazione all'impresa distributrice in caso di risoluzione del contratto di vendita per morosità, finalizzata allo *switching out* dal punto di dispacciamento dell'utente, in analogia alla cessazione amministrativa per morosità prevista dal TIMG per il settore del gas naturale.

Gas diversi: riforma delle attuali modalità di determinazione delle condizioni economiche

Con la delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11, l'Autorità ha provveduto a modificare l'attuale disciplina dell'attività di vendita al dettaglio di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate. La delibera ha fatto seguito al documento per la consultazione 16 giugno 2011, DCO 23/11, con il quale l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti sul tema.

In particolare, con la citata delibera sono state implementate le modifiche in materia di definizione e aggiornamento delle componenti delle condizioni economiche relative a:

- l'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima (QEPROPMC);
- la componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio (QVD).

Con riferimento all'elemento QEPROPMC è stata prevista la modifica, a partire dall'1 ottobre 2011, della periodicità di aggiornamento da trimestrale a mensile, utilizzando le quotazioni internazionali del propano relative al mese precedente la data di aggiornamento. Inoltre, coerentemente agli orientamenti del DCO 23/11, è stata rimossa la soglia di invarianza del 5%, al fine di rendere i prezzi applicati ai clienti finali maggiormente in linea con i costi di approvvigionamento sostenuti dall'esercente.

Con riferimento alla componente QVD, la citata delibera prevede l'introduzione, a partire dall'1 gennaio 2012, di un livello non differenziato per ambito territoriale, determinato sulla base di dati analoghi a quanto previsto per la quantificazione della corrispondente componente del gas naturale, anche in considerazione delle difficoltà emerse, in termini di disponibilità e significatività, dall'analisi dei dati di bilancio trasmessi per il 2009 dagli esercenti del settore dei gas diversi. Inoltre, per tale componente è stata mantenuta, con riferimento al GPL, l'attuale articolazione in sola quota variabile mentre, con riferimento ai gas manifatturati, in relazione alla estrema variabilità dei consumi

medi per cliente dovuta al diverso potere calorifico, è stata prevista l'introduzione di una sola quota fissa, espressa in euro/punto di riconsegna/anno.

Infine la delibera ARG/gas 124/11 ha rinviato a successivo provvedimento la quantificazione del livello e del relativo aggiornamento dell'elemento a copertura dei costi di trasporto (componente QTCAi) e altri costi, al fine di permettere un'apposita richiesta dati agli esercenti la vendita. A seguito della raccolta di dati, l'Autorità ha provveduto alla revisione della componente QTCAi con la delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11, modificando sia il livello iniziale della QTCAi sia le modalità di aggiornamento.

Con riferimento al primo aspetto, poiché i dati di *unbundling* trasmessi dagli esercenti e a disposizione dell'Autorità non consentono di estrarre informazioni attendibili circa i costi delle diverse attività svolte dal medesimo esercente, si è proceduto a calcolare sia il livello iniziale sulla base della differenza tra la componente materia prima CMPi di ciascun ambito tariffario, così come risultante dalle fatture di approvvigionamento relative al mese di gennaio 2011, sia il valore dell'elemento QEPROPMC in vigore alla medesima data. Dall'analisi dei dati inviati dagli esercenti è stato determinato il suddetto livello della QTCAi, il cui valore è stato opportunamente corretto al fine di considerare l'incremento medio dei valori dell'elemento QEPROPMC, calcolati con la nuova metodologia di cui alla delibera ARG/gas 124/11, rispetto ai valori della medesima componente calcolati con la precedente metodologia.

Con riferimento alle modalità di aggiornamento è stato previsto un criterio che tenga in conto, per il 50%, della variazione del tasso medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati e, per il 50%, dell'andamento del tasso di variazione del prezzo del gasolio per mezzi di trasporto, entrambi rilevati dall'Istat. Tale modalità di aggiornamento permette infatti di tener conto della peculiarità del cosiddetto "trasporto secondario", svolto esclusivamente su gomma e pertanto caratterizzato da costi legati all'andamento dei prezzi dei carburanti.

Mercato elettrico e del gas

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio – Sistema informativo integrato

Con il documento per la consultazione 15 settembre 2011, DCO 35/11, l'Autorità ha delineato le modalità di avvio dell'operatività del Sistema informativo integrato (SII), sulla base dei criteri generali definiti con la delibera 17 novembre 2010, ARG/com 201/10. L'Autorità ha previsto un percorso di attuazione articolato in tre fasi, che contempla l'individuazione dei dati e delle informazioni che andranno a costituire il Registro centrale ufficiale (RCU), ossia la banca dati dei punti di prelievo di energia elettrica e di gas naturale, nonché la successiva graduale definizione di tutti i processi e dei nuovi servizi resi disponibili tramite il sistema.

In particolare, nella prima fase di attuazione, il cui scopo è quello di creare il nucleo dell'RCU, tutti i soggetti interessati (imprese distributrici, utenti del dispacciamento ecc.) provvederanno ad accreditarsi al SII e a effettuare le prime comunicazioni ufficiali rendendo disponibili alcune nuove funzionalità; tra queste il cosiddetto "servizio di *pre-check*", ossia l'attività di verifica, per conto di un'impresa di vendita interessata a chiedere lo *switching* presso un determinato punto di prelievo, sia dell'abbinamento tra i dati identificativi del punto di prelievo e quelli del cliente finale, sia dello stato di attivazione del punto.

Nelle successive fasi tutti i principali processi caratterizzati dall'interazione tra venditore e impresa distributtrice saranno ridefiniti in un'ottica centralizzata, così da consentirne la gestione attraverso il SII, inizialmente ancora con l'ausilio di alcune comunicazioni dirette tra venditori e imprese di distribuzione e, da ultimo, in modo perfettamente autonomo.

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio – Allineamento dei dati

L'esigenza di razionalizzare e irrobustire le procedure di *switching* e gli altri processi che vedono il coinvolgimento dei diversi operatori ha portato l'Autorità a effettuare gli interventi previsti con la delibera 27 ottobre 2011, ARG/com 146/11, in tema di:

- allineamento dei dati contenuti nella banche dati di operatori diversi (impresa di distribuzione e venditore), dati principalmente funzionali allo *switching*;
- modifica, con esclusivo riferimento al settore del gas naturale, dei dati che il venditore deve indicare nell'ambito della richiesta di *switching*.

Gli interventi relativi all'allineamento dei dati risultano inoltre funzionali all'implementazione ordinata ed efficiente del SII, di cui alla delibera ARG/com 201/10. La citata delibera ha previsto sia la definizione di un primo allineamento di dati, relativo a quelli non inclusi nei flussi attualmente in essere, nel quale l'esercente la vendita comunica i dati alle imprese distributtrici e queste aggiornano le informazioni disallineate nei propri registri, sia una successiva fase di continua convergenza di tali dati, attraverso l'introduzione di obblighi che consentano di registrarne le eventuali modifiche.

Rispetto al quadro sopra descritto sono pervenute all'Autorità numerose segnalazioni da parte degli operatori – in particolare imprese di distribuzione – evidenzianti la necessità di provvedere alla completa standardizzazione dei flussi funzionali all'attività di primo allineamento. Al fine della predisposizione delle istruzioni

operative di dettaglio relative ai flussi di primo allineamento e della successiva fase di implementazione dei sistemi informativi da parte degli operatori, l'Autorità ha ritenuto necessario disporre la sospensione dei termini previsti dalla delibera ARG/com 146/11, per il completamento dell'attività di primo allineamento e in attesa delle suddette istruzioni operative, oltre che della contestuale ridefinizione del calendario di adempimenti.

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio – Modifiche alla procedura di switching

Con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 210/11, in attuazione del decreto legislativo n. 93/11, l'Autorità ha previsto che qualora un cliente, nel rispetto delle condizioni contrattuali, intenda cambiare fornitore di energia elettrica oppure di gas, l'operatore o gli operatori interessati effettuino tale cambiamento entro tre settimane, assicurando comunque che l'inizio della fornitura coincida con il primo giorno del mese.

Le modalità applicative di tale principio saranno definite nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 23 settembre 2009, ARG/com 134/08, al fine di rendere tale disposizione efficace a partire dal momento in cui il processo di *switching*, nei settori dell'energia elettrica e del gas, sarà gestito in forma definitiva tramite il SII.

Sullo stesso tema, con riferimento al settore del gas naturale, la già citata delibera ARG/com 146/11 ha modificato le informazioni funzionali al processo di *switching*, al fine di renderne più efficiente la gestione e di uniformare la disciplina tra il settore del gas e quello dell'energia elettrica, prevedendo che la richiesta formulata all'impresa distributrice debba contenere l'indicazione del solo codice PDR (codice del punto di prelievo) e degli estremi fiscali del titolare del punto di riconsegna. L'entrata in vigore di tali nuove disposizioni sarà successiva all'esito del processo di allineamento dei dati, definito dalla medesima delibera.

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio – Misure preventive e ripristinatorie nei casi di contratti e di attivazioni non richiesti

Nel corso del 2011 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 (Sportello), nonché segnalato dal Presidente in occasione della presentazione della precedente *Relazione Annuale*, quale «fenomeno particolarmente odioso perché più di altri contiene un esplicito elemento di malafede e di frodolenza che rende il consumatore diffidente nei confronti del mercato libero e delle imprese che vi operano».

I reclami dei clienti finali hanno riguardato l'effettiva sottoscrizione del contratto o la veridicità delle sottoscrizioni apposte dai clienti finali, ovvero la mancata presa d'atto, da parte dell'esercente la vendita, del diritto di ripensamento esercitato nei termini prescritti dalla normativa; in altri casi la denuncia ha riguardato l'attività scorretta degli operatori commerciali che hanno fornito al contraente informazioni non veritiere, finalizzate a carpire la firma del contratto da parte del cliente finale. Le doglianze hanno riguardato sia la fase di contatto con il cliente finale da parte dell'esercente la vendita al fine di concludere un contratto, sia la fase successiva, relativa alla difficoltà per la vittima di tali pratiche a rientrare nel contratto di fornitura effettivamente prescelto.

Con il provvedimento 21 luglio 2011, VIS 76/11, l'Autorità ha dato inizio a un'attività di ricognizione volta ad acquisire ulteriori informazioni sulla problematica in oggetto e ad avviare un più ampio coinvolgimento delle parti interessate, con lo scopo di individuare e, ove possibile, condividere, le soluzioni più efficaci. A tal fine l'Autorità ha svolto nei mesi di settembre e ottobre 2011 audizioni di associazioni di consumatori domestici e non domestici, di imprese esercenti la vendita di energia elettrica e/o di gas naturale e di associazioni rappresentative delle medesime imprese, in cui i soggetti auditi sono stati invitati a illustrare, oltre alle principali criticità riscontrate in tema di contratti non richiesti, anche eventuali proposte per limitare il fenomeno.

In esito alle audizioni di cui al precedente punto, sono emerse quali possibili linee di intervento, da un lato, l'ulteriore rafforzamento degli adempimenti dei venditori in sede di conclusione del contratto col cliente finale, al fine di prevenire il fenomeno; dall'altro lato, la definizione di una specifica procedura di gestione delle controversie in materia, nonché di misure volte a rimuovere gli effetti dei contratti non richiesti, ripristinando per quanto possibile la situazione precedente l'attivazione non richiesta.

Nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di contratti e di attivazioni non richiesti, avviato con la delibera 15 dicembre 2011, ARG/com 185/11, l'Autorità ha quindi

diffuso in data 15 dicembre 2011 il documento per la consultazione DCO 46/11; con esso ha formulato i propri orientamenti in merito all'adozione di misure di carattere preventivo e ripristinatorio, a beneficio almeno dei clienti finali del servizio elettrico aventi diritto alla fornitura a condizioni tutelate.

L'azione dell'Autorità è stata ulteriormente approfondita nel

corso del 2012 con una seconda fase di consultazione focalizzata solo sulla definizione delle procedure per il ripristino delle condizioni di fornitura precedenti l'attivazione non richiesta, con la diffusione del documento per la consultazione 8 marzo 2012, DCO 85/2012/R/com.

La fase di consultazione si è chiusa il 30 marzo.

Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori

Sportello per il consumatore di energia: l'informazione ai clienti finali tramite il call center

Per fare fronte alla crescente richiesta di informazioni sui mercati liberalizzati dell'energia e all'aumento del numero delle segnalazioni dei clienti, l'Autorità ha attivato, già dal luglio 2007, un servizio telefonico di informazioni. Successivamente, con la delibera 14 maggio 2008, GOP 28/08, ha istituito lo Sportello per il consumatore di energia; la gestione dello Sportello è stata affidata in avvalimento all'Acquirente unico sia ai sensi della delibera 4 agosto 2009, GOP 35/09, sia sulla base di quanto previsto dall'art. 27, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99, secondo cui l'Autorità si avvale del GSE e dell'Acquirente unico per rafforzare le proprie attività di tutela dei consumatori di energia, anche con riferimento agli obblighi di pubblicizzazione e gestione dei reclami previsti dalla legge 14 novembre 1985, n. 481.

Il servizio telefonico di informazioni è pertanto confluito nello Sportello, che svolge le proprie attività mediante il medesimo *call center*, nonché mediante l'Unità reclami per la gestione delle segnalazioni, dei reclami e delle richieste di informazioni scritte inviate dai clienti (per un'analisi di dettaglio sull'attività dell'Unità reclami nel corso del 2011 si rinvia più oltre).

Il *call center* fornisce ai clienti finali informazioni generali sulla liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, sulla regolazione introdotta dall'Autorità, nonché sull'eventuale reclamo o segnalazione inviato e sui diritti dei consumatori; inoltre esso diffonde informazioni sulle iniziative a favore dei clienti in

generale o di loro particolari categorie, poste in essere dall'Autorità anche in collaborazione con altri soggetti istituzionali (si pensi al bonus gas e al bonus elettrico, all'assicurazione gas ecc.).

Per quel che riguarda l'attività svolta dal *call center* dall'1 gennaio 2011 al 31 dicembre 2011, si fa riferimento alla tavola 4.2 e alla tavola 4.3. In particolare, confrontando i dati relativi all'anno solare 2011 con quelli dell'anno 2010, si nota una flessione del numero di chiamate pervenute in orario di servizio da 645.632 a 597.221, con un decremento del 7%.

Riguardo all'attività svolta, anche nel corso del 2011 il *call center* ha rispettato gli standard di qualità previsti per i *call center* dei venditori di energia elettrica e gas dalla delibera dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, ottenendo i seguenti risultati: accessibilità del servizio 100% (standard minimo richiesto: 90%); tempo medio di attesa 85 secondi (standard richiesto: inferiore a 240 secondi); livello di servizio: 91% (standard minimo richiesto: 80%). Rispetto all'anno solare precedente si riscontrano miglioramenti in ciascuno dei tre livelli effettivi indicati e i risultati raggiunti sono confermati anche per il primo trimestre del 2012. Per quel che riguarda la *customer satisfaction* legata all'iniziativa cosiddetta "Mettiamoci la faccia", promossa dal Dipartimento della funzione pubblica, nel periodo 1 gennaio 2011 – 31 dicembre 2011 i clienti che si sono rivolti al *call center* dello Sportello hanno valutato il servizio buono nell'84% dei casi, sufficiente nel 12% dei casi e non soddisfacente nel 4% dei casi (valutazione espressa dal 41,9% delle persone che hanno chiamato durante l'orario di servizio).

	PERVENUTE (ORE 8-18)	CHIAMATE FUORI ORARIO	TOTALE PERVENUTE	CHIAMATE GESTITE			ABBANDONATE SENZA RISPOSTE OPERATORE	ATTESA MEDIA (secondi)	MEDIA CONVERSATA (secondi)
				CON OPERATORE	CON RISPONDITORI AUTOMATICI	TOTALI			
I trim. 2010	118.779	7.549	126.328	67.325	41.386	108.711	10.068	35	161
II trim. 2010	136.906	5.916	142.822	129.940	4.055	133.995	6.966	71	162
III trim. 2010	183.575	15.222	198.797	161.135	4.233	165.368	22.440	109	157
IV trim. 2010	206.372	24.637	231.009	186.541	6.028	192.569	19.831	90	185
TOTALE 2010	645.632	53.324	698.956	544.941	55.702	600.643	59.305	76	166
I trim. 2011	222.278	29.334	251.612	197.245	8.374	205.619	25.033	145	219
II trim. 2011	163.497	25.024	188.521	153.028	17.723	170.751	10.469	80	197
III trim. 2011	104.491	13.978	118.469	96.991	7.421	104.412	7.500	70	202
IV trim. 2011	106.955	14.951	121.906	96.750	7.877	104.627	10.205	79	184
TOTALE 2011	597.221	83.287	680.508	544.014	41.395	585.409	53.207	94	200
I trim. 2012	124.001	17.747	141.748	112.842	8.862	121.704	1.750	84	176
TOTALE	2.609.707	290.969	1.521.212	2.290.752	203.056	2.493.808	2.26.774	85	183

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

TAV. 4.2

Chiamate pervenute
al call center dello Sportello
per il consumatore
di energia

	BONUS GAS	BONUS ELETTRICO	PREZZI BIORARI	MERCATI	RECLAMI	ASSICURAZIONE GAS
I trim. 2010	32.910	24.308	11.038	11.004	19.556	0
II trim. 2010	50.159	20.285	29.114	10.778	19.604	0
III trim. 2010	80.114	20.382	22.388	12.230	26.021	0
IV trim. 2010	102.451	30.375	17.204	9.037	24.962	2.512
TOTALE 2010	265.634	95.350	79.744	43.049	90.143	2.512
I trim. 2011	98.783	46.828	11.701	8.530	29.143	2.260
II trim. 2011	75.686	35.571	6.759	6.859	26.354	1.799
III trim. 2011	42.393	24.045	4.104	5.431	19.555	1.463
IV trim. 2011	38.286	22.145	5.097	6.746	22.685	1.791
TOTALE 2011	255.148	128.589	27.661	27.566	97.737	7.313
I trim. 2012	47.357	25.446	5.371	6.877	26.014	1.777
TOTALE	568.139	249.385	112.776	77.492	213.894	11.602

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

TAV. 4.3

Principali argomenti
delle chiamate gestite
con operatore dal call center
dello Sportello
per il consumatore di energia

Per quel che riguarda il numero delle chiamate pervenute allo Sportello, ferma restando una tendenza di massima, riguardante tutti gli argomenti, verso la diminuzione soprattutto a partire dal terzo trimestre 2011, la flessione ha interessato principalmente il numero di telefonate aventi a oggetto i bonus gas ed elettricità, così come, in parte, i reclami. Una riduzione altrettanto significativa ha riguardato, già a partire dal II trimestre del 2011, le telefonate relative ai prezzi biorari, probabilmente a seguito dell'assimilazione da parte dei clienti delle precedenti novità in materia. La diminuzione delle chiamate, invece, è stata più ridotta con riferimento al mercato e alle liberalizzazioni.

Strumenti di confronto dei prezzi per i servizi elettrico e gas

La legge n. 481/95 affida all'Autorità, tra l'altro, il compito di pubblicizzare e diffondere la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi, al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti finali. In attuazione del dettato normativo, con la delibera 16 ottobre 2008, ARG/com 151/08, l'Autorità ha previsto l'attivazione e la pubblicazione nel proprio sito internet di un sistema di ricerca delle offerte commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas rivolte ai clienti domestici del

mercato libero (Trova offerte).

Il Trova offerte è stato pubblicato a partire dall'aprile 2009 con funzionalità limitate alla ricerca di offerte per la fornitura di energia elettrica; nell'aprile 2010 la ricerca è stata estesa alle offerte per la fornitura di gas naturale e alle offerte congiunte di energia elettrica e gas.

Le offerte messe a confronto sono quelle delle imprese che aderiscono volontariamente al sistema; per il servizio elettrico, l'adesione è riservata ai soggetti già iscritti all'elenco delle imprese che soddisfano i requisiti di affidabilità stabiliti dall'Autorità, istituito con la delibera 11 giugno 2007, n. 134/07, e pubblicato nel sito internet dell'Autorità.

Il sistema conta attualmente 21 imprese accreditate, tra le quali rientrano gli operatori attivi sull'intero territorio nazionale, le principali imprese attive su scala regionale o sovraregionale e alcune imprese attive a livello locale, coprendo complessivamente una quota maggioritaria del mercato libero domestico. A partire dalla data di prima pubblicazione del sistema, si è rilevata una media di circa 1.200 accessi/giorno al sistema, con numerosi picchi giornalieri superiori ai 5.000 accessi.

Tra le offerte pubblicate, per la maggior parte valide su tutto il territorio nazionale, prevalgono quelle a prezzo "bloccato", per le quali i corrispettivi per la componente energia non variano per almeno un anno. Seguono per numerosità le offerte a sconto sul valore del corrispettivo per la componente energia aggiornato trimestralmente dall'Autorità; altre offerte prevedono l'applicazione di un corrispettivo unico, comprensivo delle componenti di vendita e di quelle di rete (prezzo "tutto compreso"), o corrispettivi per la componente energia indicizzati secondo criteri definiti autonomamente dall'impresa.

Per ricerche effettuate nel mese di marzo 2012 utilizzando il profilo di consumo medio del cliente domestico tipo¹, nelle maggiori città italiane risultano visualizzate oltre 30 offerte per il servizio elettrico, in prevalenza a prezzo bloccato, con potenziali risparmi calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte fino a di oltre 130 €/anno (-24%) rispetto all'offerta meno economica. Per il servizio gas risultano visualizzate oltre 15 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con potenziali

risparmi calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte fino a circa 250 €/anno (-18%) rispetto all'offerta meno economica. La ricerca per offerte congiunte visualizza due o tre risultati, con molte località in cui offerte di questo tipo non sono disponibili; la spesa annua associata all'offerta congiunta più economica risulta comunque normalmente superiore, di circa 190 €/anno (+12%), a quella ottenuta sommando la spesa associata alle offerte più economiche per la fornitura singola di energia elettrica e di gas naturale disponibili nella medesima località.

Nella seconda metà del 2011 l'Autorità ha svolto un'indagine demoscopica allo scopo di rilevare le aspettative e il grado di soddisfazione degli utenti del Trova offerte e di individuare possibili interventi in grado di accrescerne la fruibilità e l'efficacia nella promozione della concorrenza. L'indagine ha incluso un modulo qualitativo (interviste in profondità con *browsing* assistito) e moduli quantitativi *on line* (questionari con metodo CAWI).

Dai primi risultati dell'indagine emerge che il profilo di utenza del Trova offerte è prevalentemente maschile, con età media di 45 anni e livello di istruzione medio-alto; la maggior parte degli utenti raggiunge il sito cercando su internet in modo generico o tramite motori di ricerca; un ruolo non trascurabile è inoltre ascrivibile al passaparola.

In termini generali, il Trova offerte risulta apprezzato dagli utilizzatori: la performance dello strumento è valutata positivamente e la maggior parte degli utenti dichiara di aver raggiunto i risultati attesi dalla ricerca. Il giudizio degli utenti sull'usabilità del sistema è fondamentalmente positivo, mentre il giudizio relativo alla facilità di comprensione dei contenuti, pur positivo, sconta la scarsa familiarità con termini e concetti di natura tecnico-specialistica. L'indagine ha quindi consentito di individuare le principali direttrici di intervento che possono migliorare la fruibilità e l'efficacia del sistema, in termini sia di *usability* sia di semplificazione del percorso di ricerca e della terminologia utilizzata. Per quanto riguarda infine i possibili sviluppi del servizio, dall'indagine emerge una valutazione positiva circa l'eventuale attivazione di funzionalità che consentano agli utenti che lo desiderano di ricevere, in seguito a registrazione di un recapito di posta elettronica, informazioni personalizzate.

Rapporti con le associazioni dei consumatori

Protocollo di intesa tra l'Autorità e il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti

I rapporti tra l'Autorità e le associazioni dei consumatori del Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) si svolgono nell'ambito del Protocollo di intesa approvato con la delibera 1 aprile 2009, GOP 15/09, e sottoscritto il 13 maggio 2009, che conferma gli impegni di consultazione, di informazione e di approfondimento sulle tematiche di interesse comune, quali gli incontri periodici del forum dei consumatori. Il Protocollo di intesa indica quattro obiettivi: migliorare l'informazione dei clienti finali; promuovere l'educazione al consumo e la consapevolezza dei clienti finali in merito ai propri diritti e all'uso consapevole dell'energia; formare il personale delle associazioni dei consumatori; potenziare l'accesso dei consumatori a forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie. Nel corso del 2011 sono state completate le attività connesse con l'attuazione del Protocollo di intesa attivate per il periodo 2009-2010, che hanno comportato:

- la predisposizione di una guida operativa dei diritti dei consumatori nei settori dell'energia elettrica e del gas, rivolta agli operatori delle associazioni dei consumatori che svolgono attività di informazione e assistenza al pubblico;
- l'elaborazione di una guida alla consultazione del sito internet dell'Autorità;
- il monitoraggio delle condizioni contrattuali per la fornitura di energia elettrica proposte nel mercato libero.

Le attività sono state svolte mediante il finanziamento di progetti rispondenti ai requisiti definiti dall'Autorità, realizzati con il coinvolgimento, complessivamente, di 13 associazioni del CNCU.

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2011 è proseguito lo svolgimento delle attività a vantaggio dei consumatori realizzate mediante progetti finanziati con l'impiego delle risorse rivenienti dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità, come previsto dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 (legge finanziaria per il 2008). I progetti proposti dall'Autorità con la delibera 16 ottobre 2009, GOP 44/09, e approvati dal Ministero dello sviluppo economico con decreto 23 dicembre 2009, comprendono:

- progetti di conciliazione stragiudiziale (PCS), finalizzati sia a promuovere la formazione di personale delle associazioni in grado di gestire procedure stragiudiziali di soluzione delle controversie tra clienti finali dei servizi elettrico e gas e imprese di vendita, previste da appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni e imprese (PCS1), sia all'erogazione di contributi forfetari a favore delle associazioni stesse con riferimento alle conciliazioni andate a buon fine (PCS2);
- progetti per la qualificazione degli sportelli delle associazioni (POS), finalizzati alla qualificazione di sportelli territoriali delle associazioni di consumatori e di un *call center* informativo dedicato ai temi dell'energia;
- progetti di divulgazione territoriale (PDT), finalizzati a promuovere iniziative per la divulgazione, ai consumatori presenti sul territorio, delle opportunità connesse con la liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, con la tutela degli utenti e con la diffusione di informazioni puntuali su tariffe sociali e prezzi biorari.

Il Ministero dello sviluppo economico ha complessivamente impegnato a tal fine, a favore della CCSE in quanto soggetto

* Servizio elettrico: abitazione di residenza anagrafica con consumo pari a 2.700 kWh/anno, ripartito per il 33,4% nella fascia F1 e per il 66,6% nella fascia F23; servizio gas: consumo pari a 1.400 Sm³/anno.

attuatore, la somma di 2.291.493 €. Essa consente di finanziare interamente i progetti PCS e PQS, mentre occorrerà attendere la disponibilità della residua somma di 298.507 € per poter avviare il progetto PDT.

I progetti PCS1 e PCS2 sono stati aggiudicati nel mese di luglio 2010, in seguito alla pubblicazione dei relativi bandi di gara curati dalla CCSE. La spesa prevista per finanziare i progetti PCS1 e PCS2 ammonta a 890.000 € (rispettivamente 500.000 € e 390.000 €); il termine per il completamento dei progetti, originariamente fissato al 31 dicembre 2011, è stato prorogato al 31 dicembre 2012 su proposta dell'Autorità, formulata con la delibera 27 ottobre 2011, VIS 98/11, e approvata dal Ministero dello sviluppo economico con decreto 5 dicembre 2011.

Le attività del progetto PCS1 sono state avviate nell'ottobre 2010 e sino al mese di dicembre 2011 risultano svolti 26 corsi di formazione e di aggiornamento che hanno interessato, complessivamente, oltre 450 partecipazioni da parte di personale delle associazioni dei consumatori. Su tale attività l'Autorità ha effettuato cinque ispezioni a campione, volte a verificare la rispondenza dei corsi alle specifiche previste dal bando di gara.

I contributi alle associazioni, relativi ai costi per le conciliazioni andate a buon fine (PCS2), ammontano complessivamente a circa 50.000 €, per 1.129 procedure rendicontate a tutto il 2011.

Il progetto PQS è stato aggiudicato nel mese di aprile 2011, in seguito alla pubblicazione dei relativi bandi di gara predisposti dalla CCSE sulla base degli indirizzi definiti dall'Autorità con la delibera 2 febbraio 2011, GOP 4/11, e approvati dall'Autorità medesima con la delibera 2 marzo 2011, GOP 12/11. La spesa prevista per finanziare i progetti PQS ammonta a 1.261.000,00 €. Il progetto vincitore, denominato "Energia: diritti a viva voce", coinvolge un gruppo di 17 associazioni di consumatori del CNCU, e propone, in conformità alle previsioni del relativo bando, la

realizzazione di quattro linee di attività:

- formazione del personale di sportello e *call center*, mediante tre corsi residenziali della durata complessiva di 30 ore ciascuno per la formazione di circa 100 sportellisti e operatori di *call center*;
- qualificazione di 45 sportelli fisici già attivi in altrettanti capoluoghi di provincia a copertura di 16 regioni;
- attivazione di un *call center* nazionale gratuito (numero verde);
- pubblicizzazione del progetto, mediante l'utilizzo di canali *free* (comunicati stampa, siti internet delle associazioni coinvolte, *blog* e *social network*), nonché produzione e diffusione di materiale informativo cartaceo.

L'attività di formazione del personale è stata completata nei mesi di giugno e luglio 2011. L'avvio del progetto tramite gli sportelli qualificati e l'attivazione del *call center* (numero verde 800.821212, operativo in orario 9.00-13.00/14.00-18.00 nei giorni lavorativi) sono quindi avvenuti l'1 settembre 2011, preceduti dall'emanazione di un comunicato stampa delle associazioni coinvolte. L'apertura degli sportelli, a partire dall'1 settembre 2011, si articola dal lunedì al venerdì per una durata totale di 24 ore.

L'attività degli operatori, svolta con l'ausilio di un sistema informatico di consultazione di FAQ, comporta anche la registrazione, l'analisi e il monitoraggio dell'assistenza prestata ai consumatori.

È stata inoltre realizzata un'applicazione (App) per i-phone e i-pad che consente di accedere a servizi quali l'elenco degli sportelli inclusi nel progetto, la comunicazione via e-mail con lo sportello prescelto, l'area FAQ e l'area informativa dedicata alla normativa di settore.

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas

La regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali è stata introdotta con la delibera ARG/com 164/08 (TIQV). La disciplina prevede che gli standard generali di qualità dei *call center* e gli obblighi di servizio si applichino a tutte le imprese di vendita di energia elettrica e di gas. Per i venditori di minori dimensioni è prevista una disciplina semplificata in considerazione del fatto che il cliente generalmente entra in contatto diretto con questi soggetti tramite gli sportelli presenti sul territorio.

Le imprese con più di 50.000 clienti finali dall'1 gennaio 2009 sono sottoposte a una indagine sulla qualità dei servizi telefonici e sono coinvolte nella pubblicazione di una graduatoria comparativa semestrale, a condizione che abbiano una media giornaliera di chiamate ai propri *call center* uguale o superiore a 200.

Gli standard di qualità sui servizi telefonici commerciali attualmente in vigore hanno il duplice scopo di tutelare i clienti che contattano i venditori tramite i *call center* e contemporaneamente venire incontro alle esigenze di differenziazione e competitività

degli operatori, in considerazione del fatto che l'attività di vendita di energia elettrica e di gas sono libere.

Sono stati fissati dei livelli minimi – il cui rispetto è obbligatorio per tutte le aziende in relazione all'accessibilità al servizio, al tempo medio di attesa e al livello di servizio (percentuale di chiamate andate a buon fine) – che hanno l'obiettivo di ridurre il fenomeno del mancato accesso ai *call center* a causa delle linee occupate, oltre che di limitare code di attesa per parlare con un operatore telefonico troppo elevate.

La tavola 4.4 riporta gli standard generali che devono essere rispettati per ogni indicatore dalle aziende.

Per quanto riguarda il livello di servizio, dai dati dichiarati dai venditori coinvolti nella pubblicazione comparativa emerge che la quasi totalità degli operatori ha rispettato lo standard generale relativo al livello di servizio.

Per quanto riguarda il tempo medio di attesa, la quasi totalità dei venditori coinvolti dalla pubblicazione comparativa si assestano

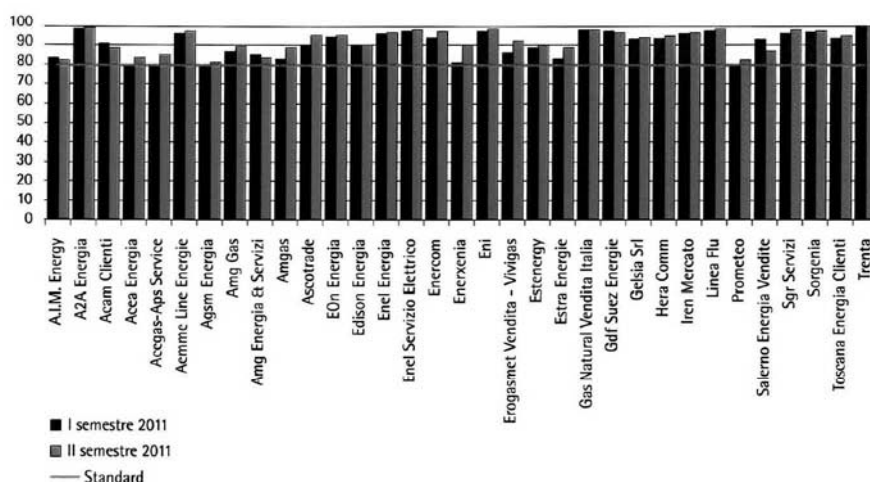
TAV. 4.4

Standard generali di qualità dei *call center*

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD GENERALE
Accessibilità al servizio (AS)	Rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del <i>call center</i> con presenza di operatori.	≥ 90%
Tempo medio di attesa (TMA)	Tempo, espresso in secondi, intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata attraverso l'ausilio di un risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore o di conclusione della chiamata, in caso di rinuncia prima dell'inizio della conversazione con l'operatore.	≤ 240 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine sul numero di telefonate che arrivano ai <i>call center</i> per parlare con un operatore.	≥ 80%

FIG. 4.1

Livello di qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali nel 2011



molto al di sotto dello standard fissato dall'Autorità (Fig. 4.2).

Nel corso del 2011, nei mesi di maggio e novembre sono state pubblicate sul sito internet dell'Autorità le graduatorie dei *call center*, così come previsto dal TIQV. Esse rappresentano la sintesi della verifica semestrale dei livelli effettivi della qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia, e sono strutturate sulla base di un punteggio globale denominato "IQT", calcolato tramite una serie di punteggi parziali assegnati ai singoli *call center*.

In particolare, i punteggi parziali per il calcolo della graduatoria fanno riferimento ai seguenti aspetti del servizio:

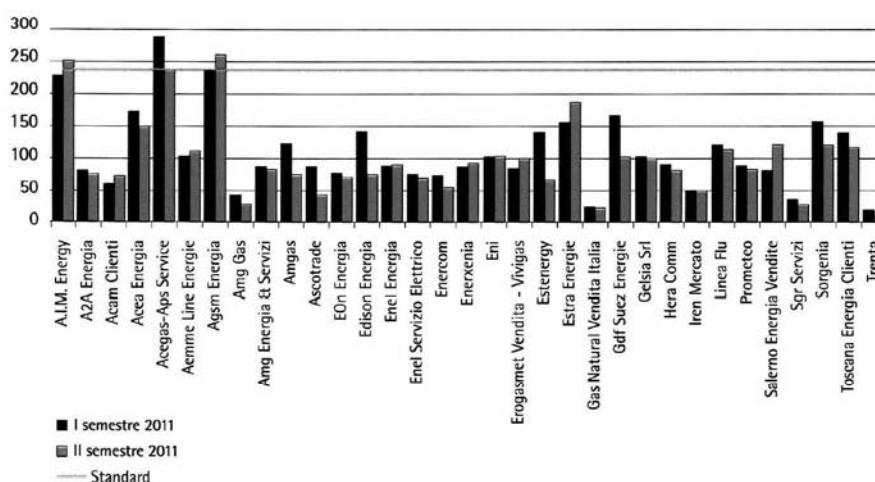
- accesso al servizio (PA); riguarda la disponibilità delle linee telefoniche, i periodi di accessibilità per le chiamate (ampiezza

degli orari e numeri di giorni di apertura dei *call center*), la gratuità delle chiamate anche dalla rete mobile;

- qualità del servizio (PQ); valuta i tempi medi di attesa prima di riuscire a parlare con un operatore, la percentuale di chiamate con risposta di un operatore, la possibilità per il cliente di essere richiamato, la segnalazione del numero di chiamate che precedono in coda o del tempo stimato di attesa, la semplicità dell'albero di navigazione in fase di accesso, l'eventuale presenza di un portale internet, l'adozione di iniziative con le associazioni dei consumatori;
- grado di soddisfazione dei clienti che si rivolgono ai *call center* (PSC); questo punteggio è ricavato da una indagine statistica che l'Autorità effettua semestralmente, e che consiste nel

FIG. 4.2

Tempo medio di attesa dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali nel 2011



richiamare un campione di clienti di ogni impresa di vendita che hanno telefonato ai *call center*, al fine di verificarne il livello di soddisfazione in relazione alle chiamate appena effettuate.

La graduatoria consente una valutazione comparativa dei servizi offerti dalle singole aziende di vendita e uno stimolo al miglioramento basato sulla performance registrata dalle maggiori aziende di vendita.

I SEMESTRE 2011			II SEMESTRE 2011		
RANK	VENDITORE	PUNTEGGIO	RANK	VENDITORE	PUNTEGGIO
1	Enel Servizio Elettrico	97,5	1	Enel Servizio Elettrico	97,3
2	Enel Energia	93,3	2	Enel Energia	95,6
3	Eni	88,9	3	Eni	93,5
4	Linea Più	86,8	5	Trenta	89,2
5	Trenta	81,7	4	Linea Più	88,5
6	Sorgenia	81,3	7	E.On Energia	85,6
7	E.On Energia	79,8	6	Sorgenia	82,6
8	Hera Comm	78,4	12	Gas Natural Vendita Italia	81,6
9	SGR Servizi	78,3	8	Hera Comm	80,6
10	A2A Energia	77,6	10	A2A Energia	79,1
11	Gdf Suez Energie	77,0	9	SGR Servizi	79,0
12	Gas Natural Vendita Italia	76,5	11	Gdf Suez Energie	76,7
13	Toscana Energia Clienti	73,9	13	Toscana Energia Clienti	74,7
14	Enercom	72,3	15	Edison Energia	71,7
15	Edison Energia	72,2	17	Aemme Linea Energie	70,3
16	Amgas	72,1	19	Iren Mercato	68,0
17	Aemme Linea Energie	70,6	21	Estenergy	68,0
18	Enerxenia	67,2	23	Erogasmet Vendita - Vivigas	67,8
19	Iren Mercato	66,1	33	A.I.M. Energy	67,3
20	Ascotrade	66,1	28	Accea Energia	63,9
21	Estenergy	63,9	22	Amg Gas	63,4
22	Amg Gas	61,4	14	Enercom	63,1
23	Erogasmet Vendita - Vivigas	59,4	24	Gelsia	62,0
24	Gelsia	59,1	27	Acam Clienti	59,4
25	Amga Energia & Servizi	57,4	20	Ascotrade	57,6
26	Estra Energie	56,2	25	Amga Energia & Servizi	55,7
27	Acam Clienti	55,1	31	Agsm Energia	43,7
28	Accea Energia	54,6	29	Prometeo	43,4
29	Prometeo	52,7	32	Acegas-Aps Service	39,9
30	Salerno Energia Vendite	50,6	16	Amgas	39,8
31	Agsm Energia	50,5	18	Enerxenia	37,8
32	Acegas - Aps Service	47,4	26	Estra Energie	37,6
33	A.I.M. Energy	46,7	30	Salerno Energia Vendite ^(A)	-

(A) Nel precedente semestre non ha partecipato all'indagine sui call center.

TAV. 4.5

Aziende di vendita di energia elettrica e gas interessate alla pubblicazione comparativa nel I e nel II semestre 2011 (punteggio globale IQT)

Valutazione dei reclami e risoluzione delle controversie dei consumatori

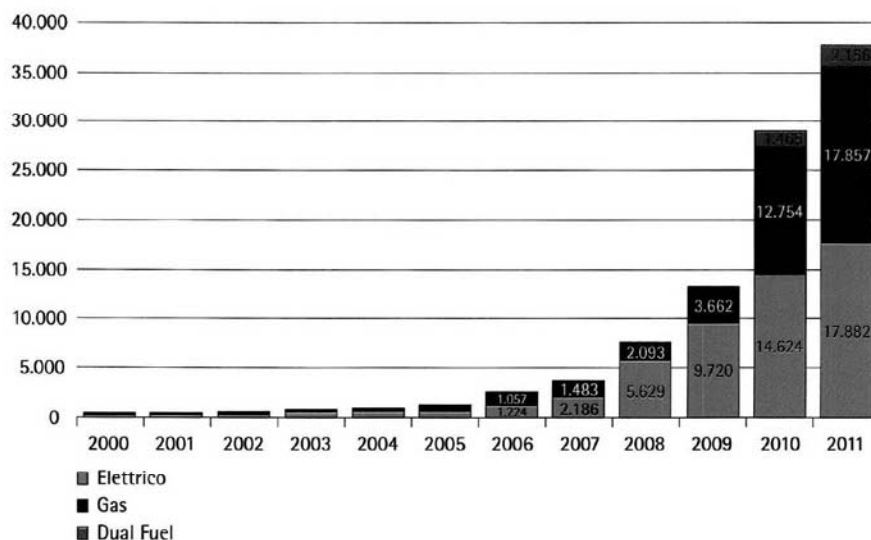
Secondo quanto previsto dalla delibera istitutiva GOP 28/08 e dal regolamento a essa allegato, lo Sportello svolge attività materiali, informative e conoscitive anche preparatorie e strumentali nell'ambito della valutazione di reclami, istanze e segnalazioni, presentati da clienti finali e dalle loro associazioni rappresentative. Il servizio, attivo dall'1 dicembre 2009, è svolto in avvalimento da parte della società Acquirente unico. Tale assetto è confermato dalla previsione contenuta nell'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11, il quale ha stabilito che «l'Autorità per l'energia elettrica e il gas assicura il trattamento efficace dei reclami [e delle procedure di conciliazione] dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale ed energia elettrica avvalendosi dell'Acquirente unico». Il numero di "pratiche" (reclami, richieste di informazioni e segnalazioni), ricevute dallo Sportello nel corso del 2011,

ammonta a 38.361, con un aumento del 29% rispetto all'anno 2010. In particolare tale aumento, come meglio descritto di seguito, ha interessato in maniera considerevole le pratiche relative ai bonus (+132%), nello specifico riguardanti il bonus gas. Nel primo trimestre 2012 lo Sportello ha già aperto 10.458 nuove pratiche. Tale numero rappresenta il numero di fascicoli aperti dallo Sportello nel periodo, ma a fronte di ciascun fascicolo pervengono di norma allo Sportello più comunicazioni.

Lo Sportello svolge le attività di gestione dei reclami, istanze e segnalazioni, 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 alla Direzione consumatori dell'Autorità solo reclami compiutamente istruiti che devono essere oggetto di valutazione da parte dell'Autorità stessa.

FIG. 4.3

Andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni complessivamente ricevute dall'Autorità e dallo Sportello per il consumatore di energia



Nella figura 4.3 è illustrato l'andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevute, prima dell'1 dicembre 2009, dall'Autorità e successivamente dallo Sportello. È evidente una significativa crescita, dovuta sia ai processi di liberalizzazione che notoriamente comportano un maggior numero di reclami, sia ai nuovi strumenti messi a disposizione dall'Autorità per la tutela e l'informazione dei clienti finali, nonché a una loro maggior consapevolezza circa i propri diritti. La tracciatura completa della tipologia di fornitura *dual fuel* è in atto solo dal 2010, a seguito della sempre maggior diffusione di tale tipologia di contratto.

Settore elettrico

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2011 e il 31 dicembre 2011, il totale delle comunicazioni è stato pari a 37.895; quelle relative al settore elettrico sono state 17.882 (circa il 47,2% del totale). Si rileva un lieve decremento rispetto al 2010, quando le medesime comunicazioni erano pari al 49,3% del totale. Mutamenti molto lievi hanno riguardato le proporzioni tra reclami (92,2%), le richieste di informazioni (7,7%) e le segnalazioni (0,1%). Per quanto riguarda le segnalazioni, il loro numero, anche in termini numerici e non solo percentuali, è comunque esiguo.

	2010		2011		I TRIM. 2012	
	ELETTRICO	TOTALE ^(A)	ELETTRICO	TOTALE ^(A)	ELETTRICO	TOTALE ^(A)
Reclami	13.439	26.383	16.496	34.799	5.418	10.048
Richieste di informazione	1.141	2.368	1.371	3.020	226	396
Segnalazioni	44	92	15	76	3	14
TOTALE COMUNICAZIONI	14.624	28.843	76	37.895	5.647	10.458

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

TAV. 4.6

Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2010, nel 2011 e nel I trimestre 2012

Dall'analisi dei dati contenuti nella tavola 4.7 emerge che gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2011 sono i seguenti: fatturazione 3.853 (22%), mercato 3.307 (18%), bonus 6.039 (34%), contratti 2.133 (12%), allacciamenti 966 (5%), per un totale di 16.298 comunicazioni pervenute. In tali rapporti percentuali, rispetto al precedente anno 2010 si nota in particolare il considerevole aumento delle comunicazioni relative ai bonus, la diminuzione significativa di quelle inerenti all'argomento "mercato" e le lievi riduzioni di quelle riguardanti i contratti e le fatturazioni. Le comunicazioni sull'argomento "fatturazioni" interessano principalmente le problematiche relative alla corretta quantificazione dei consumi, alla periodicità di fatturazione e all'invio delle bollette; quelle inerenti all'argomento "mercato" afferiscono, invece, soprattutto alle problematiche che riguardano l'effettivo rispetto del Codice di condotta commerciale, approvato dall'Autorità, e la regolarità dei cambi di fornitore.

Per quel che pertiene le comunicazioni in materia di bonus elettrico, esse si sono concentrate sulla mancata erogazione del bonus, su problematiche in merito alla validazione della domanda da parte del gestore del sistema e sulle modalità di presentazione delle domande presso i Comuni, i centri di assistenza fiscale o altri istituti eventualmente designati dai Comuni. Per quanto attiene alle comunicazioni relative ai contratti, le principali problematiche manifestatesi hanno riguardato il recesso e la cessazione della fornitura, le vulture e i distacchi. Infine, con riferimento alle tematiche degli allacciamenti e dei lavori, le comunicazioni ricevute si sono riferite principalmente alle variazioni di potenza e ai subentri. In questo paragrafo e nei successivi si forniscono, per completezza, anche i dati parziali per argomento riferiti al primo trimestre 2012. Vengono tuttavia tralasciati commenti e valutazioni relativi al trend dei reclami per argomento, in quanto è preferibile una stima sui dati dell'anno intero.

TAV. 4.7

Argomenti delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2010, nel 2011 e nel I trimestre 2012.

ARGOMENTI	GEN.-MAR.	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	TOTALE	QUOTE
ANNO 2010						
Fatturazione	974	959	749	941	3.623	25%
Mercato	811	1.045	990	921	3.767	26%
Bonus	277	314	782	1.016	2.389	16%
Contratti	586	599	527	559	2.271	16%
Allacciamenti/lavori	197	232	199	268	896	6%
Prezzi e tariffe	206	193	169	107	675	5%
Qualità tecnica	159	92	129	133	513	4%
Misura	41	57	36	49	183	1%
Qualità commerciale	32	25	52	49	158	1%
Non competenza	18	40	20	22	100	1%
TOTALE CLASSIFICATI	3.301	3.556	3.653	4.065	14.575	100%
Non classificati	10	18	16	5	49	-
TOTALE CASI	3.311	3.574	3.669	4.070	14.624	-
ANNO 2011						
Fatturazione	999	971	845	1.038	3.853	22%
Mercato	900	905	742	760	3.307	18%
Bonus	20.21	1.795	1.165	1.058	6.039	34%
Contratti	500	592	489	552	2.133	12%
Allacciamenti/lavori	264	289	209	204	966	5%
Prezzi e tariffe	125	104	84	129	442	2%
Qualità tecnica	150	116	195	162	623	3%
Misura	49	55	66	97	267	1%
Qualità commerciale	39	40	25	33	137	1%
Non competenza	31	27	23	30	111	1%
TOTALE CLASSIFICATI	5.078	4.894	3.843	4.063	17.878	100%
Non classificati	2	0	0	2	4	-
TOTALE CASI	5.080	4.894	3.843	4.064	17882	-
ANNO 2012						
Fatturazione	1.370	-	-	-	-	24%
Mercato	972	-	-	-	-	17%
Bonus	864	-	-	-	-	15%
Contratti	649	-	-	-	-	12%
Allacciamenti/lavori	274	-	-	-	-	5%
Prezzi e tariffe	156	-	-	-	-	3%
Qualità tecnica	1.140	-	-	-	-	20%
Misura	116	-	-	-	-	2%
Qualità commerciale	58	-	-	-	-	1%
Non competenza	44	-	-	-	-	1%
TOTALE CLASSIFICATI	5.643	-	-	-	-	100%
Non classificati	4	-	-	-	-	-
TOTALE CASI	5.647	-	-	-	-	-

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

Settore gas

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2011, del totale di comunicazioni ricevute dallo Sportello, pari a 37.895, quelle relative al settore gas sono state 17.857 (circa il 47,1%). Rispetto al 2010 il numero delle comunicazioni è cresciuto del

40%, aumento dovuto in buona parte all'implementazione del bonus gas. Sempre rispetto al precedente periodo è lievemente cresciuta la percentuale dei reclami (92%) e leggermente diminuita quella delle richieste di informazione (7%). Rimane sostanzialmente stabile la percentuale delle segnalazioni, esigue in valore assoluto.

	2010		2011		I TRIM. 2012	
	GAS	TOTALE ^(A)	GAS	TOTALE ^(A)	GAS	TOTALE ^(A)
Reclami	11.611	26.383	16.411	34.799	4.080	10.048
Richieste di informazione	1.100	2.368	1.391	3.020	120	396
Segnalazioni	43	92	55	76	11	14
TOTALE	12.754	28.843	17.857	37.895	4.211	10.458

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

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

TAV. 4.8

Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2010, nel 2011 e nel I trimestre 2012

Gli argomenti più frequenti nelle comunicazioni ricevute dallo Sportello nel 2011, suscettibili di classificazione, sono i seguenti: il bonus 9.268 (52%), fatturazione 4.087 (23%), mercato 1.850 (10%), contratti 1.223 (7%), allacciamenti e lavori 586 (3%). In tali rapporti percentuali, rispetto all'anno 2010 si nota in particolare il notevole aumento dei reclami sul bonus gas, accompagnato dalla correlativa diminuzione delle percentuali di reclami riguardanti altri argomenti (quali fatturazioni, mercati, contratti ecc.). Come accaduto nel 2010, l'aumento in termini assoluti del numero di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni è dovuto principalmente alla quantità più che raddoppiata dei reclami relativi al bonus. In particolare, con riferimento a tale argomento le principali problematiche sono inerenti alla mancata erogazione del bonus e a questioni che si riferiscono alla presentazione della domanda, tra cui il rigetto della stessa per mancata coincidenza dei dati indicati con quelli a disposizione del distributore.

Per quanto riguarda la fatturazione, le principali questioni sollevate hanno avuto a oggetto i consumi (consumi fatturati in acconto, conguagli, richieste di rettifica), il rispetto della regolare periodicità di fatturazione e l'effettuazione delle letture o la presa in considerazione delle autoletture del contatore. In merito al mercato, la maggior parte delle comunicazioni ha interessato problematiche relative al cambio di fornitore e alla doppia fatturazione, oltre a questioni di presunta violazione del Codice di condotta commerciale approvato dall'Autorità. Con riferimento all'argomento "contratti", la maggior parte delle comunicazioni ha riguardato l'esercizio del diritto di recesso e la cessazione della fornitura, le vulture e l'effettuazione di distacchi.

Infine, con riferimento all'argomento relativo agli allacciamenti e agli altri lavori i reclami si sono concentrati su questioni inerenti ai subentri, alle attivazioni e ai tempi di effettuazione di tali prestazioni.

TAV. 4.9

Argomenti delle comunicazioni
relative al settore gas ricevute
dallo Sportello
per il consumatore
di energia nel 2010, nel 2011
e nel I trimestre 2012

ARGOMENTI	GEN.-MAR.	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	TOTALE	QUOTE
ANNO 2010						
Bonus	29	33	1.488	2.480	4.030	32%
Fatturazione	875	854	760	983	3.472	27%
Mercato	533	505	403	507	1.948	15%
Contratti	328	349	263	268	1.208	10%
Allacciamenti/lavori	156	112	126	210	604	5%
Prezzi e tariffe	234	130	367	259	990	8%
Misura	63	54	48	79	244	2%
Qualità commerciale	13	15	21	22	71	1%
Non competenza	35	30	20	36	121	1%
Qualità tecnica	9	8	2	8	27	0%
TOTALE CLASSIFICATI	2.275	2.090	3.498	4.852	12.715	100%
Non classificati	9	14	14	2	39	-
TOTALE CASI	2.284	2.104	3.512	4.854	12.754	-
ANNO 2011						
Bonus	2.843	2.914	1.610	1.901	9.268	52%
Fatturazione	1.057	1.137	897	996	4.087	23%
Mercato	556	576	368	350	1.850	10%
Contratti	292	327	262	342	1.223	7%
Allacciamenti/lavori	166	138	126	156	586	3%
Prezzi e tariffe	107	71	35	47	260	1%
Misura	52	80	62	77	271	2%
Qualità commerciale	22	24	18	34	98	1%
Non competenza	66	31	31	49	177	1%
Qualità tecnica	15	9	5	7	36	0%
TOTALE CLASSIFICATI	5.176	5.307	3.414	3.959	17.856	100%
Non classificati	-	-	-	1	1	-
TOTALE CASI	5.176	5.307	3.414	3.960	17.857	-
ANNO 2012						
Fatturazione	1.871	-	-	-	-	44%
Mercato	1.181	-	-	-	-	28%
Bonus	393	-	-	-	-	9%
Contratti	368	-	-	-	-	9%
Allacciamenti/lavori	142	-	-	-	-	3%
Prezzi e tariffe	34	-	-	-	-	1%
Qualità tecnica	11	-	-	-	-	0%
Misura	96	-	-	-	-	2%
Qualità commerciale	56	-	-	-	-	1%
Non competenza	59	-	-	-	-	1%
TOTALE CLASSIFICATI	4.211	-	-	-	-	100%
Non classificati	-	-	-	-	-	-
TOTALE CASI	4.211	-	-	-	-	-

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

Contratti di fornitura congiunta

Con riferimento alle comunicazioni relative a forniture congiunte di energia elettrica e di gas (c.d. *dual fuel*) giunte allo Sportello nel 2011, il loro numero complessivo ammonta a 2.156, pari a circa il 6% del totale. Si riscontra pertanto una crescita tendenziale dei reclami riguardanti tale tipologia di fornitura, segno, verosimilmente, della maggiore diffusione di questa formula contrattuale.

Benché si tratti di numeri ancora modesti, possono tuttavia sin da ora segnalarsi le problematiche più ricorrenti. Il numero più significativo di reclami riguarda l'argomento mercato. Seguono, nell'ordine, comunicazioni relative alla gestione delle pratiche relative al *bonus* (clienti che rilevano problemi con riguardo sia al *bonus* gas sia a quello elettrico) e quelle inerenti alla fatturazione. Assai modesti sono infine i numeri delle comunicazioni che interessano i prezzi e le tariffe, gli allacciamenti e i lavori, nonché la qualità commerciale.

	2010		2011		I TRIM. 2012	
	DUAL FUEL	TOTALE ^(A)	DUAL FUEL	TOTALE ^(A)	DUAL FUEL	TOTALE ^(A)
Reclami	1.333	26.383	1.892	34.799	550	10.048
Richieste di informazione	127	2.368	258	3.020	50	396
Segnalazioni	5	92	6	76	0	14
TOTALE	1.465	28.843	2.156	37.895	600	10.458

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

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

TAV. 4.10

Comunicazioni relative a forniture dual fuel ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2010, nel 2011 e nel I trimestre 2012

TAV. 4.11

Argomenti delle comunicazioni relative alle forniture dual fuel ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2010, nel 2011 e nel I trimestre 2012

ARGOMENTI	GEN.-MAR.	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	TOTALE	QUOTE
ANNO 2010						
Mercato	89	164	213	222	688	47%
Bonus	16	17	108	181	322	22%
Fatturazione	78	67	57	81	283	19
Contratti	33	40	23	33	129	9%
Prezzi e tariffe	9	3	10	5	27	2%
Allacciamenti/lavori	-	2	1	1	4	0%
Qualità commerciale	-	1	2	2	5	0%
Non competenza	2	3	-	-	5	0%
Misura	1	-	-	1	2	0%
Qualità tecnica	-	-	-	-	0	0%
TOTALE CLASSIFICATI	228	297	414	526	1.465	100%
Non classificati	-	-	-	-	-	-
TOTALE CASI	228	297	414	526	1.465	-
ANNO 2011						
Mercato	193	245	166	158	762	35%
Bonus	179	179	118	153	629	29%
Fatturazione	114	113	85	133	445	21%
Contratti	57	59	50	61	227	11%
Prezzi e tariffe	9	9	7	8	33	2%
Allacciamenti/lavori	8	8	3	10	29	1%
Qualità commerciale	1	10	8	2	21	1%
Non competenza	1	1	1	5	8	0%
Misura	-	1	-	1	2	0%
Qualità tecnica	-	-	-	-	0	0%
TOTALE CLASSIFICATI	562	625	438	531	2.156	100%
Non classificati	-	-	-	-	-	-
TOTALE CASI	562	625	438	531	2.156	-
ANNO 2012						
Fatturazione	187	-	-	-	-	31%
Mercato	181	-	-	-	-	30%
Bonus	124	-	-	-	-	21%
Contratti	80	-	-	-	-	13%
Allacciamenti/lavori	7	-	-	-	-	1%
Prezzi e tariffe	10	-	-	-	-	2%
Qualità tecnica	-	-	-	-	-	0%
Misura	1	-	-	-	-	0%
Qualità commerciale	7	-	-	-	-	1%
Non competenza	3	-	-	-	-	1%
TOTALE CLASSIFICATI	600	-	-	-	-	100%
Non classificati	-	-	-	-	-	-
TOTALE CASI	600	-	-	-	-	-

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione 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 sia che l'Autorità assicuri il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale ed energia elettrica avvalendosi dell'Acquirente Unico, sia che l'Autorità vigili affinché siano applicati i principi in materia di tutela dei consumatori, di cui all'Allegato I alle citate direttive.

In ragione del quadro normativo e dei provvedimenti precedentemente adottati dall'Autorità in materia di conciliazioni paritetiche, con la delibera 1 giugno 2001, VIS 65/11, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva sulla diffusione e sull'impatto delle procedure alternative di risoluzione delle controversie nel settore energetico. Detta indagine, i cui risultati sono stati acquisiti dall'Autorità con la successiva delibera VIS 98/11, ha permesso di disporre degli elementi informativi necessari alla valutazione dei progetti precedentemente avviati a sostegno delle procedure conciliative e alla proposizione di soluzioni aggiuntive, comunque funzionali alla diffusione dello strumento della conciliazione e a un'efficace soluzione del relativo contenzioso.

Il Rapporto di sintesi degli esiti dell'indagine conoscitiva è basato sulle informazioni e sui dati forniti dalle imprese e dalle associazioni di consumatori – che risultano parti di Protocolli di intesa relativi a procedure di negoziazione paritetica – in esito alla compilazione di questionari appositamente predisposti dalla Direzione consumatori dell'Autorità. Il Rapporto dà inoltre conto degli elementi informativi

trasmessi da alcune Camere di commercio.

Il Rapporto presenta per di più una ricognizione del quadro normativo vigente in materia di soluzione extragiudiziale delle controversie non solo nei settori di competenza – con illustrazione delle iniziative già poste in essere dall'Autorità – ma provvede significativamente a rappresentare le esperienze maturate in altri settori. Il documento espone infine le valutazioni conclusive sull'impatto delle procedure analizzate e sulle relative criticità, e formula alcune ipotesi in merito a eventuali ulteriori interventi attuabili dall'Autorità.

L'esito dell'indagine conoscitiva ha rappresentato un imprescindibile strumento per l'adozione delle decisioni più opportune, da parte dell'Autorità, nella direzione della definizione di nuovi interventi a favore dei clienti finali del settore energetico nel campo delle procedure extragiudiziali di risoluzione delle controversie, come previsto dal recepimento delle direttive del Terzo pacchetto energia.

Con la delibera 15 dicembre 2011, ARG/com 183/11, l'Autorità ha difatti avviato un procedimento al fine di provvedere alla promozione della conciliazione quale procedura alternativa di risoluzione delle controversie tra imprese e clienti finali e all'attuazione di quanto previsto dall'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11; ciò in armonia con le previsioni della legge istitutiva n. 481/95 e con interventi volti a garantire la disponibilità di una pluralità di procedure con adeguati requisiti di accessibilità, efficacia ed economicità per i clienti.

Iniziative a favore dei clienti vulnerabili

Da gennaio 2009, per le forniture di energia elettrica, e da dicembre 2009, per quelle di gas, è attivo un meccanismo di tutela specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute. Le famiglie che attualmente ricevono il bonus elettrico e il bonus gas sono circa 1.700.000. Il sistema prevede che le due agevolazioni siano cumulabili come è cumulabile l'agevolazione riconosciuta ai malati che utilizzano in casa apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita. Nei suoi aspetti operativi il sistema è regolato dalla delibera 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, per l'energia elettrica e dalla delibera 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09, per il gas. Tale meccanismo ha inoltre previsto il riconoscimento della quota retroattiva valida dall'1 gennaio 2008 per i clienti elettrici e dall'1 gennaio 2009 per i clienti gas.

Bonus elettrico

Alla data del 15 marzo 2012 le richieste di bonus che hanno superato tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da

parte dei Comuni e delle imprese distributrici di energia elettrica, e sono state quindi ammesse fino a tale data all'agevolazione, sono oltre 3 milioni, compresi i rinnovi.

Il valore della compensazione per l'anno 2012 è stato adeguato contestualmente all'aggiornamento tariffario relativo al primo trimestre 2012. Gli importi della compensazione sono riportati nella tavola 4.12. Il valore della compensazione varia negli anni a seconda della spesa media del cliente domestico tipo⁸.

I clienti che a marzo 2011 hanno richiesto e ottenuto l'agevolazione per disagio fisico sono più di 16.500. Il numero degli aventi diritto è tuttavia destinato ad aumentare a seguito dell'emanazione del decreto del Ministero della salute (decreto 13 dicembre 2011) che individua le apparecchiature medico-terapeutiche alimentate a energia elettrica, necessarie per il mantenimento in vita. Tale provvedimento dà attuazione a quanto stabilito dal decreto interministeriale 28 dicembre 2007, che demandava al Ministero della salute l'adozione di apposite misure al fine di individuare le apparecchiature utilizzate dai clienti in gravi condizioni di salute. A seguito di tale decreto l'Autorità ha avviato un procedimento

TAV. 4.12

Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico e fisico
€/anno per punto di prelievo

	2008	2009	2010 - 2011	2012
DISAGIO ECONOMICO				
Numerosità familiare 1-2 componenti	60	58	56	63
Numerosità familiare 3-4 componenti	78	75	72	81
Numerosità familiare oltre 4 componenti	135	130	124	139
DISAGIO FISICO	150	144	138	155

⁸ Il decreto 28 dicembre 2007 prevede che il bonus produca una riduzione della spesa per la fornitura di energia elettrica dell'utente medio pari, indicativamente, al 20%. Pertanto, ai sensi della delibera ARG/elt 117/08, il valore annuo del bonus viene aggiornato applicando, al valore in vigore nell'anno precedente, la variazione percentuale della spesa media del cliente domestico tipo, con tariffa D2 e consumo pari a 2.700 kWh/anno, servito in maggior tutela, al netto degli oneri fiscali, registrata nei quattro trimestri antecedenti l'aggiornamento.

(delibera 14 aprile 2011, ARG/elt 46/11) per dare piena attuazione al nuovo quadro normativo. Infatti, l'individuazione delle apparecchiature da parte del ministero rende possibile effettuare valutazioni più puntuali riguardo l'adeguatezza dell'ammontare del bonus elettrico già previsto. Per tale valutazione occorre effettuare una raccolta di dati e informazioni indispensabili per la revisione delle previsioni stabilite con la delibera ARG/elt 117/08. Infatti, per la formazione di provvedimenti in materia di agevolazione per i malati gravi è necessario disporre di dati tecnici specifici relativi alle apparecchiature mediche definite dal decreto, nonché di informazioni riguardanti le diverse modalità di utilizzo e la numerosità dei clienti che ne necessitano. Tali informazioni esulano però dalla competenza dell'Autorità, che deve quindi reperirle presso le competenti strutture; gli approfondimenti degli Uffici si sono rivelati più difficoltosi del previsto e pertanto è stato necessario prorogare al 30 giugno 2012 i termini per l'adozione dei provvedimenti necessari per la completa attuazione del quadro normativo.

Sulla base delle prime verifiche, le compensazioni erogate per gli anni 2008, 2009, 2010 e 2011 ammonterebbero complessivamente a circa 300 milioni di euro. I relativi oneri sono inclusi tra quelli generali afferenti al sistema elettrico e sono coperti dalla componente As, pagata da tutti i clienti che non godono del bonus elettrico.

Con la delibera 9 dicembre 2009, VIS 141/09, L'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva finalizzata a verificare eventuali criticità nello stato di attuazione della disciplina del bonus sociale da parte delle imprese distributrici e venditrici di energia elettrica. Tale istruttoria si è conclusa con la delibera 21 aprile 2011, VIS 52/11, dalla quale sono emerse numerose criticità nella gestione del meccanismo di compensazione da parte delle imprese sia distributrici e di vendita.

Dall'istruttoria è risultato che tutte le imprese distributrici, a eccezione di una, sono accreditate e collegate al sistema SGAt, ma pure che numerose imprese distributrici presentano difficoltà nel gestire le richieste di bonus nei tempi previsti dalla delibera ARG/elt 117/08; tale difficoltà è riferita sia alla verifica dei requisiti richiesti per l'ammissione all'agevolazione delle domande di bonus, sia all'inserimento dei bonus nei cicli di fatturazione, con conseguenti possibili ritardi nel trasferimento delle compensazioni ai clienti finali. Dalle ulteriori verifiche in corso con le imprese distributrici interessate tali problemi risulterebbero in via di superamento.

L'art. 4, comma 1-bis, lettera e), del decreto legge 9 ottobre 2008, n. 155, convertito con modificazioni dalla legge 4 dicembre 2008, n. 190, prevede l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti che non lo avessero già richiesto autonomamente tramite il canale ordinario stabilito dalla normativa.

Il decreto interministeriale n. 70341 del 14 settembre 2009 del Ministero dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministero del lavoro, della salute e delle politiche sociali e con il Ministero dello sviluppo economico, stabilisce che l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti venga attuata tramite lo scambio di informazioni tra il sistema informativo di gestione del bonus sociale (SGAt) e il sistema informativo di gestione della Carta acquisti (SICA), demandando all'Autorità la definizione delle modalità operative per rendere possibile l'integrazione.

Con la delibera 18 ottobre 2010, ARG/elt 175/10, sono state definite le modalità operative per consentire l'estensione del bonus ai beneficiari della Carta acquisti e il meccanismo è divenuto operativo a partire da giugno 2011. A tutt'oggi il sistema SGAt ha elaborato circa 23.400 richieste di attivazione di bonus provenienti dal sistema SICA per i titolari della Carta acquisti. Di queste, circa 12.000 sono risultate riconducibili a clienti che avevano già richiesto il bonus e quindi a clienti che erano già agevolati, mentre oltre 6.600 sono le agevolazioni attivate tramite detto sistema.

Tariffa sociale gas

Coerentemente con le disposizioni del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, che ha consentito il completo superamento del precedente sistema di tutela sociale disciplinato dalla delibera 29 settembre 2004, n. 170/04, l'Autorità ha definito le modalità operative del meccanismo di compensazione per la spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale con la delibera ARG/gas 88/09.

Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del regime di compensazione, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, la componente GS, posta a carico dei clienti diversi dai clienti domestici.

Il sistema di gestione del bonus gas è attivo dal 15 dicembre 2009, con applicazione retroattiva a tutto l'anno 2009.

Alla data del 15 marzo 2012 le istanze di bonus gas presentate

presso i Comuni e ammesse all'agevolazione sono state circa 700.000. Le compensazioni erogate per gli anni 2009, 2010 e 2011, quota ordinaria e retroattiva, hanno complessivamente un valore stimato in circa 200 milioni di euro.

Gli importi della compensazione per gli anni 2009, 2010, 2011 e 2012 sono riportati nella tavola 4.13. Il valore della compensazione per l'anno 2012 è stato definito contestualmente all'aggiornamento tariffario dello scorso dicembre.

TAV. 4.13

Ammontare del bonus gas
per i clienti in stato
di disagio economico
€/anno per punto di riconsegna

COMPENSAZIONE	ZONA CLIMATICA				
	A/B	C	D	E	F
ANNO 2009					
Famiglie fino a 4 componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	25	25	25	25	25
Riscaldamento	35	50	75	100	135
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	60	75	100	125	160
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	40	40	40	40	40
Riscaldamento	45	70	105	140	190
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	85	110	145	180	230
ANNO 2010					
Famiglie fino a 4 componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	26	26	26	26	26
Riscaldamento	36	52	77	103	138
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	62	78	103	129	164
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	41	41	41	41	41
Riscaldamento	46	72	108	143	195
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	87	113	149	184	236
ANNO 2011					
Famiglie fino a 4 componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	29	29	29	29	29
Riscaldamento	41	58	86	115	154
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	70	87	115	144	183
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	46	46	46	46	46
Riscaldamento	52	81	121	160	218
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	98	127	167	206	264
ANNO 2012					
Famiglie fino a 4 componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	35	35	35	35	35
Riscaldamento	50	70	104	138	185
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	85	105	139	173	220
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	56	56	56	56	56
Riscaldamento	63	98	146	192	262
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	119	154	202	248	318

Conformità della regolazione della tutela dei consumatori con il Terzo pacchetto energia

La tavola 4.14 illustra lo stato di attuazione nel nostro Paese dei compiti che le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE attribuiscono ai regolatori in tema di tutela dei clienti, quantomeno dei clienti

cosiddetti "civili". Dalla lettura della tavola, che sintetizza il quadro sia per il settore elettrico e per quello del gas, emerge che il regolatore italiano ha largamente adempiuto agli obblighi previsti.

TAV. 4.14

Stato di adempimento dell'art. 37, lettera n), e art. 41, lettera o), delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE

Articoli che tutelano i consumatori, assegnando al regolatore l'obbligo di garantire, anche in collaborazione con altre Autorità, l'implementazione dell'Allegato 2, *Misure sulla tutela dei consumatori*

NORMA	LETT.	STATO DI ADEMPIMENTO
COMMA 1		
<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. Inoltre i Testi integrati della qualità tecnica e commerciale della distribuzione gas ed elettrico, in vigore dal 2000 e successivamente aggiornati con periodicità quadriennale, nonché il Testo integrato della qualità commerciale della vendita (Allegato A alla delibera ARG/com 164/08) stabiliscono i livelli di servizio minimi che devono essere rispettati dai distributori e dai venditori e gli indennizzi automatici per i clienti nel caso di mancato rispetto di tali livelli minimi. Attualmente l'unico indennizzo non ancora previsto è quello relativo alla fatturazione tardiva, mentre per la 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.
<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.

TAV. 4.14 - SEQUE

Stato di adempimento dell'art. 37, lettera n), e art. 41, lettera o), delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE

Articoli che tutelano i consumatori, assegnando al regolatore l'obbligo di garantire, anche in collaborazione con altre Autorità, l'implementazione dell'Allegato 2, Misure sulla tutela dei consumatori

NORMA	LETT.	STATO DI ADEMPIMENTO
<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>		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.
<i>I clienti sono protetti dai metodi di vendita sleali e ingannevoli.</i>		Tutela generale dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato. Tutela specifica Codice di condotta commerciale.
<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 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. La delibera ARG/com 183/11 ha avviato procedimenti per la formazione di provvedimenti in materia di procedure di conciliazione dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale ed energia elettrica.
<i>Beneficino di informazioni sui loro diritti in materia di servizio universale. Informazioni ai clienti allacciati alla rete gas sui loro diritti di essere approvvigionati.</i>	g)	Le informazioni di riferimento per i consumatori sono contenute nel sito web dell'Autorità, nella apposita pubblicazione l'Atlante dei diritti dei consumatori.
<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 roll out degli smart meters è pressoché completato. Nel settore del gas naturale, con il documento per la consultazione DCO 4/11, l'Autorità ha proposto un aggiornamento delle tempistiche per il roll out dei contatori gas, previste dalla delibera ARG/gas 155/08.

Efficienza energetica negli usi finali

Il 2011 è stato il settimo anno di attuazione del meccanismo dei cosiddetti "certificati bianchi" o "Titoli di efficienza energetica" (TEE). Sin dalla sua prima introduzione⁹, all'Autorità è stato affidato il compito di definirne e aggiornarne la regolazione attuativa, gestirne l'attuazione, monitorarne i risultati e proporre modifiche o integrazioni della normativa orientate ad aumentarne l'efficacia o a superare eventuali criticità. Nel corso del 2011 è stato emanato il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, che ha introdotto alcuni elementi di riforma del sistema, demandandone la definizione di alcuni a futuri decreti attuativi, a oggi ancora non emanati.

Nel frattempo, sia il Piano d'azione nazionale sulle fonti rinnovabili del 2010, sia i due Piani d'azione nazionali sull'efficienza energetica (PAEE) del 2007 e del 2010 hanno confermato l'intenzione del legislatore di estendere la durata temporale del meccanismo al fine di concorrere al conseguimento degli obiettivi del cosiddetto "Pacchetto energia-clima 20-20-20" al 2020.

Nel corso del 2011 l'attività dell'Autorità si è concentrata sulla revisione della regolazione tecnica del meccanismo, che ha portato alla pubblicazione della delibera 27 ottobre 2011, EEN 9/11, con la quale sono state approvate le *Nuove linee guida* per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica. In aggiunta, l'attività è stata volta:

- all'attuazione del sistema, attraverso: la valutazione e la

certificazione degli interventi presentati dagli operatori per l'ottenimento dei TEE, in modo da attestare i risparmi energetici conseguiti; l'assegnazione e la verifica di conseguimento degli obiettivi nazionali annuali fissati dal legislatore; l'erogazione dei relativi contributi tariffari ai distributori adempienti e la gestione di procedimenti sanzionatori nei confronti dei distributori inadempienti;

- all'adeguamento della regolazione economica alle *Nuove linee guida* e al decreto legislativo n. 28/11, rimandando una sua eventuale revisione più profonda in modo da tener conto, nell'analisi, degli impatti delle *Nuove linee guida* sull'equilibrio complessivo del sistema;
- allo sviluppo di nuovi metodi semplificati per la quantificazione dei risparmi energetici conseguiti dai progetti sviluppati dagli operatori (c.d. "schede tecniche") e all'aggiornamento, ove necessario, delle schede tecniche già in vigore;
- al monitoraggio dei risultati quantitativi e qualitativi conseguiti dal meccanismo, inclusa la predisposizione dei relativi rapporti statistici e del *Sesto Rapporto Annuale* sul meccanismo, pubblicato nel marzo 2012, nel quale sono stati presentati e commentati i risultati conseguiti al 31 maggio 2011, le principali tendenze evolutive e le prospettive future, anche alla luce delle novità normative nel frattempo intervenute.

⁹ Il meccanismo è stato introdotto con i decreti ministeriali 24 aprile 2001, successivamente sostituiti dai decreti ministeriali 20 luglio 2004. Il sistema è stato oggetto di revisione e aggiornamento successivi nel 2007, nel 2008 e, più di recente, con il decreto legislativo n. 28/11.

Attività di regolazione

Revisione della regolazione tecnico-economica

Nel dicembre 2010 l'Autorità aveva pubblicato il documento per la consultazione 1 dicembre 2010, DCO 43/10, con il quale erano state avanzate proposte di revisione della regolazione tecnica ed economica del sistema, orientate a potenziarne l'efficacia nel breve e nel più lungo periodo, al fine di contribuire agli obiettivi del Pacchetto energia clima 20-20-20 al 2020 (vedi la precedente *Relazione Annuale*).

Sulla base dell'analisi dei commenti e dei contributi pervenuti su queste proposte, degli approfondimenti effettuati nei successivi incontri con operatori e associazioni di categoria, e tenuto conto delle novità normative nel frattempo intervenute, gli Uffici dell'Autorità hanno elaborato e trasmesso ai competenti ministeri gli orientamenti di riordino e di aggiornamento della regolazione tecnica del sistema (*Linee guida*), che sono stati oggetto di un incontro dedicato nel mese di settembre 2011. Tenuto conto degli ulteriori elementi emersi in tale incontro, con la delibera 15 settembre 2011, EEN 7/11, l'Autorità ha esteso il procedimento di consultazione sulle proposte di aggiornamento delle *Linee guida* convocando un tavolo tecnico con le amministrazioni centrali e gli operatori interessati, finalizzato a verificare l'urgenza di un provvedimento di riordino e riforma delle vigenti *Linee guida*. Al tavolo hanno partecipato, oltre ai rappresentanti del Ministero dello sviluppo economico e del Ministero dell'ambiente, più di 130 tra operatori e associazioni di categoria, che hanno presentato osservazioni e contributi. A chiusura dei lavori del tavolo tecnico, con la delibera EEN 9/11, sono state pubblicate le *Nuove linee guida*, i cui principali contenuti vengono sintetizzati di seguito:

- sono state modificate le modalità di calcolo dei risparmi energetici da riconoscere agli interventi di efficienza energetica, in modo da aumentare, a parità di costo complessivo per il Paese, il livello di incentivazione per gli interventi di installazione di tecnologie e sistemi con maggiore vita tecnica e, dunque, che generano i maggiori

risparmi energetici complessivi, anche oltre il periodo di diritto al rilascio dei TEE (fissato dalla normativa pari a 5 anni per la maggioranza degli interventi);

- è stata considerevolmente ridotta la dimensione minima che i progetti devono raggiungere per poter accedere agli incentivi;
- sono state introdotte semplificazioni e misure di riordino della precedente disciplina, con estensione e razionalizzazione delle tempistiche per la presentazione dei progetti, nonché revisione dei criteri di riconoscimento forfetario alle campagne di formazione/informazione; detto riconoscimento è stato limitato alle campagne che soddisfano specifici requisiti di qualità e sono di supporto a interventi per i quali i risparmi energetici conseguiti non vengono già misurati direttamente;
- sono stati introdotti adeguamenti all'evoluzione normativa, anche al fine di garantire una più efficace verifica del rispetto delle disposizioni in materia di cumulo delle diverse forme di incentivazione;
- sono state introdotte disposizioni volte a prevenire comportamenti opportunistici e a incentivare soprattutto la realizzazione di nuovi investimenti in efficienza energetica, considerato che la vigente normativa (decreto ministeriale 24 luglio 2004 e s.m.i.) prevede che siano ancora ammissibili al rilascio dei TEE progetti realizzati a partire dal 2005;
- è stata prevista l'integrazione delle informazioni già pubblicate sul sito internet dell'Autorità sulle società di servizi energetici, per contribuire a orientare le scelte dei consumatori (progetti realizzati, eventuale certificazione ESCO ai sensi della norma UNI-CEI 11352).

Si è invece ritenuto opportuno posticipare l'eventuale revisione della regolazione economica del meccanismo (criteri per l'aggiornamento annuale del contributo tariffario e regole di funzionamento del mercato dei TEE), in ragione della necessità di valutare con attenzione gli impatti sul meccanismo delle nuove *Linee guida*, sia nel breve periodo (contributo al riequilibrio della

domanda e dell'offerta di TEE), sia nel medio periodo (stimolo alla realizzazione di nuovi investimenti in efficienza).

Determinazione degli obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori nell'anno 2012

Con la delibera 22 dicembre 2011, EEN 13/11, l'Autorità ha determinato gli obiettivi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori obbligati per l'anno 2012 (distributori di energia

elettrica e gas naturale con le cui reti erano connessi almeno 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2010).

In applicazione dei criteri di ripartizione dell'obiettivo nazionale, individuati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, e dei dati comunicati dai soggetti interessati in adempimento alla delibera 28 dicembre 2007, n. 344/07, l'obiettivo complessivo di 6 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) è stato ripartito tra 12 distributori di energia elettrica (3,5 Mtep) e 59 di gas naturale (2,5 Mtep).

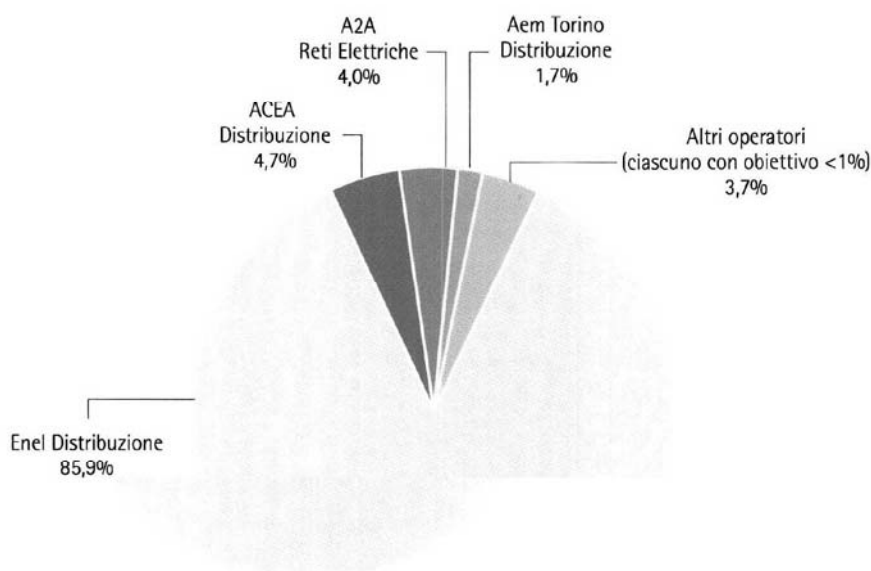
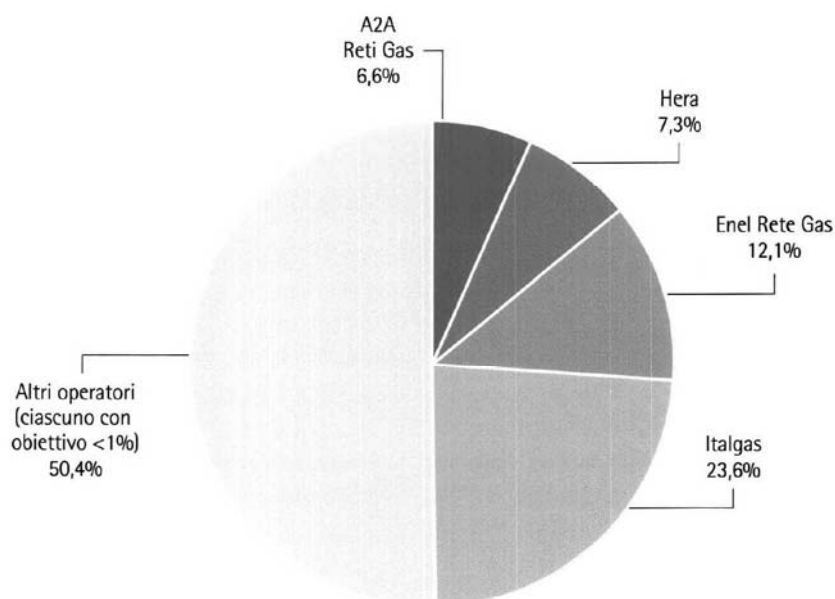


FIG. 4.4

Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica nell'anno 2012

FIG. 4.5

Obiettivi di risparmio energetico
in capo ai distributori di gas
naturale nell'anno 2012



Aggiornamento del contributo tariffario

In attuazione di quanto stabilito dalla delibera 29 dicembre 2008, EEN 36/08, relativamente alle modalità per l'aggiornamento annuale del valore del contributo tariffario unitario da riconoscere ai distributori adempienti agli obblighi di risparmio energetico, con la delibera 24 novembre 2011, EEN 12/11, si è provveduto ad aggiornare tale valore con riferimento agli obiettivi assegnati per il 2012. Coerentemente con i criteri di aggiornamento e, dunque, considerata la crescita del 7,15% registrata nel periodo di riferimento nei prezzi medi dell'energia per i clienti domestici, il valore del contributo unitario per l'anno 2012 è stato ridotto del 7,15%, passando da 93,68 €, tep a 86,98 €/tep. Per effetto di tale diminuzione, risulterà più contenuto l'impatto sulle tariffe elettriche e del gas naturale (+5%), derivante dall'incremento previsto tra gli obiettivi nazionali fissati per il 2011 e quelli per il 2012 (+13%).

Con lo stesso provvedimento, in attuazione di quanto disposto in materia dal decreto legislativo n. 28/11, è stata estesa l'erogazione del contributo ai TEE di tipo IV, introdotti con le *Nuove linee guida*, emessi a certificazione dei risparmi energetici conseguiti nel settore dei trasporti e quantificati attraverso l'impiego di metodologie semplificate (c.d. "schede tecniche").

Elaborazione di nuove schede tecniche

È proseguita l'attività di sviluppo di metodologie semplificate di quantificazione dei risparmi energetici di tipo standardizzato e analitico, le cosiddette "schede tecniche", introdotte dall'Autorità come strumento di semplificazione del meccanismo con le *Linee guida* approvate con la delibera 18 settembre 2003, n. 103/03, rivelatesi elemento fondamentale per l'efficacia e l'affidabilità del sistema. Con la delibera 5 maggio 2011, EEN 4/11, sono state approvate tre nuove schede tecniche standardizzate relative alla realizzazione di sistemi ad alta efficienza per l'illuminazione di gallerie autostradali ed extraurbane principali; realizzazione di nuovi sistemi di illuminazione ad alta efficienza per strade destinate al traffico motorizzato; installazione di corpi illuminanti ad alta efficienza in sistemi di illuminazione esistenti per strade destinate al traffico motorizzato, attraverso una metodologia semplificata rispetto a quella di cui al precedente alinea, applicabile in alcune situazioni specifiche. Le schede sono state sviluppate dagli Uffici dell'Autorità con il supporto della società RSE (nell'ambito della Ricerca di sistema), e alcune di esse sono nate dall'approfondimento di proposte presentate all'Autorità dagli operatori.

Ulteriori interventi hanno riguardato l'aggiornamento della scheda tecnica n. 17* (relativa all'installazione di regolatori di flusso luminoso negli impianti adibiti a illuminazione esterna), mentre è stata revocata la scheda tecnica n. 18*, il cui ambito di applicazione è stato "assorbito" dalle schede di nuova approvazione.

I contributi ricevuti dalla consultazione avviata con il documento per la consultazione 1 dicembre 2010, DCO 44/10, e le ulteriori analisi effettuate con il supporto della società RSE (nell'ambito della Ricerca di sistema) hanno anche consentito di finalizzare due nuove schede tecniche per l'efficientamento energetico

dell'involucro edilizio. Tuttavia, tenuto conto delle novità nel frattempo introdotte dal decreto legislativo n. 28/11 e, segnatamente, della previsione che Enea sviluppasse proposte di nuove schede tecniche anche in relazione a tali interventi (cfr. artt. 29 e 30), nonché della prevista introduzione di un Conto energia termica per gli interventi di efficienza energetica e produzione termica da fonte rinnovabile di piccole dimensioni (cfr. art. 27, comma 1, e art. 28), si è deciso di attendere le evoluzioni normative su questi fronti, al fine di meglio coordinare l'azione con le altre istituzioni interessate.

Attività di gestione e divulgazione

Valutazione di proposte di progetto e di programma di misura

L'attività di valutazione delle proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo, condotta con il supporto di Enea nell'ambito dell'apposita convenzione, ha comportato l'analisi puntuale della rispondenza dei contenuti delle proposte al disposto normativo e regolatorio. Nel complesso sono state valutate 193 proposte, di cui circa il 92% sono state approvate.

Verifica e certificazione dei risparmi energetici

Dall'avvio del meccanismo (1 gennaio 2005) all'1 aprile 2012 sono pervenute all'Autorità circa 7.150 richieste di verifica e di certificazione dei risparmi, relative a circa 11.300 interventi realizzati presso i consumatori finali. Le richieste sono state presentate nel 14% dei casi da distributori obbligati (ottenendo la certificazione del 12% dei risparmi totali) e nel restante 86% dei casi da soggetti non obbligati (ottenendo la certificazione dell'88% dei risparmi), con una predominanza di società di servizi energetici. Nell'ultimo anno sono state presentate all'Autorità più di 2.000 richieste.

All'1 aprile 2012 i risparmi di energia primaria complessivamente certificati dall'Autorità, con il supporto dell'Enea, ammontano a

13.134.910 tep, rispetto a un obiettivo cumulato, da conseguirsi entro la fine di maggio dello stesso anno, pari a 16.101.051 milioni di tep. I risparmi certificati (Fig. 4.6) sono stati conseguiti attraverso:

- * interventi sui consumi elettrici nel settore domestico (per esempio, illuminazione, scaldacqua elettrici, piccoli sistemi fotovoltaici, elettrodomestici, pompe di calore, sistemi di condizionamento: 50% circa);
- * interventi sui consumi per riscaldamento nell'edilizia civile e terziaria (per esempio, caldaie e scaldacqua ad alta efficienza, isolamenti termici degli edifici, solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria: 23% circa);
- * interventi di varia natura nel settore industriale (per esempio, sistemi di cogenerazione per usi di processo, sistemi di decompressione del gas, motori ad alta efficienza, installazione di inverter, gestione calore: 22% circa);
- * interventi di miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti di illuminazione pubblica (2% circa);
- * interventi su sistemi di generazione e distribuzione di vettori energetici in ambito civile (per esempio, interventi su sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento: 3% circa).

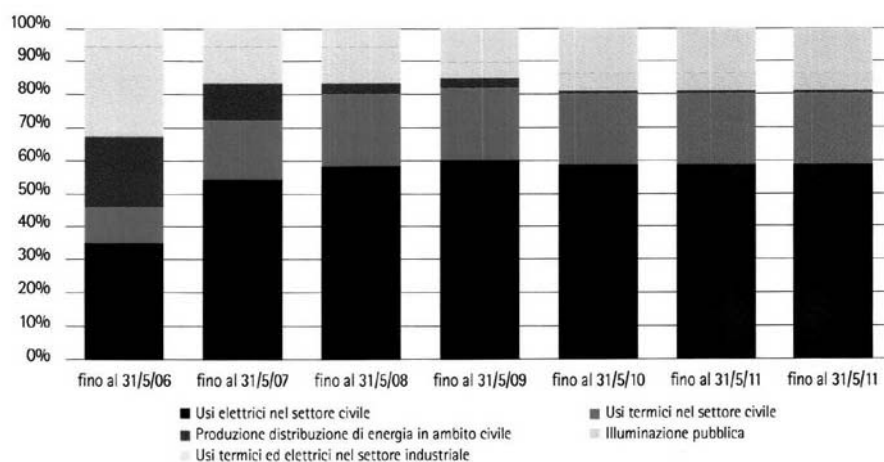
Il confronto della ripartizione percentuale di cui sopra con

quelle registrate nel corso degli anni precedenti evidenzia come, pur rimanendo predominanti gli interventi nel settore domestico, nel corso di sei anni sia quasi quadruplicata la quota di risparmi ottenuti grazie a interventi nel settore industriale. È importante osservare come questa ripartizione non sia in alcun modo confrontabile con la ripartizione degli interventi realizzati nell'ambito di meccanismi simili a quello italiano dei TEE implementati in altri paesi (per esempio, Regno Unito, Francia, Danimarca, alcuni Stati USA), in ragione delle differenze nelle metodologie nazionali di contabilizzazione dei risparmi energetici. In particolare, nell'ambito del meccanismo italiano i risparmi energetici vengono contabilizzati *ex post*, ossia solo dopo che sono stati effettivamente conseguiti, e per un numero

convenzionale di anni fissato dalla normativa (5 per la maggior parte degli interventi) che è inferiore, in alcuni casi in misura sensibile, rispetto alla vita tecnica effettiva delle tecnologie installate. A parità di interventi realizzati, dunque, il contributo ai risparmi complessivi (e al conseguimento degli obiettivi) dei progetti con maggiore vita tecnica (per esempio, interventi sull'involucro edilizio, interventi nell'industria) viene valorizzato meno rispetto a quanto accade in altri paesi, nei quali viene contabilizzato *ex ante* l'intero volume che gli interventi genereranno nell'arco della loro vita tecnica effettiva. Questa sostanziale differenza è stata in parte ridotta con la riforma delle *Linee guida*, effettuata dall'Autorità con la delibera EEN 9/11 di cui si è detto al paragrafo "Attività di regolazione".

FIG. 4.6

Evoluzione nel tempo della ripartizione tra settori d'intervento dei risparmi certificati dall'avvio del meccanismo



Fonte: AEEG.

Per contribuire ad alimentare l'offerta di TEE in vista della verifica di conseguimento dell'obiettivo 2011 (che avverrà il 31 maggio 2012, come previsto dalla normativa di riferimento¹⁰) alla fine di marzo 2012 l'Autorità ha quantificato, in anticipo rispetto alle tempistiche previste dalla delibera EEN 9/11, il conguaglio per i progetti standardizzati presentati prima dell'introduzione delle nuove *Linee guida*, ma tutt'ora in grado di generare risparmi energetici e quindi ammessi a beneficiare dei maggiori incentivi riconosciuti con questo provvedimento.

Sulla base di tale conguaglio l'Autorità ha autorizzato l'emissione di circa 620.000 TEE a favore di 175 operatori. In base a queste certificazioni, gli Uffici dell'Autorità hanno autorizzato il GME all'emissione di TEE equivalenti, in volume, ai risparmi certificati. Nel complesso, fino alla data di riferimento sopra indicata è stata autorizzata l'emissione di 8.361.685 TEE di tipo I (attestanti risparmi di energia elettrica), 3.376.170 TEE di tipo II (attestanti risparmi di gas naturale), 1.397.055 TEE di tipo III (attestanti risparmi di combustibili solidi e liquidi non

¹⁰ Decreto ministeriale 21 dicembre 2007.

utilizzati per autotrazione). I TEE emessi sono stati negoziati nell'ambito delle sessioni del mercato organizzate dal GME sulla base di regole approvate dall'Autorità, ovvero tramite contrattazione bilaterale.

Verifica del raggiungimento degli obiettivi specifici per l'anno 2010 ed erogazione del contributo tariffario

Entro il 31 maggio 2011, ai sensi della delibera 23 maggio 2006, n. 98/06, parte dei TEE fino ad allora emessi sono stati consegnati all'Autorità dai distributori obbligati, ai fini della verifica di conseguimento dell'obiettivo per l'anno 2010. I TEE consegnati sono risultati coprire il 62,3% dell'obiettivo 2010, oltre a consentire la compensazione di 39 delle 41 inadempienze all'obiettivo 2009. La quota di inadempienza all'obiettivo 2010 deriva dal fatto che:

- tre distributori gas non hanno inviato alcuna comunicazione inerente all'anno d'obbligo; nei confronti delle tre società sono pertanto stati avviati procedimenti per l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie ai sensi della normativa, fermo restando l'obbligo di compensare l'inadempienza nell'anno successivo (delibera 28 luglio 2011, VIS 80/11);
- 38 distributori (5 elettrici e 33 gas) hanno richiesto l'annullamento di una quantità di TEE inferiore al proprio obiettivo 2010, usufruendo dei margini di flessibilità concessi dalla normativa; alcuni di questi distributori hanno anche compensato la quota residua dell'obiettivo 2009;
- altri cinque distributori (uno elettrico e quattro gas) hanno richiesto l'annullamento di una quantità di TEE inferiore al 60% del proprio obiettivo. Quattro di questi distributori hanno anche compensato la quota residua dell'obiettivo 2009.

Nei confronti dei distributori inadempienti all'obbligo di compensazione della quota residua dell'obiettivo 2009 e/o a una quota dell'obiettivo 2010 superiore al 60%, sono stati avviati procedimenti per l'accertamento delle violazioni e l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, fermo restando l'obbligo di compensare l'inadempienza all'obiettivo 2010 nell'anno successivo (delibera 2 agosto 2011, VIS 81/11).

In aggiunta a quanto sopra, due distributori non hanno adempiuto all'obbligo di compensazione, rispettivamente, del

proprio obiettivo 2009 e della quota residua del proprio obiettivo 2009. Tali violazioni sono state oggetto di avvisi di procedimento per l'accertamento della violazione e dell'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie (delibere VIS 80/11 e VIS 81/11).

A fronte degli esiti di cui sopra, con la delibera 3 novembre 2011, EEN 10/11, l'Autorità ha dato disposizioni alla CCSE ai fini della corresponsione del contributo tariffario spettante ai distributori totalmente o parzialmente adempienti al proprio obiettivo aggiornato per l'anno 2010, per complessivi 190.669.000 € a valere sul Conto oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, e per ulteriori 135.070.115 € a valere sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

Accreditamento di società di servizi energetici e di soggetti con l'Energy manager

Nel corso dell'anno è proseguita l'attività di accreditamento delle società operanti nel settore dei servizi energetici e dei soggetti con un responsabile per la gestione dell'energia (c.d. *energy manager*, ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 10), all'utilizzo del sistema informativo per l'accesso ai TEE. All'1 aprile 2012 risultavano accreditati, sulla base di una autocertificazione sostitutiva di atto di notorietà presentata ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445, circa 2.098 società di servizi energetici, con una crescita di circa il 14% rispetto all'anno precedente, e 44 soggetti con *energy manager* (42% in più rispetto all'anno precedente). Il 16% di tutte le società di servizi energetici accreditate ha ottenuto l'emissione di TEE, ed è dunque incluso nell'elenco pubblicato sul sito internet dell'Autorità.

Rapporti statistici intermedi

In attuazione di quanto previsto dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, l'Autorità ha predisposto e pubblicato nell'aprile e nel settembre 2011 i due *Rapporti statistici intermedi relativi all'anno d'obbligo 2010* (riguardanti, rispettivamente, i periodi giugno – dicembre 2010 e gennaio – maggio 2011). I *Rapporti* contengono statistiche inerenti all'andamento delle certificazioni dei risparmi energetici, dettagliate per regione e divise per

ciascuna delle schede tecniche in vigore, nonché un elenco delle certificazioni dei risparmi effettuate per interventi a consuntivo con i risparmi ottenuti o attesi. Entrambi i *Rapporti* presentano, nella prima parte, i dati relativi ai risparmi energetici conseguiti e certificati complessivamente a livello nazionale e, nella seconda parte, venti schede regionali, nelle quali i dati nazionali vengono declinati per ogni regione italiana.

Sesto Rapporto Annuale sul meccanismo dei Titoli di efficienza energetica

Nel mese di marzo 2012 l'Autorità ha pubblicato il *Sesto Rapporto Annuale* sul meccanismo dei TEE nel quale è descritta l'attività svolta dal giugno 2010 alla fine del maggio 2011; in esso sono presentati e commentati i risultati conseguiti, le principali tendenze evolutive e le prospettive del meccanismo, anche alla luce delle novità normative nel frattempo intervenute.

Ne emerge un quadro articolato, con luci e ombre, derivanti in parte da elementi nuovi e in parte dallo sviluppo di tendenze già delineatesi negli anni precedenti. Tra le tendenze positive che si sono ulteriormente accentuate si segnala:

- la costante crescita del numero degli operatori che, non soggetti agli obblighi di risparmio, alimentano l'offerta di TEE, realizzando interventi di miglioramento dell'efficienza energetica presso i consumatori, in tutti i settori di uso finale dell'energia, generando un volume di risparmi energetici pari a circa sei volte quello conseguito dai distributori obbligati;
- l'aumento costante del tasso di risparmio, la cui entità media risulta apprezzabile anche rispetto ai consumi nazionali annui (tra 1,6% e 1,7%);
- il graduale riequilibrio nella ripartizione degli interventi tra il settore civile e quello industriale, con una continua crescita dei risparmi energetici realizzati in quest'ultimo (quadruplicati in sei anni e che hanno raggiunto la quota del 20% sul totale);
- il ruolo chiave del mercato di scambio dei TEE, conseguente alla scelta dei distributori di raggiungere una quota preponderante dei propri obiettivi (circa il 90%) acquistando TEE da terzi; la liquidità del mercato è cresciuta e si sono ulteriormente ridotte sia la volatilità dei prezzi, sia il grado di concentrazione

della domanda e dell'offerta;

- il fatto che, sebbene i prezzi medi ponderati di scambio in Borsa si siano confermati in crescita, se nell'analisi vengono inclusi anche gli scambi bilaterali (attraverso i quali è stato negoziato il 65% dei TEE oggetto di scambio nell'anno) questi prezzi risultano sempre costantemente inferiori al contributo tariffario, come negli anni precedenti, benché con margini in riduzione;
- il fatto che i criteri di aggiornamento del contributo tariffario definiti dall'Autorità, in coerenza con quelli generali previsti dalla normativa, hanno evitato che l'effetto di comportamenti speculativi nel mercato dei TEE si traducesse in maggiori costi a carico delle tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale e, dunque, della collettività, a parità di risparmi energetici conseguiti dal Paese.

Inoltre, l'introduzione del meccanismo ha promosso lo sviluppo di una regolazione nazionale specifica per la valutazione dei risparmi conseguiti attraverso la diffusione di tecnologie ad alta efficienza energetica, che è stata successivamente integrata anche nella normativa comunitaria¹¹; ciò ha consentito lo sviluppo nel Paese di metodologie, competenze tecniche e basi-dati utili sia per il monitoraggio dei progressi compiuti nel raggiungimento degli obiettivi che l'Italia deve raggiungere al 2020, sia per la definizione delle politiche più idonee alla progressiva riduzione della distanza da tali obiettivi. In aggiunta, successivamente alla sua introduzione in Italia, il meccanismo dei TEE è stato adottato da numerosi altri paesi in Europa e al di fuori dei confini europei, ed è stato incluso sia nel novero degli strumenti di promozione dell'efficienza energetica considerati dalla direttiva 2006/32/CE, sia nella proposta di nuova direttiva, tra le misure obbligatorie che si prospetta vengano introdotte dagli Stati membri.

A fronte di questi importanti risultati, il *Sesto Rapporto Annuale* conferma però la crescente difficoltà del sistema nel raggiungere gli obiettivi di risparmio energetico fissati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, emerso a partire dall'anno d'obbligo 2008 (primo anno sul quale ha inciso il decreto ministeriale, con un aumento degli obiettivi precedentemente fissati dal legislatore). Come si è detto sopra, per contribuire a superare questa difficoltà, con la delibera EEN 9/11 l'Autorità ha aggiornato la

¹¹ Direttiva 2006/32/CE e proposta di nuova direttiva in materia, COM 2011/370.

regolazione tecnica del sistema (*Nuove linee guida*).

Nel *Sesto Rapporto Annuale* le previsioni sul futuro andamento dei risparmi energetici in rapporto agli obiettivi da conseguire nei prossimi anni, aggiornate per tenere conto degli effetti di questo provvedimento, evidenziano un netto miglioramento rispetto a quelle effettuate cinque mesi addietro, con riferimento sia all'obiettivo dell'anno d'obbligo (2011), sia a quello per l'anno successivo (2012)¹².

Tuttavia il *Sesto Rapporto Annuale* evidenzia che queste previsioni e, più in generale, l'effettiva capacità del meccanismo di raggiungere gli obiettivi 2011 e 2012, nonché di contribuire al conseguimento dei target di più lungo termine previsto dal Piano di azione nazionale sull'efficienza energetica del 2011 (PAEE 2011) in modo economicamente efficiente, sono soggette a forti incertezze di origine normativa, quali:

- l'impatto della mancanza di obiettivi per gli anni successivi al 2012 sulla propensione a investire in nuovi interventi, soprattutto in quelli strutturali che generano i maggiori risparmi energetici complessivi per il Paese e che si è inteso promuovere con le *Nuove linee guida*;
- le incertezze relative alle interazioni con i nuovi meccanismi di incentivazione che sono stati gradualmente aggiunti ai TEE

(quali, per esempio, il nuovo meccanismo per la cogenerazione ad alto rendimento, di cui al decreto ministeriale 5 settembre 2011, e il futuro Conto energia termica previsto dal decreto legislativo n. 28/11) e il relativo impatto sullo sviluppo dell'offerta di TEE, in termini sia di effettivo grado di erosione del bacino di interventi che possono accedere ai TEE, sia di incertezze applicative che rallentano oppure ostacolano l'accesso all'uno o all'altro strumento;

- le incertezze relative al modello di *governance* del meccanismo, parzialmente modificato dal decreto legislativo n. 28/11¹³ con un sostanziale aumento del numero di soggetti coinvolti e della complessità del coordinamento tra di essi, nonché il rischio di perdita di unitarietà della regolazione di riferimento.

Nel *Sesto Rapporto Annuale* l'Autorità ha avanzato proposte di aggiornamento e integrazione della normativa in vigore al fine di superare tali incertezze ed elementi di criticità, potenziando la capacità del meccanismo di contribuire al conseguimento degli obiettivi che il Paese si è posto al 2020, giovandosi della capacità – propria degli strumenti di mercato – di raggiungere detti obiettivi al costo minimo per la collettività, sfruttando i vantaggi del *trading* e di un ambito di applicazione esteso.

¹² Le precedenti previsioni di copertura dei due obiettivi sono contenute nel *Secondo rapporto statistico intermedio*, relativo all'anno d'obbligo 2010 (PAS 21/11 del settembre 2011).

¹³ Peraltro alcune delle revisioni introdotte dal decreto legislativo n. 28/11 sono immediatamente attuative, mentre l'attuazione di altre disposizioni è demandata a decreti ministeriali, ancora non emanati.

5.

Attuazione
della regolamentazione,
vigilanza
e contenzioso

Attività propedeutica alla regolamentazione

Attività di consultazione

Nel corso del 2011, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha adottato 47 documenti per la consultazione, con una produzione in linea, da un punto di vista numerico, a quella dell'anno precedente.

Con riferimento a specifiche aree tematiche di particolare rilevanza, quali quelle relative al nuovo periodo regolatorio tariffario elettrico, alla nuova capacità di stoccaggio gas e agli obblighi di messa in servizio dei misuratori gas, l'Autorità ha reso disponibili, nello stesso anno, più documenti per la consultazione (consultazioni plurime). Rimane consistente il tempo medio concesso per ogni

consultazione, pari a circa 42 giorni, che, seppur in lieve diminuzione rispetto al 2010 (45 giorni), rimane comunque notevolmente superiore al tempo minimo ordinario (30 giorni) previsto dalla disciplina delle consultazioni, di cui alla delibera 30 ottobre 2009, GOP 46/09.

I dati relativi all'attività di consultazione confermano e ribadiscono la centralità che l'Autorità riconosce a tale strumento, idoneo a consentire e garantire la partecipazione e il coinvolgimento dei soggetti implicati, nonché la più ampia composizione dei differenti interessi di cui gli stessi soggetti sono portatori.

TAV. 5.1Sintesi delle attività
di consultazione

Gennaio-Dicembre 2011

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Indennizzi automatici per mancato rispetto della periodicità di emissione delle fatture di energia elettrica e di gas naturale da parte del venditore per causa imputabile al distributore – Orientamenti finali	12.01.11
Modalità di riequilibrio ex art. 32, comma 6, della legge n. 99 del 23 luglio 2009	31.01.11
Criteri per la definizione dei corrispettivi di cui al decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130	24.02.11
Completamento della disciplina relativa all'esecuzione dei contratti di vendita di energia elettrica e gas naturale nei casi di punti di prelievo/riconsegna già attivi e allineamento dei dati nella disponibilità dei diversi operatori	16.03.11
Orientamenti finali in relazione all'ipotesi di incremento della potenza prelevabile per le utenze elettriche domestiche	16.03.11
Pubblicazione comparativa di graduatorie sulla performance di risposta ai reclami dei clienti finali di energia elettrica e di gas	16.03.11
Aggiornamento delle regole di <i>settlement</i>	23.03.11
Attuazione della delibera n. 113/06: riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7-bis, del provvedimento CIP 6, degli oneri derivanti dall'adempimento all'obbligo di cui all'art. 11 del decreto legislativo n. 79/99 per l'anno 2009 e seguenti	6.04.11
Ridefinizione dei prezzi minimi garantiti per impianti di produzione di energia elettrica fino a 1 MW alimentati da fonti rinnovabili	6.04.11
Sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale	21.04.11
Revisione del meccanismo di perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione di cui all'art. 40 del TIT per gli anni 2010-2011	21.04.11
Criteri per il riconoscimento dei costi di ripristino dei siti dei terminali di GNL	21.04.11
Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo e nei punti di interconnessione tra reti	21.04.11
Estensione del Trova offerte ai clienti finali non domestici di minori dimensioni	21.04.11
Opzioni e proposte per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2012-2015	28.04.11
Individuazione di modalità di applicazione del regime di perequazione specifico aziendale agli enti pubblici (Comuni) che svolgono l'attività di distribuzione di energia elettrica a meno di 5.000 punti di prelievo	5.05.11
Valutazioni di possibili modifiche della regolazione tariffaria del servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale, in relazione agli obblighi previsti dalla delibera ARG/gas 155/08	19.05.11
Criteri per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto	26.05.11
Criteri per il conguaglio dei costi di ripristino dei siti di stoccaggio	26.05.11
Opzioni e proposte per la regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2012-2015	26.05.11
Regolazione delle offerte di vendita di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili – Orientamenti finali	1.06.11
Servizio di bilanciamento del gas naturale: regolazione delle partite fisiche ed economiche (<i>settlement</i>) – Orientamenti finali	16.06.11
Modifica della disciplina dell'attività di vendita al dettaglio di gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate	16.06.11
Meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti la salvaguardia per le forniture ai clienti non disalimentabili e modalità di recupero e gestione del credito	16.06.11
Attuazione dell'art. 20 del decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 5 maggio 2011, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici	7.07.11
Modifica dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 gennaio 2007, finalizzato all'introduzione di misure volte a promuovere l'adempimento degli obblighi di separazione funzionale e contabile a carico dei soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas	7.07.11
Modifiche alla disciplina in materia di allocazione della capacità presso i punti di entrata o uscita della rete interconnessi con gli stoccaggi e i terminali di rigassificazione, in materia di corrispettivi per scostamento, nonché in materia di corrispettivo variabile di stoccaggio	21.07.11

TAV. 5.1 - SEQUE

Sintesi delle attività
di consultazione
Gennaio-Dicembre 2011

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Modifiche al contenuto delle informazioni funzionali alla richiesta di accesso al servizio di distribuzione del gas naturale nei casi di sostituzione nella fornitura di un punto di riconsegna (<i>switching</i>)	21.07.11
Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015	21.07.11
Regolazione della qualità del gas naturale. Proposte di revisione della delibera 6 settembre 2005, n. 185/05	21.07.11
Commercializzazione del gas naturale nel mercato al dettaglio. Prezzi e remunerazione dell'attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio e criteri per l'applicazione dei corrispettivi ai clienti finali	28.07.11
Disciplina in materia di funzionamento del sistema indennitario di cui all'Allegato B della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09	4.08.11
Regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo e nel caso di reti private	4.08.11
Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015	4.08.11
Avviamento del Sistema informativo integrato (SII)	15.09.11
Standardizzazione dei flussi delle misure dei prelievi di energia elettrica – Orientamenti finali	15.09.11
Aggiornamento delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica	15.09.11
Criteri per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti di sviluppo della capacità di stoccaggio	15.09.11
Regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2012-2015 – Orientamenti finali e schema di <i>Testo integrato</i>	6.10.11
Possibile revisione degli obblighi di messa in servizio dei gruppi di misura previsti dall'Allegato A alla delibera dell'Autorità ARG/gas 155/08	3.11.11
Individuazione di meccanismi di gradualità per la valorizzazione delle efficienze conseguite dalle imprese elettriche minori, ai sensi dell'art. 38, comma 4, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93	10.11.11
Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015	10.11.11
Riconoscimento degli oneri conseguenti alle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti, di cui alla legge n. 83/03 per il secondo periodo regolatorio	24.11.11
Mercato del gas naturale. Completamento della disciplina relativa al servizio di default	1.12.11
Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015	6.12.11
Misure preventive e ripristinatorie nei casi di contratti e attivazioni non richiesti di forniture di energia elettrica e/o gas naturale	15.12.11
Mercato del gas naturale: orientamenti circa le modalità di determinazione della componente materia prima nel servizio di tutela – Orientamenti	22.12.11

Analisi di impatto della regolazione

L'Autorità è stata la prima tra le Autorità indipendenti a introdurre l'Analisi di impatto della regolazione (AIR), dopo una sperimentazione triennale partita nel 2005.

A conclusione di tale sperimentazione, con la delibera 3 ottobre 2008, GOP 46/08, l'Autorità si è dotata di una *Guida per l'Analisi di impatto della regolazione nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*.

Tra gli aspetti salienti della procedura AIR dell'Autorità si segnalano la predisposizione del Piano AIR con i tempi presunti per le diverse fasi di attività, il collegamento con le attività di consultazione e la previsione di una metodologia flessibile, soprattutto in riferimento alla valutazione delle opzioni.

L'organigramma dell'Autorità prevede, nell'ambito della propria Direzione strategie e studi, un apposito Ufficio per l'analisi e la verifica dell'impatto regolatorio che, con efficacia dall'1 gennaio 2012, ha visto estendere le competenze già assegnategli in materia di AIR a nuovi compiti inerenti anche allo sviluppo di strumenti sia di valutazione ex post, sia di misurazione e riduzione degli oneri amministrativi.

Si rileva, al riguardo, che l'art. 6, comma 3, del decreto *legge n. 70 del 13 maggio 2011, convertito con legge 12 luglio 2011, n. 106* (c.d. "decreto sviluppo"), ha esteso la misurazione degli oneri amministrativi a tutte le Autorità indipendenti.

La misurazione degli oneri amministrativi rappresenta, infatti, una delle novità più rilevanti nel panorama internazionale e comunitario delle politiche di semplificazione e miglioramento della qualità della regolazione. Essa consente di individuare le procedure e gli adempimenti più costosi da semplificare, e di valutare l'efficacia di ogni intervento sulla base della stima dei risparmi.

Le analisi condotte dalle principali organizzazioni internazionali individuano nella complicazione burocratica una delle prime cause dello svantaggio competitivo dell'Italia nel contesto europeo e nell'intera area OCSE.

La metodologia AIR, adottata dall'Autorità con la sopra citata delibera GOP 46/08, è stata applicata nel corso dell'anno 2011 a tre provvedimenti:

- *Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*, approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11;
- *Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*, approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11;
- *Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione*, approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11.

Nei casi sopra citati la metodologia ha dimostrato la sua validità, contribuendo al miglioramento della qualità complessiva dei provvedimenti. È risultato buono il livello raggiunto dalle valutazioni economiche e sociali delle diverse opzioni proposte, nonostante l'oggettiva complessità degli aspetti in esame.

Se il numero dei provvedimenti sottoposti ad AIR è stato limitato, si può però vedere nell'attività provvedimentale dell'Autorità l'introduzione di importanti novità, ispirate in ogni caso alla metodologia AIR. Ciò risulta assai evidente analizzando la *Nuova disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, approvata con la delibera GOP 46/09, ed entrata in vigore nel corso del 2010.

Tale disciplina prevede, tra l'altro, che:

- nella delibera di avvio del procedimento vengano indicati il contesto normativo di riferimento, i presupposti, l'oggetto e le finalità dell'atto di regolazione da adottare, il responsabile del procedimento, il termine ordinatorio previsto per la conclusione;
- per quanto riguarda la consultazione, il termine per la presentazione di osservazioni e proposte non possa essere di norma inferiore a 30 giorni, e quanto pervenuto venga

pubblicato sul sito internet (salvo motivata controindicazione degli osservanti);

- l'atto di regolazione sia motivato tenendo conto anche delle eventuali osservazioni e proposte tempestivamente presentate nel corso della consultazione;
- l'Autorità possa diffondere una relazione tecnica esplicativa delle modalità di applicazione dell'atto di regolazione.

Tali innovazioni si ispirano infatti ai principi informativi della *Guida operativa AIR*; inoltre l'impianto dei documenti per la consultazione in procedimenti non-AIR è spesso assai simile a quello dei documenti per la consultazione in procedimenti AIR.

L'applicazione della metodologia AIR a un numero sempre crescente di casi porterà così a un innalzamento degli standard qualitativi di tutti i procedimenti effettuati per l'adozione di atti di regolazione. Nel corso del 2011 l'Autorità ha mantenuto il collegamento istituzionale col Dipartimento per gli affari giuridici e legislativi

della Presidenza del Consiglio dei ministri, ha continuato la collaborazione con l'Osservatorio sull'AIR delle Autorità indipendenti (promosso dal Dipartimento di scienze giuridiche dell'Università Tuscia di Viterbo e dalla facoltà di Giurisprudenza dell'Università di Napoli "Parthenope") e ha seguito le ricerche presentate a livello italiano e internazionale sulla *better regulation*. Attualmente sono in corso due procedimenti:

- 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, avviato con la delibera 19 maggio 2011, ARG/gas 64/11;
- procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per il servizio di distribuzione e misura del gas, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, avviato con la delibera 16 febbraio 2012, 44/2012/R/gas.

Provvedimenti assunti

Per l'anno 2011 l'attività provvedimentale dell'Autorità ha registrato un apprezzabile calo. Rispetto all'anno precedente, infatti, la produzione di delibere e di documenti per la consultazione è diminuita complessivamente del 23% circa. Tale dato rispecchia, in primo luogo, l'intenzione dell'Autorità di semplificare e contenere l'onerosità provvedimentale, anche attraverso una tecnica di produzione che riduca il numero degli atti e unifichi, quanto più possibile, per attiguità di materia, le necessarie disposizioni regolamentari.

L'analisi di dettaglio dei dati, riportati nella tavola 5.2, indica comunque, con evidenza, i settori in cui tale diminuzione è

più significativa. In particolare, per quanto concerne gli atti di regolazione generale, che segnano un -15%, sono in calo i provvedimenti relativi al settore dell'energia elettrica. Ciò a testimonianza di uno stato della regolazione, proprio di tale settore, certamente più completo, maturo e avanzato. Pressoché in linea con l'anno precedente risulta invece l'attività provvedimentale di regolazione generale relativa al settore gas e all'area di rilevanza comune ai due settori gas ed elettrico.

Importante è la diminuzione che si registra con riferimento all'area delle attività provvedimentali connesse con la vigilanza e con l'esercizio della funzione sanzionatoria (VIS). Il dato trova una

prima spiegazione nel completamento, realizzato durante il 2010, delle attività ispettive, istruttorie e sanzionatorie connesse con le violazioni delle disposizioni relative alla corretta applicazione dei fattori correttivi k e m, nell'ambito del servizio di misura del gas. Dette attività avevano coinvolto una rilevante pluralità di soggetti regolati e conseguentemente determinato una significativa produzione provvedimentale.

L'impegno dell'Autorità nel rafforzamento e nel potenziamento delle attività di vigilanza e di sanzione, finalizzate a garantire l'attuazione e il rispetto della disciplina regolatoria vigente, anche alla luce delle ulteriori competenze attribuite dalla normativa, rimane assolutamente prioritario. Ne è d'altronde testimonianza l'aumento dell'ammontare complessivo delle sanzioni irrogate nell'anno 2011 rispetto all'anno precedente (vedi oltre nel presente capitolo).

In quest'ambito va peraltro segnalato come, dal 2011, nel recepimento della normativa nazionale, siano stati introdotti

e siano in via di regolamentazione i cosiddetti "impegni", che si pongono come strumenti ripristinatori alternativi all'esercizio della funzione puramente repressiva.

Sostanzialmente stabili o in lieve flessione risultano, infine, i dati di produzione relativi alle attività consultive e di segnalazione, all'attività giurisdizionale, all'efficienza energetica, alla ricerca di sistema e alla gestione operativa.

Proseguono, infine, le iniziative di semplificazione, volte tra l'altro a garantire a operatori, consumatori e soggetti interessati maggior trasparenza, accessibilità, reperibilità e comprensibilità degli atti adottati. In tale direzione va segnalata la nuova classificazione dei provvedimenti, in vigore dall'1 gennaio 2012, e l'introduzione di una maschera illustrativa che accompagna ogni atto pubblicato sul sito internet dell'Autorità. Essa fornisce indicazioni relative al settore e all'area di riferimento interessati dal provvedimento, agli Uffici responsabili e ai relativi contatti, nonché una breve e sintetica descrizione dei contenuti.

TAV. 5.2

Provvedimenti dell'Autorità
negli anni 2010 e 2011

TIPOLOGIA	2010		2011	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
ARG – Regolazione generale	247	37,7	210	41,6
Settore elettrico – ARG/elt	141	57,1	104	49,5
Settore gas – ARG/gas	84	34,0	81	38,6
Rilevanza comune – ARG/com	22	8,9	25	11,9
VIS – Vigilanza, istruttorie, sanzioni	195	29,7	110	21,8
PAS – Pareri, segnalazioni	35	5,3	27	5,3
AGI – Attività giurisdizionale	19	2,9	21	4,2
EEN – Efficienza energetica	19	2,9	14	2,8
DCO – Consultazioni	46	7,0	47	9,3
GOP – Gestione operativa	82	12,5	63	12,5
RDS – Ricerca di sistema	13	2,0	13	2,6
TOTALE	656	100,0	505	100,0

Risoluzione delle controversie dei soggetti regolati, conciliazioni e arbitrati

L'art. 44 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, in attuazione dell'art. 37, comma 11, della direttiva 2009/72/CE e dell'art. 41, comma 11, della direttiva 2009/73/CE, disciplina due differenti tipologie di reclami:

- reclami presentati contro il gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di GNL o di distribuzione per quanto concerne gli obblighi a tali gestori, imposti in attuazione delle direttive comunitarie sui mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale (commi 1, 2);
- reclami dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale e di energia elettrica (comma 4).

Per quanto riguarda i reclami del primo alinea, il sopracitato art. 44 aggiunge, al comma 3, che l'Autorità emana specifiche direttive per la disciplina, ai sensi dell'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95. Tale disposizione prevede l'istituzione presso l'Autorità di apposite procedure di conciliazione e di arbitrato in contraddittorio nei casi di controversie insorte tra utenti e soggetti esercenti il servizio che possano essere rimesse in prima istanza alle commissioni arbitrali e conciliative, istituite presso le Camere di commercio, industria, artigianato e agricoltura.

In attesa dell'attuazione del comma 3 dell'art. 44, che presuppone il preventivo perfezionamento di accordi interistituzionali, l'Autorità ha comunque deciso di assicurare la trattazione di questi

reclami tramite l'Unità arbitrato e controversie tra operatori. Con la delibera 1 marzo 2012, 57/2012/E/com, l'Autorità ha avviato un procedimento volto all'adozione della disciplina dei reclami di cui all'art. 44, commi 1 e 2 del decreto legge n. 93/11 ad eccezione quelli presentati da consumatori finali e da *prosumer* (ovvero i soggetti che sono al contempo produttori, limitatamente a taluni impianti da individuarsi in base a specifici parametri, e consumatori finali di energia elettrica). Per esigenze di razionalizzazione delle attuali procedure di reclamo, la medesima disciplina verrebbe applicata, con alcuni adattamenti, anche alla trattazione delle controversie di cui all'art. 14, comma 2, lett. *Fter*, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Si tratta delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete in relazione all'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, non concernenti obblighi imposti in attuazione a direttive comunitarie.

Per i reclami di cui al secondo alinea, l'Autorità è tenuta ad assicurarne il trattamento efficace, avvalendosi dell'Acquirente unico, e a vigilare affinché siano applicati i principi in materia di tutela dei consumatori di cui all'Allegato I delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE; ciò in continuità rispetto all'attività di gestione dei reclami dei consumatori attualmente già in corso. L'Autorità sta, tra l'altro, predisponendo un regolamento per la trattazione delle procedure di conciliazione per un apposito "Servizio conciliazione energia", da istituire presso l'Acquirente unico.

Indagini, vigilanza e controllo, sanzioni

Indagini e istruttorie conoscitive

Istruttoria conoscitiva relativa alle utenze connesse con il polo chimico di Terni e riconoscimento specifico degli oneri sostenuti da Hera Comm

La delibera 28 luglio 2011, VIS 82/11, ha chiuso l'istruttoria conoscitiva sulla vicenda del polo chimico di Terni. L'istruttoria era stata avviata sulla base di alcune anomalie segnalate nell'erogazione dei servizi di dispacciamento, trasporto (trasmissione e distribuzione) e misura, nonché del servizio di salvaguardia dell'energia elettrica presso la rete interna di utenza che serve il polo chimico di Terni (RPT).

Le conclusioni dell'istruttoria evidenziano, in primo luogo, l'insussistenza di presupposti per avviare procedimenti sanzionatori nei confronti degli operatori che hanno concorso a determinare e prolungare le disfunzioni riscontrate (Enel Distribuzione, ASM Terni ed Edison) in quanto sussistono elementi idonei a escluderne la responsabilità sotto il profilo soggettivo. In secondo luogo, l'istruttoria conoscitiva evidenzia la sussistenza di una serie di esigenze, ancora attuali, che possono costituire presupposto per interventi di competenza dell'Autorità, soprattutto per quanto riguarda l'adozione di provvedimenti prescrittivi, a tutela del diritto degli utenti, rispetto a condotte potenzialmente lesive poste in essere da parte degli esercenti i servizi di pubblica utilità. In particolare, vengono in luce:

- il diritto di alcuni utenti del servizio di trasporto a ottenere la restituzione delle somme indebitamente versate a Enel Distribuzione per l'erronea applicazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto presso i punti di prelievo relativi al

polo chimico di Terni, per il periodo 1 gennaio 2005 – 31 dicembre 2010;

- il diritto di Hera Comm, esercente il servizio di salvaguardia sulla RPT per il periodo 1 luglio 2009 – 31 dicembre 2010, di poter correttamente fatturare ai propri clienti (utenze connesse con la RPT) il servizio effettivamente erogato;
- il diritto delle utenze di prelievo connesse con la RPT di scegliere liberamente il proprio fornitore nel mercato libero, assicurando a quest'ultimo la possibilità di accedere alle utenze connesse con la rete interna di utenza, sottesa a quella di distribuzione.

Rispetto al quadro delineato, con la delibera VIS 82/11 l'Autorità è quindi intervenuta definendo misure prescrittive finalizzate a tutelare i predetti diritti e a garantire la corretta erogazione dei servizi di dispacciamento, trasporto, misura e vendita dell'energia elettrica presso la RPT. Tali interventi riguardano:

- l'obbligo, imposto a Enel Distribuzione, di conguagliare le fatture emesse nei confronti dei diversi utenti del trasporto per l'arco temporale 1 gennaio 2005 – 31 dicembre 2010 (per i rispettivi periodi di competenza); ciò sulla base della previsione di cui al decreto ministeriale 10 dicembre 2010, e definendo uno specifico criterio per ripartire tra le utenze connesse con la RPT i livelli dei corrispettivi di trasporto fatturati sul totale dell'energia misurata in prelievo;
- l'obbligo, imposto a Enel Distribuzione, di identificare le utenze connesse con la RPT (mediante l'assegnazione del rispettivo POD e l'elaborazione degli altri dati identificativi)

e trasmettere le relative informazioni a Hera Comm, ai fini della fatturazione del servizio di salvaguardia da quest'ultima erogato nel periodo 1 luglio 2009 – 31 dicembre 2010;

- la previsione di dover definire un accordo sulla gestione della RPT, funzionale alla corretta erogazione – per il periodo decorrente dall'1 gennaio 2011 – dei servizi di dispacciamento, trasporto e misura.

Con specifico riferimento alle esigenze di Hera Comm, in considerazione della particolarità della vicenda la delibera VIS 82/11 ha altresì identificato che esistevano i presupposti perché Hera Comm venisse ammessa al meccanismo di reintegrazione prefigurato dal documento per la consultazione 16 giugno 2011, DCO 24/11; ciò chiarendo che i criteri mediante i quali la reintegrazione deve avvenire, dovrebbero essere coerenti con i principi desumibili dagli orientamenti formulati dall'Autorità nel citato documento per la consultazione.

Con il provvedimento 24 novembre 2011, ARG/elt 163/11, l'Autorità ha evidenziato come sussistano i presupposti per l'ammissione a un apposito meccanismo di reintegrazione (meccanismo di riconoscimento specifico), definendo i criteri per tale riconoscimento a Hera Comm, con le relative modalità di determinazione e le tempistiche. I criteri proposti, coerenti con i principi generali del documento per la consultazione DCO 24/11 in tema di minimizzazione degli oneri dei clienti finali e di incentivo per l'esercente alla riscossione dei crediti, tengono comunque conto delle specificità del caso concreto. A questo fine, detto meccanismo prevede che siano riconosciuti anche gli oneri di natura straordinaria (intesi come oneri finanziari e oneri straordinari di carattere legale) sostenuti dalla citata società e che sia previsto un meccanismo di anticipazione finanziaria dei crediti maturati e non riscossi a una determinata data, volto alla minimizzazione di tali oneri sostenuti.

Chiusura del procedimento avviato su istanza della società Utilità ai sensi dell'art. 10 dell'OPCM n. 3917 del 30 dicembre 2010

Con la delibera 1 dicembre 2011, ARG/com 171/11, è stato chiuso il procedimento avviato con la delibera 10 marzo 2011, ARG/com 16/11, nei confronti della società Utilità, ai sensi dell'art. 10 dell'ordinanza del Presidente del Consiglio dei ministri (OPCM) n. 3917 del 30 dicembre 2010. L'art. 10 dell'OPCM ha previsto che l'Autorità, avvalendosi dei fondi disponibili presso la Cassa congruaglio per il settore elettrico (CCSE), riconosca, all'impresa fornitrice di energia che ne faccia istanza, i corrispettivi fatturati al cliente finale divenuti inesigibili; ciò qualora per effetto della sospensione dei pagamenti e della successiva rateizzazione delle fatture a seguito dell'evento sismico dell'Abruzzo sia stato impossibile sospendere la fornitura al predetto cliente e il medesimo, al 30 dicembre 2010, risulti formalmente sottoposto a una procedura concorsuale.

Rispetto a tale situazione, Utilità ha presentato istanza e l'Autorità, con la delibera ARG/com 16/11, ha avviato, ai sensi dell'art. 4, del decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244, un procedimento volto ad accertare i presupposti per il riconoscimento dei corrispettivi dichiarati da Utilità nella citata istanza. La medesima delibera ha differito all'esito del procedimento la definizione delle modalità di copertura degli oneri rinvenienti dall'eventuale loro riconoscimento. Successivamente all'analisi della documentazione inviata da Utilità, sono state effettuate le risultanze istruttorie ed è stato chiuso il relativo procedimento. Nello specifico è stato appurato che esistono i presupposti per il riconoscimento dei corrispettivi fatturati al cliente finale e divenuti inesigibili, e sono stati quantificati gli ammontari complessivi da riconoscere. La delibera di chiusura del procedimento ha altresì stabilito che, ai fini della copertura degli oneri rinvenienti dal riconoscimento a Utilità, la CCSE utilizzasse le disponibilità del Conto riconoscimento fornitori di ultima istanza, che risultava avere disponibilità sufficienti per coprire i suddetti oneri.

Vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

Le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità sono orientate in primo luogo 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 determinano vantaggi, nonché 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.

Per svolgere le attività di accertamento e ispezione presso operatori, impianti, processi e servizi regolati, l'Autorità si avvale anche della collaborazione di soggetti di comprovata autorevolezza ed esperienza nelle attività ispettive e di verifica tecnica ed economica nei settori regolati, quali:

- la Guardia di Finanza, per l'effettuazione di verifiche e sopralluoghi, in forza di un Protocollo d'intesa siglato nel 2001, rinnovato ed esteso nel 2005 (delibera 15 dicembre 2005, n. 273/05), che disciplina la collaborazione tra l'Autorità e la Guardia Finanza, in particolare con il Nucleo speciale tutela mercati;
- la Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria – Stazione sperimentale per i combustibili della Camera di commercio di Milano, per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità del gas, effettuati tramite prelievi gas a sorpresa sulle reti di distribuzione, secondo quanto previsto da un contratto rinnovato annualmente;
- la CCSE, per le verifiche e i sopralluoghi presso le Imprese elettriche minori;
- il Gestore dei servizi energetici (GSE), per l'espletamento di attività tecniche sottese all'accertamento e alla verifica dei costi a carico dei clienti, quali maggiorazioni e ulteriori componenti

del prezzo finale dell'energia, come previsto dall'art. 27 della legge 23 luglio 2009, n. 99 (delibere 14 ottobre 2009, GOP 42/09, 28 dicembre 2009, GOP 71/09, e 16 luglio 2010, GOP 43/10).

In particolare il coinvolgimento della Guardia di Finanza risulta decisivo nello svolgimento degli accertamenti quando siano previsti contributi pubblici e oneri generali di sistema, nonché nell'attività di vigilanza sul divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo (c.d. *Robin Tax*), anche in relazione alle peculiarità istituzionali del Corpo, quale organo di polizia economica e finanziaria.

Verifiche ispettive svolte nell'anno 2011

Nell'anno 2011 sono state effettuate 134 verifiche ispettive, a fronte di 120 complessivamente svolte nell'annualità precedente (Tavv. 5.3 e 5.4).

Delle 134 verifiche ispettive, 103, ossia circa il 77%, sono state realizzate in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza praticamente in tutti i segmenti di indagine, mentre 31 sono state eseguite con l'avvalimento del GSE nel settore degli impianti di produzione incentivati. Delle 103 verifiche ispettive svolte in collaborazione con la Guardia di Finanza, 56 hanno riguardato controlli tecnici effettuati anche con la partecipazione di Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria – Stazione sperimentale per i combustibili.

Le verifiche ispettive svolte in avvalimento della CCSE (fino al 30 giugno 2010 ai sensi della delibera 22 aprile 2004, n. 60/04) e del GSE (dall'1° luglio 2010 ai sensi della delibera GOP 71/09) in materia di impianti di produzione elettrica incentivati ammontano, a partire dal 2005 e fino al 31 marzo 2012, a 183, per una potenza installata complessiva di circa 14.000 MW.

In esito a tali verifiche sono state avviate azioni di recupero amministrativo di incentivazioni indebitamente percepite per circa 200 milioni di euro. Di questi:

ARGOMENTO	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Qualità del servizio	66	74	76	79	90	87
Tutela consumatori	-	-	-	-	5	1
Distribuzione e vendita gas	10	-	33	8	-	-
Tariffe e <i>unbundling</i>	4	7	1	4	3	6
<i>Robin Tax</i>	-	-	-	10	-	-
Mercati all'ingrosso e <i>retail</i>	-	-	-	6	-	9
Connessione impianti di produzione	-	-	-	-	-	2
Altro	4	5	3	-	-	-
Impianti incentivati	37	33	5	14	22	31
TOTALE	121	119	118	121	120	134
Di cui in collaborazione con:						
Guardia di Finanza – Nucleo speciale tutela mercati	84	84	113	107	100	103
Stazione sperimentale per i combustibili	49	57	57	60	62	56
CCSE	37	35	5	14	8	-
GSE	-	-	-	-	14	31

- 97,1 milioni di euro sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti e portati a riduzione delle bollette (conto A₃);
- 34 milioni di euro sono stati versati, ma soggetti agli esiti dell'azione di contenzioso intentato dalle parti.

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 diminuire 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 2011 sono state altresì avviate verifiche ispettive in nuovi segmenti di accertamento tra i quali:

- il rispetto, da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica, degli obblighi di registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione;
- il rispetto, da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica e di un'impresa di stoccaggio e misura del gas, delle disposizioni in materia di obblighi di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) e in materia tariffaria;
- la corretta applicazione delle condizioni che devono essere applicate dai gestori di rete ai fini dell'erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione;

- la verifica della correttezza dei dati storici di consumo e dei costi del combustibile relativi agli impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, ammessi al regime di reintegrazione dei costi.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di dati di continuità del servizio

Nel periodo giugno-ottobre 2011 sono state effettuate, dall'Autorità con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 10 verifiche ispettive, ai sensi della delibera 19 maggio 2011, VIS 59/11, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di dati di continuità del servizio. Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al Titolo 2 del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici (TIQE), sia per le imprese di distribuzione già soggette agli obblighi di cui al Titolo 4 del TIQE, sia per le imprese di distribuzione che, in relazione a quanto definito dall'art. 30, comma 30.2, del TIQE, si trovavano soggette a tali obblighi a decorrere dal 2011;
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2011, di cui al Titolo 3 del TIQE, anche ai fini di quanto previsto, per le imprese di distribuzione già soggette alla regolazione incentivante, dagli artt. 25, 26, 27, 28 e 29 del Titolo 4 del medesimo TIQE.

TAV. 5.3

Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2006-2011
Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo (anno solare)

TAV. 5.4

Dettaglio delle attività ispettive
svolte nel periodo 2006-2011

ARGOMENTO	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Qualità del servizio						
Continuità del servizio elettrico (continuità)	7	12	12	8	16	10
Qualità commerciale distribuzione elettrica	2	2	-	-	-	-
Incentivi per misuratori elettronici	-	-	-	-	-	3
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	49	57	57	60	62	56
Qualità commerciale distribuzione gas	3	-	4	-	-	-
Sicurezza gas	5	3	3	5	5	7
Servizio pronto intervento gas	-	-	-	6 + CT ^(A)	7 + CT ^(A)	11 + CT ^(A)
Tutela consumatori						
Informazioni alla clientela in materia di condizioni economiche di fornitura dell'energia elettrica	-	C ^(B)	-	-	-	-
Qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale	-	-	-	-	5	1
Distribuzione e vendita gas						
Libero accesso al servizio e condizioni economiche di fornitura	10	-	-	6	-	-
Verifica applicazione coeff. K di correzione dei volumi	-	-	33	2	-	-
Tariffe e unbundling						
Distribuzione gas	4	3	-	-	-	3
Distribuzione energia elettrica	-	2	1	3	3	-
Integrazione tariffaria alle Imprese elettriche minori	-	2	-	1	-	-
Unbundling e tariffe elettriche	-	-	-	-	-	2
Unbundling e tariffe di stoccaggio del gas naturale	-	-	-	-	-	1
Robin Tax						
Vigilanza sul divieto di traslazione dell'addizionale IRES di cui alla legge n. 133/08	-	-	-	10	-	-
Mercati all'ingrosso e retail						
Elenco venditori di energia elettrica	-	-	-	CD ^(C)	CD ^(C)	-
Messa a disposizione da parte dei distributori di energia elettrica dei dati di consumo nei confronti delle imprese di vendita	-	-	-	6	-	-
Impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammessi alla reintegrazione dei costi	-	-	-	-	-	7
Connessione impianti di produzione						
Condizioni di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione	-	-	-	-	-	2
Altro						
Import di energia elettrica, reti di distribuzione comunali, ispezioni presso soggetti già sanzionati, verifica progetti di risparmio energetico	4	5	3	-	-	-
Impianti incentivati						
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	37	33	5	14	22	31
TOTALE	121	119	118	121	120	134

(A) CT = controlli telefonici.

(B) C = controlli ai call center dei venditori.

(C) CD = controlli documentali.

Le verifiche ispettive sulla corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni e sul calcolo degli indicatori di continuità del servizio, per le imprese di distribuzione già soggette agli obblighi di cui al Titolo 4 del TIQE, sono state effettuate presso le sedi dei centri di telecontrollo degli esercenti e hanno

interessato tre esercizi di una grande impresa di distribuzione, tre grandi imprese di distribuzione, tre medie e una piccola. Gli esercizi e le imprese oggetto di verifica sono stati individuati a campione e la metodologia di registrazione delle interruzioni è stata verificata tramite il controllo delle interruzioni relative

all'anno 2010, anch'esse scelte a campione.

Per tre esercizi di una grande impresa, tre grandi imprese e due medie imprese, l'applicazione al campione di interruzioni verificate nel corso dei sopralluoghi dell'Indice di precisione (IP), dell'Indice di correttezza (IC) e dell'Indice di sistema di registrazione (ISR) ha evidenziato valori degli indici compresi nelle fasce di tolleranza. Per una piccola impresa, invece, l'IP e l'ISR, quest'ultimo pari a 93%, sono risultati al di sotto delle tolleranze ammesse con conseguente invalidazione del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, riduzione degli incentivi e aumento delle penalità.

Con la delibera 24 novembre 2011, ARG/elt 170/11, l'Autorità ha pertanto determinato gli incentivi e le penalità complessivi per l'anno 2010 per le imprese di distribuzione dell'energia elettrica, ai sensi del TIQE, tra cui le suddette nove imprese.

Inoltre è stata effettuata una verifica ispettiva sulla corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni e sul calcolo degli indicatori di continuità del servizio per le imprese di distribuzione che, in relazione a quanto definito dall'art. 30, comma 30.2, del TIQE, erano soggette a tali obblighi a decorrere dal 2011,

presso la sede del centro di telecontrollo di una media impresa.

Detta impresa è stata scelta tra quelle soggette per la prima volta a regolazione a partire dal 2011: la metodologia di registrazione delle interruzioni è stata verificata tramite il controllo a campione delle interruzioni, con particolare riferimento all'anno 2010.

Per tale media impresa è stata riscontrata una delle tre condizioni previste dalla delibera 2 settembre 2009, VIS 83/09, di non conformità dell'esito della verifica ispettiva, ovvero la mancata registrazione di almeno tre interruzioni brevi. Con la delibera 10 novembre 2011, VIS 101/11, l'Autorità ha pertanto avviato, nei confronti della suddetta impresa di distribuzione dell'energia elettrica, una istruttoria formale che potrebbe concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie.

Complessivamente l'esito dei controlli risulta soddisfacente e conferma la tendenza, in atto da alcuni anni, verso un progressivo miglioramento nella registrazione delle interruzioni da parte delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica già in regolazione prima del 2011, mentre ha evidenziato criticità per una media impresa entrata in regolazione a partire dal 2011. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.5.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre esercizi di una grande impresa già in regolazione da prima del 2011.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificati nove ambiti, tutti con esito positivo.
Tre grandi imprese già in regolazione da prima del 2011.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificati sei ambiti, tutti con esito positivo.
Una piccola impresa già in regolazione da prima del 2011.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificato un ambito territoriale con esito negativo. Riduzione degli incentivi e aumento delle penalità essendo gli IP e ISR inferiori ai limiti ammessi.
Una media impresa in regolazione a partire dal 2011.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Riscontrata una delle tre condizioni previste dalla delibera VIS 83/09 di non conformità dell'esito della verifica ispettiva e avviata un'istruttoria sanzionatoria con la delibera VIS 101/11.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

TAV. 5.5

Verifiche ispettive
nei confronti di imprese
di distribuzione dell'energia
elettrica in materia
di continuità del servizio
Giugno-Ottobre 2011

Verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici dell'energia elettrica cui è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione

Nel periodo aprile-maggio 2011 sono state effettuate, dell'Autorità con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 16 marzo 2011, VIS 43/11, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica cui è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione.

Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione degli obblighi di registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione, secondo quanto

disposto dal TIQE.

Le verifiche ispettive hanno interessato una grande impresa e due medie imprese distributrici di energia elettrica. Esse sono state effettuate per mezzo di un controllo procedurale, della visione e dell'acquisizione di elementi documentali e informativi, relativi ai dati di continuità del servizio e comunicati all'Autorità nell'anno 2011, nonché in conformità con gli artt. da 9 a 12 dell'Allegato A alla delibera 10 dicembre 2009, ARG/elt 190/09.

Per una media impresa sono state riscontrate violazioni in materia di registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione.

Con la delibera 28 luglio 2011, VIS 79/11, l'Autorità ha pertanto avviato, nei confronti della suddetta impresa di distribuzione elettrica, un'istruttoria formale che potrebbe concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie. L'elenco delle verifiche ispettive da effettuare è riportato nella tavola 5.6.

TAV. 5.6

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica alle quali è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione
Aprile-Maggio 2011

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre imprese, di cui: - una grande impresa; - due medie imprese.	Verifica della corretta applicazione da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica degli obblighi di registrazione dei clienti BT coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione.	Verificata la corretta registrazione di clienti BT interrotti tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione per una grande e una media impresa. Rilevate possibili violazioni per una media impresa e avviata un'istruttoria formale ai fini sanzionatori (delibera VIS 79/11).

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Controlli tecnici nei confronti di imprese di distribuzione gas in materia di qualità del gas

Nel periodo 1 gennaio 2011 – 31 dicembre 2011 sono stati eseguiti, dal Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e dal personale di Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria – Stazione sperimentale per i combustibili, 56 controlli sulla qualità del gas presso 29 imprese di distribuzione, ai sensi delle delibere

31 agosto 2010, VIS 91/10 (per il periodo gennaio 2011 – aprile 2011), e 21 luglio 2011, VIS 77/11 (per il periodo ottobre 2011 – dicembre 2011).

Tali controlli, svolti senza preavviso, consistono in prelievi di gas effettuati sulla rete di distribuzione al fine di verificare i principali parametri di qualità del gas fornito ai clienti finali, che sono: il grado di odorizzazione, il potere calorifico superiore e la pressione di fornitura. La legge 6 dicembre 1971, n. 1083, impone ai distributori

(per il gas naturale) e ai produttori (per gli altri tipi di gas) l'obbligo di odorizzare il gas, mentre l'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI), attraverso il Comitato italiano gas (CIG), ha emanato le norme tecniche per la corretta odorizzazione del gas. La mancata o insufficiente odorizzazione del gas comporta responsabilità penali per i soggetti che non hanno rispettato la normativa.

I prelievi del gas sono effettuati da Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria – Stazione sperimentale per i combustibili all'uscita dei gruppi di riduzione finale in bassa pressione, non dotati di impianto di odorizzazione e collocati in posizione distante dai punti di alimentazione della rete di distribuzione; il controllo sul grado di odorizzazione e sul potere calorifico superiore del gas viene eseguito mediante analisi gascromatografica sul campo, eventualmente integrato da analisi di laboratorio nei casi dubbi,

mentre quello sulla pressione di fornitura del gas viene eseguito in loco mediante manometro. Innovhub, quale ente accreditato Accredia – Ente Italiano di accreditamento, l'unico organismo nazionale autorizzato dallo Stato a svolgere le attività di accreditamento a partire dal 22 dicembre 2009 per certificazioni e laboratori, nato dalla fusione di Sinal e Sincert, è riconosciuto e autorizzato da decreti e provvedimenti di autorità pubbliche a effettuare rilevamenti e controlli in campo ambientale e per la sicurezza.

Nel corso dei 56 controlli effettuati sono stati accertati sul campo, e confermati anche dalle successive analisi di laboratorio, due casi di insufficiente grado di odorizzazione per i quali gli Uffici dell'Autorità hanno adottato i provvedimenti conseguenti. Gli esiti dei controlli tecnici sono sintetizzati nella tavola 5.7.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
56 controlli, di cui: - 34 su impianti di 11 grandi imprese; - 17 su impianti di 13 medie imprese; - 5 su impianti di 5 piccole imprese.	Controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione di fornitura del gas.	Risultati dei prelievi nella norma per 10 grandi, 12 medie e 5 piccole imprese. Accertati 2 casi di non conformità del grado di odorizzazione del gas per una grande e una media impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

TAV. 5.7

Controlli tecnici
nei confronti di imprese
distributrici di gas
in materia di qualità del gas
Gennaio-Dicembre 2011

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di sicurezza del servizio

Nel mese di febbraio 2011 sono state effettuate, dall'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, due verifiche ispettive, ai sensi delle delibere 17 gennaio 2011, VIS 3/11 e VIS 4/11, nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di sicurezza del servizio per le quali, nel corso di precedenti campagne di controllo della qualità del gas, era stato più volte riscontrato, presso gli impianti di distribuzione del gas utilizzati e gestiti dalle suddette imprese, un grado di odorizzazione non conforme alla legislazione e alla normativa vigente in materia.

Le verifiche ispettive avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione di gas naturale, degli obblighi inerenti alla sicurezza del servizio ai sensi della delibera

dell'Autorità 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, e in particolare, dell'Allegato *Testo unico della distribuzione gas* – Parte I (RQDG).

Le verifiche ispettive sui dati di sicurezza delle reti di distribuzione hanno interessato una media e una piccola impresa. Le ispezioni sono state effettuate controllando elementi documentali e informativi relativi ai dati di sicurezza del servizio comunicati all'Autorità, con riferimento all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa, al pronto intervento, all'odorizzazione, alle dispersioni e a eventuali incidenti da gas combustibile verificatisi sugli impianti di distribuzione. Per entrambe le imprese sono state riscontrate violazioni degli obblighi di servizio previsti dall'Allegato RQDG. L'Autorità ha pertanto avviato, con la delibera 12 maggio 2011, VIS 58/11, due istruttorie formali nei confronti delle suddette imprese di distribuzione del gas, che potrebbero concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie. L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è riportato nella tavola 5.8.

TAV. 5.8

Verifiche ispettive
nei confronti di imprese
di distribuzione del gas
in materia di sicurezza
del servizio
Febbraio 2011

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa Una piccola impresa	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione del gas, degli obblighi in materia di sicurezza del servizio.	Verificate violazioni dell'Allegato RQDG per una media e una piccola impresa. Avviate due istruttorie formali ai fini sanzionatori (delibera VIS 58/11).

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas
in materia di recuperi di sicurezza del servizio

Nel periodo giugno-settembre 2011 sono state effettuate, dall'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, cinque verifiche ispettive, ai sensi della delibera 26 maggio 2011, VIS 62/11, nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare la corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione di gas naturale, degli obblighi di cui alla delibera ARG/gas 120/08, e in particolare dell'Allegato RQDG, che all'art. 32 regola il sistema degli incentivi per i miglioramenti della sicurezza del servizio. Tale disciplina prevede che gli incentivi siano corrisposti alle imprese sulla base di due distinte componenti, correlate rispettivamente all'odorizzazione e alla riduzione delle dispersioni di gas.

Le verifiche ispettive sui dati di sicurezza delle reti di distribuzione hanno interessato due grandi e tre medie imprese. Le ispezioni sono state effettuate controllando elementi documentali e informativi relativi ai dati di sicurezza del servizio comunicati all'Autorità, con riferimento all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa, al pronto intervento, all'odorizzazione, alle dispersioni e a eventuali incidenti da gas combustibile, verificatisi sugli impianti di distribuzione.

L'analisi degli esiti dell'ispezione ha consentito di accertare, per tre medie imprese, il rispetto per il 2010 dei requisiti di cui all'Allegato RQDG.

Per due grandi imprese di distribuzione del gas sono state riscontrate violazioni degli obblighi di servizio previsti dall'Allegato RQDG. L'Autorità ha pertanto avviato, con la delibera 15 dicembre 2011, VIS 107/11, due istruttorie formali nei confronti delle

suddette imprese, che potrebbero concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, ovvero con l'accettazione di eventuali impegni presentati dalle imprese.

Nel gennaio 2012 le suddette imprese hanno presentato, ai sensi dell'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11 e della delibera 6 ottobre 2011, ARG/com 136/11, una proposta di impegni relativamente alle contestazioni di cui alla delibera VIS 107/11. L'Autorità, con la delibera 1 marzo 2012, 59/2012/S/gas, ha dichiarato ammissibile la proposta per un'impresa, mentre con la delibera 1 marzo 2012, 60/2012/S/gas, ha dichiarato inammissibile la proposta pervenuta dalla seconda impresa. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.9.

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese
di distribuzione di gas in materia di pronto intervento

Nel periodo marzo-maggio 2011 sono stati effettuati dal Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza 50 controlli telefonici nei confronti di 50 imprese, previsti dalla delibera 7 febbraio 2011, VIS 22/11, mediante chiamate al servizio di pronto intervento. Nel periodo luglio-novembre 2011 sono state altresì eseguite le successive verifiche ispettive, con sopralluogo presso 11 imprese, individuate tra le suddette 50, in base agli esiti dei controlli già realizzati mediante chiamate telefoniche.

Le operazioni di controllo telefonico avevano lo scopo di verificare le modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice. L'attività si è svolta, in via preliminare, con la verifica della corrispondenza del numero di pronto intervento comunicato dalle imprese distributrici all'Autorità con quello indicato sul sito internet delle imprese stesse; quindi con l'accertamento dell'effettiva funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi imprese. Tre medie imprese.	Verifica della corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione del gas degli obblighi di cui all'art. 32 dell'Allegato RQDG.	Verificata la corretta attuazione dell'art. 32 dell'Allegato RQDG per tre medie imprese. Riscontrate possibili violazioni per due grandi imprese. Avviate due istruttorie formali ai fini sanzionatori (VIS 107/11). Dichiarata ammissibile la proposta di impegni per un'impresa (delibera 59/2012/S/gas) e inammissibile la proposta di impegni per l'altra impresa (delibera 60/2012/S/gas).

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

tramite l'effettuazione di chiamate telefoniche senza preavviso ai numeri indicati dagli operatori, eseguite in giorni sia feriali sia festivi, e in orario sia diurno sia notturno. Le successive undici verifiche ispettive, in esito ai controlli telefonici, avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas, delle disposizioni dell'Autorità in materia di pronto intervento, previste dall'Allegato RQDG. Le ispezioni sono state effettuate controllando elementi documentali e informativi relativi ai dati di sicurezza del servizio comunicati all'Autorità, con riferimento in particolare al servizio di pronto intervento, mediante l'ascolto e l'eventuale acquisizione di registrazioni vocali di chiamate pervenute al centralino di pronto intervento.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di accertare

l'adeguatezza del servizio di pronto intervento per quattro medie imprese, mentre per sette medie imprese ha evidenziato l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento, in violazione degli obblighi previsti dall'art. 25 dell'Allegato RQDG, di cui alla delibera ARG/gas 120/08.

L'Autorità ha pertanto avviato, con le delibere 13 ottobre 2011, VIS 94/11, e 16 febbraio 2012, 42/2012/S/gas, sette istruttorie formali nei confronti delle suddette imprese di distribuzione, che potrebbero concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, ovvero con l'accettazione di eventuali impegni presentati dalle imprese.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.10.

TAV. 5.9

Verifiche ispettive
nei confronti di imprese
di distribuzione del gas
in materia di recuperi
di sicurezza del servizio
Giugno-Settembre 2011

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Controlli telefonici: 50 imprese, di cui: una grande impresa; 48 medie imprese; una piccola impresa per un totale di 167 chiamate telefoniche.	Verifica delle modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice mediante chiamate al servizio di pronto intervento.	Verificate criticità nelle modalità di accesso al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice per undici medie imprese.
Verifiche ispettive: 11 medie imprese.	Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas, ai sensi dell'Allegato RQDG, di cui alla delibera ARG/gas 120/08.	Verificato il corretto funzionamento del servizio di pronto intervento per quattro medie imprese. Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso sette medie imprese; avviate sette istruttorie formali sanzionatorie nei confronti delle suddette imprese di distribuzione (delibere VIS 94/11 e 42/2012/S/gas).

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

TAV. 5.10

Controlli telefonici
e verifiche ispettive
nei confronti di imprese di
distribuzione del gas in materia
di pronto intervento
Marzo-Novembre 2011

Verifiche ispettive nei confronti di venditori di energia elettrica in materia di qualità dei servizi di vendita con particolare riferimento alla risposta motivata ai reclami scritti e alla risposta a richieste scritte di informazioni

Nel mese di gennaio 2011 è stata effettuata, dall'Autorità con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 18 novembre 2010, VIS 143/10, nei confronti di un'impresa di vendita di energia elettrica.

L'ispezione aveva la finalità di accertare la corretta applicazione delle disposizioni dell'Autorità in materia di qualità dei servizi di vendita di energia elettrica, di cui al *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV), approvato con la delibera dell'Autorità

18 novembre 2008, ARG/com 164/08, con particolare riferimento alle risposte motivate ai reclami scritti e alle risposte alle richieste scritte di informazioni, pervenuti al venditore nel secondo semestre 2009 e nel primo semestre 2010.

L'ispezione ha interessato una grande impresa ed è stata eseguita acquisendo elementi documentali, utili ad accertare la piena attuazione del TIQV da parte di tale impresa di vendita di energia elettrica, tra cui numerose pratiche relative a reclami di clienti finali domestici.

A seguito degli elementi emersi nell'analisi della documentazione acquisita in ispezione, l'Autorità ha avviato nei confronti della suddetta impresa, con la delibera 10 aprile 2011, VIS 49/11, un'istruttoria formale ai fini sanzionatori e per l'eventuale adozione di un ordine di cessazione della condotta lesiva dei diritti dei clienti finali. Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 5.11

TAV. 5.11

Verifiche ispettive nei confronti di venditori di energia elettrica in materia di qualità dei servizi di vendita con particolare riferimento alla risposta motivata ai reclami scritti e alla risposta a richieste scritte di informazioni
Gennaio 2011

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa.	Verifica della corretta applicazione delle disposizioni dell'Autorità in materia di qualità dei servizi di vendita di energia elettrica di cui al TIQV.	Verificate violazioni del TIQV per una grande impresa. Avviata una istruttoria formale ai fini sanzionatori (delibera VIS 49/11).

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di tariffe e di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*)

Nel periodo maggio-novembre 2011 sono state effettuate, dall'Autorità con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, due verifiche ispettive, svolte ai sensi della delibera 21 aprile 2011, VIS 54/11, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di tariffe e di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*).

Con riferimento alle tariffe, le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione delle disposizioni dell'Autorità con riguardo a:

- l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura, disciplinati dal *Testo integrato trasporto* (TIT) e da altre disposizioni a esso collegate;
- i contributi di allacciamento e i diritti fissi, ovvero, successivamente al 31 dicembre 2007, le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, disciplinate dal TIC;
- i meccanismi di compensazione per la spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica (c.d. "bonus sociale elettrico").

Con riferimento alla separazione amministrativa e contabile, le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione delle disposizioni dell'Autorità in materia di *unbundling*, di cui

alla delibera 18 gennaio 2007, n. 11/07 (TIU), anche in relazione ai rapporti economico-finanziari con altre imprese del gruppo societario di appartenenza e all'esercizio dei poteri di indirizzo e controllo da parte della società capogruppo.

Le verifiche ispettive in materia di tariffe elettriche e *unbundling* hanno interessato una grande e una media impresa di distribuzione dell'energia elettrica e sono state effettuate per mezzo della visione e dell'acquisizione di elementi documentali e informativi, riferiti principalmente alle seguenti attività:

- per la parte tariffaria, la fatturazione dei corrispettivi del servizio elettrico, la perequazione generale e la gestione del gettito derivante dall'applicazione delle prestazioni

patrimoniali imposte;

- per la parte *unbundling*, la redazione del bilancio di esercizio e dei conti annuali separati, i rapporti con le altre società del gruppo e le attività degli organi sociali.

Per una grande impresa sono state riscontrate violazioni di alcuni specifici obblighi in materia sia di tariffe sia di separazione amministrativa e contabile; l'Autorità ha pertanto avviato, con la delibera 17 novembre 2011, VIS 104/11, un'istruttoria formale nei confronti della suddetta impresa e di altre società dello stesso gruppo. Per la media impresa sono tuttora in corso le valutazioni degli esiti dell'ispezione da parte degli Uffici competenti. I risultati delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.12.

TAV. 5.12

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di tariffe e di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*)
Maggio-Novembre 2011

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa. Una media impresa.	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese, delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura disciplinati dal TIT, delle condizioni economiche per la connessione, disciplinate dal TIC, del bonus sociale e delle disposizioni in materia di <i>unbundling</i> (TIU).	Verificate violazioni nell'applicazione della normativa relativa al TIT, al TIC e dell' <i>unbundling</i> , con avvio di istruttoria sanzionatoria (delibera VIS 104/11) per una grande impresa. Esiti in corso di valutazione per una media impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di stoccaggio del gas in materia di tariffe e di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*)

Nel mese di luglio 2011 è stata effettuata, dall'Autorità con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 7 luglio 2011, VIS 68/11, nei confronti di un'impresa esercente il servizio di stoccaggio del gas naturale in materia di tariffe e di separazione amministrativa e contabile. La verifica ispettiva aveva lo scopo di accertare la corretta applicazione, da parte dell'impresa, delle disposizioni dell'Autorità in materia di:

- obblighi di separazione funzionale, amministrativa e contabile

(*unbundling*), di cui alla delibera n. 11/07, anche in relazione ai rapporti economico-finanziari con altre imprese del gruppo societario di appartenenza e all'esercizio dei poteri di indirizzo e controllo da parte della società capogruppo;

- erogazione dei servizi di stoccaggio del gas naturale e del servizio di misura, disciplinati dalla delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10, e dall'Allegato al *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2011-2014 (TUSG)*: approvazione della Parte II "Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 (RTSG)", disposizioni in materia di corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2011

anche con riferimento ai dati forniti all'Autorità ai fini della determinazione delle componenti di ricavo per l'erogazione del servizio di stoccaggio.

- per la parte tariffaria, contratti di fornitura del servizio di stoccaggio e dichiarazioni relative all'attestazione dei ricavi effettuate ai sensi della RTSG.

La verifica è stata effettuata acquisendo i seguenti elementi documentali e informativi:

- per la parte *unbundling*, documentazione di supporto alla predisposizione del bilancio di esercizio e dei conti annuali separati, documenti relativi ai rapporti con le altre società del gruppo e con la società capogruppo, nonché documentazione relativa all'attività degli organi sociali;

A seguito della valutazione degli esiti della verifica ispettiva, l'Autorità ha avviato, con la delibera 15 marzo 2012, 87/2012/S/gas, un'istruttoria formale su aspetti sia tariffari sia di *unbundling*, che potrebbe concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative, ovvero con l'accettazione di eventuali impegni presentati dall'impresa.

L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è riportato nella tavola 5.13.

TAV. 5.13

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di stoccaggio del gas in materia di tariffe e di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*)

Luglio 2011

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa. Una media impresa.	Verifica della corretta applicazione delle disposizioni per l'erogazione del servizio di stoccaggio (RTSG) e delle disposizioni in materia di <i>unbundling</i> (TIU).	Verificata la non corretta attuazione della disciplina in materia di tariffe di stoccaggio e di separazione amministrativa e contabile per una grande impresa. Avviata un'istruttoria formale ai fini sanzionatori (delibera 87/2012/S/gas).

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione

Nel periodo maggio-giugno 2011 sono state effettuate, dall'Autorità con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, due verifiche ispettive, ai sensi della delibera 23 marzo 2011, VIS 44/11, nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica, in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica con obbligo di connessione di terzi, degli impianti di produzione dell'energia elettrica.

Le verifiche ispettive avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione, da parte dei gestori di rete, del *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA), con particolare riferimento:

- ai tempi della messa a disposizione del preventivo e/o della realizzazione della connessione;
- al contenuto delle soluzioni tecniche minime generali e dei preventivi per la connessione;
- alle tempistiche di erogazione degli indennizzi automatici;
- alla possibilità, da parte dei richiedenti la connessione, di contattare i soggetti individuati dalle imprese distributrici come responsabili della pratica di connessione.

Le verifiche ispettive hanno interessato due grandi imprese di distribuzione elettrica. Le ispezioni sono state effettuate controllando elementi documentali e informativi relativi all'iter procedurale di connessione con la rete, anche con riferimento a singole pratiche individuali.

Per un'impresa i controlli hanno evidenziato il rispetto del TICA,

mentre per un'altra impresa l'Autorità ha avviato, con la delibera 26 gennaio 2012, 9/2012/S/eel, un'istruttoria formale che potrebbe

concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.14.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi imprese.	Verifica della corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione del TICA.	Verificata la corretta attuazione del TICA per una grande impresa. Verificata la non corretta attuazione del TICA per una grande impresa e avviata una istruttoria sanzionatoria nei confronti della predetta impresa (delibera 9/2012/S/eel).

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

TAV. 5.14

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete di impianti di produzione
Maggio-Giugno 2011

Verifiche ispettive nei confronti di impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammessi alla reintegrazione dei costi

Nel periodo giugno-novembre 2011 sono state effettuate, dall'Autorità con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, sette verifiche ispettive, ai sensi della delibera 7 aprile 2011, VIS 48/11, nei confronti di tre imprese, titolari del servizio di dispacciamento elettrico, con riferimento a sette impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, ammessi al regime di reintegrazione dei costi a partire dall'anno 2011.

Le verifiche ispettive avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione della norme per la determinazione del corrispettivo a reintegrazione dei costi, di cui all'art. 63, comma 63.13, dell'Allegato A alla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06, con particolare riferimento a:

- la correttezza dei dati storici relativi al consumo di combustibile,

comunicati all'Autorità, rispetto ai corrispondenti dati effettivi;

- la veridicità dei dati economici risultanti dai contratti di approvvigionamento trasmessi all'Autorità, tramite Terna, e l'effettiva esistenza dei provvedimenti amministrativi che obbligano l'impianto di produzione a utilizzare combustibili diversi da quello già oggetto di approvazione da parte dell'Autorità.

Nel corso delle ispezioni sono state acquisite informazioni e la documentazione relativa a contratti e a documenti fiscali e amministrativi attinenti l'approvvigionamento dei combustibili destinati agli impianti di produzione oggetto dei controlli.

A seguito delle verifiche, gli accertamenti hanno evidenziato il rispetto della normativa per tre impianti. Per i rimanenti quattro impianti gli esiti sono in corso di valutazione da parte degli Uffici competenti. L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è riportato nella tavola 5.15.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre imprese utenti del dispacciamento titolari di sette impianti essenziali di produzione elettrica.	Verifica della corretta applicazione, da parte degli utenti del dispacciamento elettrico, degli obblighi di cui all'art. 63, comma 63.13, dell'Allegato A alla delibera n. 111/06.	Verificata la corretta attuazione della normativa per tre impianti essenziali. Esiti in corso di valutazione per quattro impianti essenziali.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

TAV. 5.15

Verifiche ispettive nei confronti di impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammessi alla reintegrazione dei costi a partire dall'anno 2011
Giugno-Novembre 2011

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di tariffe

Nel periodo giugno-novembre 2011 sono state effettuate, dall'Autorità con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 21 aprile 2011, VIS 53/11, nei confronti di tre imprese di distribuzione del gas in materia di tariffe di distribuzione.

Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione:

- delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas, disciplinate dalla delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, e dall'Allegato *Testo unico della distribuzione gas* – Parte II (RTDG) [per il periodo di regolazione 2009-2012, nonché dalle altre disposizioni a esse collegate;
- delle disposizioni previste dal Codice di rete in materia di prestazioni accessorie al servizio di distribuzione;
- della normativa relativa ai meccanismi di compensazione per la spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale dai clienti

domestici economicamente svantaggiati (c.d. "bonus sociale gas").

Le verifiche ispettive sulle tariffe di distribuzione gas hanno interessato una grande impresa e due piccole imprese. Le ispezioni sono state effettuate per mezzo dell'acquisizione, tra l'altro, di:

- documenti di fatturazione e contratti di distribuzione e fornitura del gas;
- dichiarazioni relative a richieste di determinazione della tariffa di riferimento, di cui al comma 7.1 dell'Allegato RTDG;
- dichiarazioni relative alla perequazione generale, effettuate ai sensi delle disposizioni dell'Allegato RTDG;
- fonti contabili obbligatorie, proprie e di terzi, a supporto dei dati trasmessi in occasioni delle richieste di determinazione della tariffa di riferimento.

È attualmente in corso la valutazione degli esiti delle verifiche ispettive da parte degli Uffici competenti. L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è riportato nella tavola 5.16.

TAV. 5.16

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di tariffe
Giugno-Novembre 2011

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa Due piccole imprese	Verifica della corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione del gas degli obblighi di cui all'Allegato RTDG.	Esiti in corso di valutazione per tre imprese.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivata

In considerazione della rilevanza economica degli oneri posti a carico del sistema elettrico dai meccanismi di incentivazione destinati alle fonti rinnovabili, alle cosiddette "fonti assimilate" e agli impianti di cogenerazione, sin dal 2004 l'Autorità ha deciso di intensificare ed estendere le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione incentivati, avvalendosi della CCSE ai sensi della delibera n. 60/04.

La CCSE ha quindi costituito un Comitato di esperti che ha emanato un regolamento per l'effettuazione delle verifiche e dei sopralluoghi, approvato con la delibera 14 dicembre 2004, n. 215/04, e ha proceduto alla selezione, tramite bandi, di un pool di esperti verificatori provenienti dal mondo universitario e dall'industria. La legge n. 99/09 prevede che l'Autorità si debba avvalere del GSE per lo svolgimento delle attività tecniche sottese all'accertamento e alla verifica dei costi posti a carico dei clienti, come maggiorazioni e ulteriori componenti del prezzo finale dell'energia elettrica. Per dare attuazione al trasferimento delle attività operative

sinora svolte in avvalimento dalla CCSE al GSE, con la delibera GOP 43/10 l'Autorità ha disposto sia la formazione, presso il GSE, di un Comitato di esperti (composto da sette componenti scelti tra autorevoli esperti di settore, dell'università e di qualificati organismi tecnici), sia il trasferimento al GSE dell'Albo dei componenti dei Nuclei ispettivi costituito presso la CCSE, eventualmente potenziato attraverso uno o più bandi, di cui il primo si è chiuso il 15 gennaio 2011.

Dall'inizio di tali attività di verifica nel 2005, al 31 marzo 2012 sono stati effettuati (dalla CCSE, fino al 30 giugno 2010, e successivamente dal GSE, direttamente o in collaborazione con funzionari dell'Autorità), sopralluoghi e accertamenti presso 183 impianti, per una potenza installata complessiva di circa 14.000 MW, di cui il 43,0% costituita da impianti assimilati, il 51,6% costituita da impianti cogenerativi puri e il 5,4% costituita da fonti rinnovabili (Tav. 5.17).

TAV. 5.17

Verifiche ispettive
in materia di impianti
di produzione incentivata
svolte in collaborazione
con la CCSE e il GSE
Gennaio 2005 – 31 marzo 2012

	IMPIANTI			DI CUI ANCHE COGENERATIVI		
	N.	MW	%	N.	MW	%
Assimilati CIP6	37	4.844		20	3.437	
Assimilati ex CIP n. 34/90	7	861		4	386	
Assimilati eccedenze	18	288		8	92	
TOTALE ASSIMILATI	62	5.993	43,0%	32	3.915	28,1%
COGENERATIVI PURI	62	7.198	51,6%	62	7.198	51,6%
Biomasse	16	260				
RSU	25	394				
Biogas	13	28				
Eolico	4	73				
Idroelettrici a bacino	1	6				
TOTALE RINNOVABILI	59	761	5,4%			
TOTALE	183	13.951	100,0%	94	11.112	79,7%
Di cui in avvalimento CCSE fino al 30 giugno 2010	130	9.351		66	7.220	

Dal punto di vista della tipologia del trattamento incentivante riconosciuto, le verifiche ispettive hanno riguardato i seguenti segmenti:

- 62 impianti assimilati, per una potenza installata pari a 5.993 MW, dei quali 37 impianti titolari di convenzioni di cessione destinata CIP6, 7 impianti con convenzioni ex provvedimento CIP n. 34/90 e 18 impianti con cessioni di eccedenze. Dei 62 impianti in totale questi, 32, per una potenza complessiva pari a 3.915 MW, hanno richiesto anche il riconoscimento della condizione di cogenerazione, ai sensi della delibera 19 marzo 2002, n. 42/02;

- 62 impianti cogenerativi, per una potenza pari a 7.198 MW;
- 59 impianti rinnovabili, per una potenza pari a circa 761 MW, di cui 16 alimentati a biomasse, 25 a RSU, 13 a biogas, oltre a 4 impianti eolici e un impianto idroelettrico a bacino.

Gli accertamenti finora conclusi hanno consentito di avviare procedure per il recupero amministrativo di circa 200 milioni di euro, di cui circa il 50% connessi con importi indebitamente percepiti da impianti assimilati CIP6 e il 50% relativi al mancato acquisto di certificati verdi per impianti che non sono risultati cogenerativi. Dei 200 milioni di euro relativi all'avvio di azioni di recupero amministrativo:

- 97,1 milioni di euro sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti e portati a riduzione delle bollette, con sgravio del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (componente A_3 , oggi l'onere generale di sistema più rilevante gravante sulle bollette);
- ulteriori 34 milioni di euro sono stati versati, ma soggetti agli esiti dell'azione di contenzioso intentato dalle parti.

Tali recuperi, a valle degli inevitabili seguiti di contenzioso, sono destinati a generare effetti anche con riferimento alle produzioni dei prossimi anni, successivi a quelli oggetto di accertamento, e per tutta la durata delle convenzioni pluriennali di cessione destinata, contribuendo così a ridurre anche per il futuro il fabbisogno del conto A_3 . Oltre ai recuperi amministrativi sopra citati, la campagna di accertamenti sugli impianti di produzione incentivati ha consentito di riscontrare:

- un rilevante effetto di *moral suasion*, nel senso che la campagna di ispezioni ha indotto una maggior propensione alle verifiche interne e al rispetto delle norme;
- una miglior definizione del quadro normativo, soprattutto con riferimento agli aspetti applicativi e ai casi particolarmente complessi (definizione della quantità strettamente indispensabile di combustibili fossili utilizzati unitamente a quelli di processo, residui e fonti rinnovabili; definizione dei servizi ausiliari di centrale; definizione del valore netto dell'energia elettrica prodotta e dell'energia termica utile prodotta);
- l'efficacia di una formula di collaborazione con la CCSE e il GSE che, attraverso il Comitato di esperti e la costituzione di un Albo selezionato dei componenti dei Nuclei ispettivi, ha visto la collaborazione delle migliori università e dei più accreditati esperti del settore. L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è riportato nella tavola 5.17.

Attività di verifica sul rispetto del divieto di traslazione della maggiorazione Ires

Nel corso del 2011 l'attività di vigilanza affidata all'Autorità sulla puntuale osservanza del divieto di traslazione della maggiorazione Ires sui prezzi al consumo da parte degli operatori del settore dell'energia elettrica e del gas nonché del settore petrolifero, è stata condizionata sia dalle disposizioni introdotte con il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 (convertito, con modificazioni, in legge 14 settembre 2011, n. 148), recante *Ulteriori misure urgenti per la stabilizzazione finanziaria e per lo sviluppo*, sia dalle sentenze del giudice amministrativo.

Le pronunce del giudice amministrativo hanno influenzato la vigilanza sia sotto il profilo del potere esercitabile dall'Autorità, sia della metodologia di analisi utilizzata.

Dal punto di vista organizzativo, l'entrata in vigore del decreto legge n. 138/11, incrementando l'aliquota dell'addizionale IRES ed estendendone l'applicazione a nuovi settori d'attività, ha reso necessari tempestivi adeguamenti dell'attività, oltre alla programmazione di interventi di natura regolatoria.

Nuove disposizioni legislative e pronunce del giudice amministrativo

Le disposizioni di cui all'art. 7 del decreto legge n. 138/11 hanno introdotto alcune modifiche all'art. 81, comma 16, del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, in materia di addizionale IRES.

Le nuove disposizioni hanno previsto:

- l'incremento dell'addizionale Ires di quattro punti percentuali (dal 6,5% al 10,5%) per i periodi di imposta 2011-2013;
- l'introduzione di nuove soglie per l'assoggettamento all'addizionale Ires (riduzione del volume di ricavi da 25 a 10 milioni di euro e un reddito imponibile superiore a un milione di euro);
- l'applicazione dell'addizionale d'imposta anche ai settori della trasmissione, del spacciamento e della distribuzione dell'energia elettrica, a quelli del trasporto e della distribuzione del gas naturale, nonché alle società che producono energia elettrica mediante l'impiego prevalente di biomasse e da fonte solare-fotovoltaica o eolica (esentate dalle precedenti disposizioni).

Dal punto di vista operativo, le nuove disposizioni hanno modificato in modo rilevante la platea degli operatori interessati dal divieto di traslazione; è stato quindi necessario ridefinire l'insieme dei soggetti vigilati e adeguare il sistema informativo predisposto dall'Autorità, per consentire ai "nuovi" operatori di trasmettere i dati richiesti e all'Autorità di estendere l'attività di controllo anche nei loro confronti.

Nel corso del 2011 il Consiglio di Stato ha emanato le prime sentenze in materia di vigilanza sul divieto di traslazione, che dispongono sulla legittimità della delibera 11 dicembre 2008, VIS 109/08, che delinea il metodo di analisi di primo livello; inoltre, le sentenze contengono osservazioni sull'inquadramento e sulla portata dei poteri di cui l'Autorità può avvalersi nell'esercizio della

funzione di vigilanza assegnatale dal legislatore.

In particolare, il Consiglio di Stato, rigettando nel merito gli appelli degli operatori, ha sostenuto che gli strumenti conoscitivi individuati dalla delibera VIS 109/08 risultano essere *«adeguati e proporzionati»* anche in considerazione delle *«difficoltà e complessità proprie dell'esercizio di un potere di vigilanza su settori particolarmente sensibili e densi di implicazioni»*.

Nel confermare la legittimità del metodo di analisi di primo livello, che propone quale indicatore della presunta traslazione la variazione positiva del margine di contribuzione semestrale, legata alla dinamica dei prezzi, il Consiglio di Stato ha definito anche la portata del potere esercitabile dall'Autorità nell'ambito della funzione di vigilanza limitandolo all'*«esercizio di poteri autoritativi»*. Tali poteri, infatti, costituiscono *«un tipico corollario dei poteri di acquisizione documentale ordinariamente spettanti all'Autorità nelle ipotesi in cui alla stessa sia demandato il potere di vigilanza su un certo settore di attività»*. Di conseguenza, il Consiglio di Stato ha escluso *«l'adozione di misure sanzionatorie»* riconducendo l'azione dell'Autorità a una *«attività di carattere meramente notiziale»*.

Dal punto di vista organizzativo, è stata creata l'Unità vigilanza sul divieto di traslazione della maggiorazione Ires nell'ambito della Direzione vigilanza e controlli (delibera 6 dicembre 2011, GOP 55/11), per rendere più agevole l'utilizzo degli strumenti tipici di questa Direzione, quali, anzitutto, le verifiche ispettive da svolgere presso le imprese vigilate che non hanno adempiuto agli obblighi informativi, anche a seguito di intimazione ad adempiere, nonché nei casi in cui i dati trasmessi non risultino congrui rispetto alla realtà aziendale esaminata.

Segnalazione al Parlamento del 26 agosto 2011 (PAS 16/11)

Nella segnalazione al Parlamento PAS 16/11 sono state formulate alcune osservazioni circa i possibili effetti derivanti dall'applicazione delle nuove disposizioni di legge in tema di *Robin Tax* (decreto legge n. 138/11).

Sugli effetti derivanti dall'applicazione delle nuove disposizioni di legge sono state formulate dall'Autorità alcune osservazioni nella segnalazione al Parlamento del 26 agosto 2011 (PAS 16/11), come illustrato al relativo paragrafo del presente capitolo.

◊ Gli incrementi dell'addizionale Ires, stabiliti a partire dal 2008 (5,5% di cui al decreto legge n. 112/08, 1,0% di cui alla legge n. 99/09, 4,0% di cui al decreto legge n. 138/11), costituiscono maggiorazioni del 27,5% della preesistente aliquota Ires (precedentemente ridotta del 5,5% ai sensi della legge 24 dicembre 2007, n. 244). Pertanto, a seguito del decreto legge n. 138/11, l'imposta sul reddito delle società è passata:

- dal 34% al 38% per le società già incluse nelle disposizioni del decreto legge n. 112/08;
- dal 27,5% al 38% per quelle di nuova inclusione.

◊ Consiglio di Stato, Sezione VI, 15 settembre 2011, nn. 5150/2011, 5151/2011, 5152/2011 e Consiglio di Stato, Sez. VI, 20 luglio 2011, n. 4388/2011.

Sempre nella stessa segnalazione è stato evidenziato il mutamento della *ratio* sottesa all'incremento dell'addizionale Ires. In particolare, mentre nelle precedenti disposizioni si perseguiva lo scopo di colpire gli extra profitti conseguiti dalle imprese del settore energetico in una situazione di particolare congiuntura dei prezzi dei prodotti petroliferi, l'attuale intervento è finalizzato al raggiungimento degli obiettivi di stabilizzazione finanziaria perseguiti dal decreto legge n. 138/11.

L'Autorità ha segnalato alcuni elementi di criticità che sarebbero potuti derivare dalle nuove previsioni normative. Ad esempio, l'estensione della maggiorazione d'imposta alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili avrebbe potuto comportare una riduzione della propensione all'investimento in un settore di grande rilevanza per la gestione delle problematiche ambientali e la crescita sostenibile dell'economia. D'altro canto, l'applicazione della maggiorazione d'imposta ai servizi a rete di energia elettrica e gas, attività soggette a regolazione tariffaria e, quindi, a prezzi amministrati, avrebbe potuto comportare una riduzione della remunerazione degli investimenti, riconosciuta dalla stessa Autorità all'interno delle tariffe applicate; viceversa, preservare l'attuale equilibrio economico-finanziario delle imprese avrebbe richiesto un incremento delle tariffe che, paradossalmente, avrebbe trasferito sui consumatori finali, attraverso la regolazione tariffaria, il maggior onere d'imposta.

Tutto ciò in un contesto nel quale, al contrario, sarebbe necessario favorire gli investimenti, per l'opportuno potenziamento delle infrastrutture esistenti, quale condizione essenziale per conseguire lo sviluppo del mercato e delle stesse fonti rinnovabili, nonché limitare l'aumento delle tariffe a carico dei consumatori.

Attività di vigilanza svolta nell'anno 2011

Sulla vigilanza svolta nell'anno 2011 è stata presentata, in data 22 dicembre 2011, una relazione al Parlamento e al Governo (PAS 26/11), ai sensi dell'art. 81, comma 18, del decreto legge n. 112/08. Nel 2011 l'attività di vigilanza ha riguardato i dati contabili semestrali e le informazioni trasmesse dagli operatori per gli esercizi 2009 e 2010.

Dall'esame delle informazioni relative all'esercizio 2009 è emerso che l'evoluzione degli assetti societari e le dinamiche del mercato

energetico hanno determinato un aumento degli operatori vigilati, passati dai 525 del 2008 a 552; di questi, 251 appartengono al settore dell'energia elettrica e del gas e 301 al settore petrolifero. I confronti hanno riguardato le informazioni contabili relative ai periodi successivi all'introduzione del divieto di traslazione (primo e secondo semestre 2009) rispetto ai corrispondenti periodi (primo semestre 2008 e secondo semestre 2007), precedenti all'introduzione del divieto stesso. Dalle analisi di primo livello è emerso che per 240 operatori, di cui 105 appartenenti al settore dell'energia elettrica e del gas e 135 a quello petrolifero, è intervenuta una variazione positiva del margine di contribuzione semestrale, riconducibile, almeno in parte, alla dinamica dei prezzi praticati.

Sono state inoltre inviate agli operatori 115 richieste di motivazioni in relazione agli incrementi dei margini riscontrati e le risposte pervenute sono state esaminate dagli Uffici che ne hanno valutato l'adeguatezza. Tuttavia, per i soggetti che non hanno fornito adeguate motivazioni non sono stati avviati procedimenti individuali, come invece previsto dalla delibera 25 novembre 2009, VIS 133/09, stante l'incertezza derivante dall'assenza di pronunce definitive del giudice amministrativo sulla correttezza della metodologia utilizzata nelle analisi di secondo livello. Nei confronti di 33 operatori che non hanno dato corso agli adempimenti richiesti per l'anno 2009, con la delibera 3 novembre 2011, VIS 100/11, l'Autorità ha adottato un provvedimento di intimazione ad adempiere, finalizzato all'acquisizione delle informazioni richieste e all'adozione di eventuali misure sanzionatorie.

Negli ultimi mesi del 2011 sono state avviate le analisi di primo livello sui dati contabili relativi all'esercizio 2010.

L'attività finora svolta ha riguardato il censimento degli operatori vigilati e l'esame preliminare dei dati contabili trasmessi dalle singole imprese al fine di valutarne la qualità e la completezza. Le verifiche, invece, riguarderanno le informazioni contabili relative ai periodi successivi all'introduzione del divieto di traslazione (primo e secondo semestre 2010) rispetto ai corrispondenti periodi (primo semestre 2008 e secondo semestre 2007), precedenti all'introduzione del divieto stesso.

È stato inoltre monitorato l'accreditamento sul sistema informativo dei soggetti individuati ai sensi delle modifiche introdotte dal decreto legge n. 138/11. Sebbene questi operatori possano avvalersi delle semplificazioni previste dalla delibera VIS

¹ Semplificazioni previste in attuazione di quanto disposto dall'art. 27, comma 15, della legge n. 99/09.

133/09⁴, si è ritenuto opportuno, dato l'esiguo numero di richieste pervenute (circa 25 operatori), avviare una verifica mediante la consultazione dell'Anagrafica operatori dell'Autorità e della banca dati "Anagrafe tributaria" in uso al Nucleo speciale tutela mercati

della Guardia di Finanza.

Gli operatori vigilati sono risultati 573, di cui 270 appartenenti al settore dell'energia elettrica e del gas e 303 a quello petrolifero. I dati sono riportati nella figura 5.1.

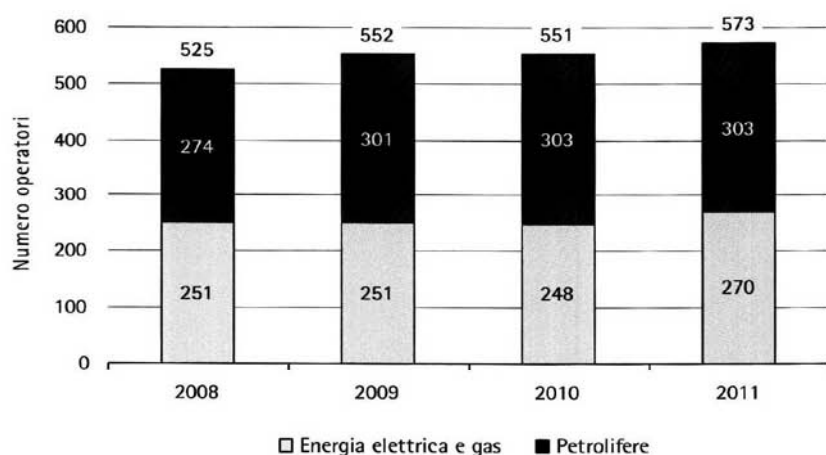


Fig. 5.1

Operatori sottoposti
alla vigilanza Robin Tax^(A)

(A) I dati riferiti al 2010 devono considerarsi provvisori, mentre i dati 2011 rappresentano una stima conservativa degli operatori sottoposti a vigilanza in base alle disposizioni introdotte dal decreto legge n. 138/11.

Analisi di secondo livello

Il contenzioso relativo ai ricorsi presentati tra la fine del 2010 e l'inizio del 2011, avverso i provvedimenti di accertamento della violazione del divieto di traslazione (c.d. "analisi di secondo livello"), ha condizionato l'attività di vigilanza. La definizione dei giudizi attualmente pendenti innanzi al TAR Lombardia è rilevante ai fini della determinazione della correttezza e della completezza del metodo di analisi utilizzato nelle istruttorie individuali. Infatti, alcuni dei provvedimenti oggetto di impugnazione sono stati sospesi dal TAR⁵ con ordinanza cautelare, il quale ha ritenuto che l'Autorità non disponga, nell'ambito della funzione di vigilanza, di poteri prescrittivi e/o repressivi, e ha formulato inoltre brevi osservazioni sul metodo adottato nell'ambito dei procedimenti individuali.

Dei nove procedimenti individuali avviati nel 2010 è stata chiusa la fase istruttoria nei confronti di quattro società per le quali l'analisi di secondo livello ha escluso la traslazione del maggior

onere di imposta sui prezzi al consumo.

Infine, l'Autorità ha anche concluso due dei sette procedimenti sanzionatori avviati nei confronti degli operatori che, seppur intimati ad adempiere (delibere 30 giugno 2010, VIS 47/10, e 5 novembre 2010, VIS 137/10), non hanno inviato i dati e le informazioni richiesti. Nei confronti di queste due società⁶, operanti nel settore del commercio e del trasporto di prodotti petroliferi, sono state irrogate sanzioni per complessivi 50.000 €.

Attività di monitoraggio

Come ampiamente esposto nella relazione presentata al Parlamento e al Governo il 22 dicembre 2011 (PAS 26/11), l'Autorità ha svolto un attento monitoraggio dei dati forniti dagli operatori sia del settore energia elettrica e gas sia del settore petrolifero, per il triennio 2008-2010. Tale attività è realizzata con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza. A seguito dei controlli effettuati è risultato,

⁵ TAR Lombardia, ordinanze n. 1418/2010 del 15 dicembre 2010, n. 74/2011 del 13 novembre 2011, n. 295/2011, n. 296/2011 e n. 298/2011 del 7 febbraio 2011, n. 520/2011 del 18 marzo 2011.

⁶ Delibere 18 marzo 2011, VIS 50/11 e VIS 51/11.

tra l'altro, che alcuni operatori, pur essendo tenuti al versamento della maggiorazione d'imposta, non avevano corrisposto il tributo o l'avevano versato in misura inferiore a quello dovuto. In tal senso, gli effetti positivi che l'attività di vigilanza ha prodotto in termini di recupero di maggiore imposta per l'erario nel triennio 2008-2010 sono stimabili in oltre 3 milioni di euro, importo al quale vanno aggiunte le sanzioni pecuniarie e gli interessi applicati in sede di ravvedimento. In particolare, l'analisi dei dati contabili relativi al biennio 2008-2009 ha evidenziato per il settore dell'energia elettrica e del gas e per il settore petrolifero un incremento del numero di operatori che presentano una variazione positiva del margine di contribuzione. In generale, tale variazione è riconducibile a dinamiche di espansione/contrazione dei prezzi di vendita praticati rispetto ai relativi prezzi di acquisto (*effetto prezzo*) e/o all'andamento dei volumi negoziati (*effetto quantità*). Nell'ambito dell'attività di vigilanza svolta dall'Autorità, la variazione positiva del margine di contribuzione attribuibile all'effetto prezzo, come evidenziato nella figura 5.2, costituisce un indicatore utile a individuare quei soggetti che, con maggiore probabilità, hanno posto in essere condotte traslative.

Con le analisi di primo livello si è potuto osservare che, a partire dal secondo semestre del 2008 e per i successivi semestri del 2009, sia nel settore dell'energia elettrica e del gas sia nel settore petrolifero, vi è stata una variazione positiva del margine

di contribuzione, dovuta al cosiddetto "effetto prezzo"; ciò è rilevabile soprattutto nel secondo semestre 2008, periodo in cui alla drastica riduzione delle quotazioni internazionali del petrolio¹ non è corrisposta una proporzionale riduzione dei prezzi praticati alla vendita.

Quindi, per tutti i semestri vigilati, a seguito dell'introduzione del divieto di traslazione una parte significativa degli operatori ha adottato politiche di prezzo che hanno contribuito in maniera significativa all'espansione dei margini di contribuzione, determinando uno svantaggio per i consumatori.

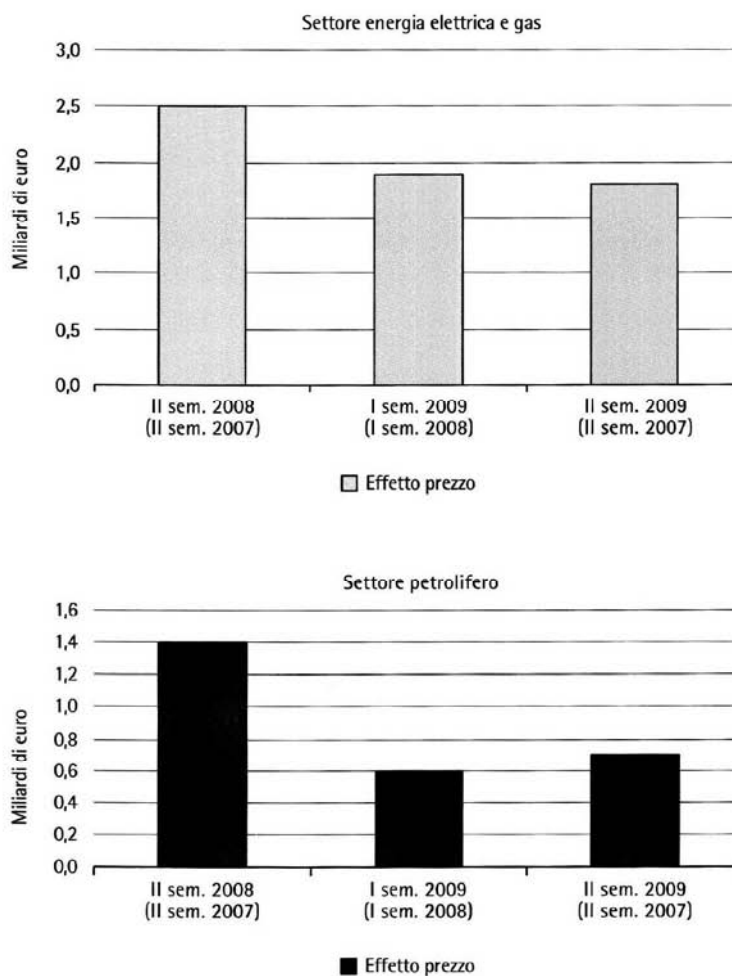
Alla luce delle novità intervenute e degli esiti dell'attività svolta nell'anno 2011, resta quindi confermato il ruolo assegnato all'Autorità sulla puntuale osservanza del divieto di traslazione sui prezzi al consumo della maggiorazione Ires. L'esigenza di tale attività di monitoraggio emerge anche dai risultati delle analisi svolte, che mostrano come una parte significativa dei soggetti vigilati abbia adottato politiche di prezzo volte a incrementare i propri margini rispetto ai periodi che hanno preceduto l'introduzione della maggiorazione d'imposta.

Pertanto, la funzione di segnalazione delle condotte traslative poste in essere dagli operatori risulta uno strumento fondamentale, oltre che unico deterrente, al fine della salvaguardia del consumatore finale da eventuali comportamenti penalizzanti posti in essere dagli operatori vigilati.

¹ L'1 luglio 2008 il Brent era quotato 140,52 US \$/bbl, nei successivi sei mesi si è assistito a un crollo delle quotazioni del greggio, che il 29 dicembre 2008 era scambiato a 35,60 US \$/bbl.

Fig. 5.2

Variazioni positive del margine di contribuzione dovute all'effetto prezzo rispetto ai corrispondenti semestri precedenti l'introduzione del divieto di traslazione per gli operatori sottoposti alla vigilanza Robin Tax^(A)



(A) In parentesi è riportato il corrispondente semestre precedente all'entrata in vigore del divieto di traslazione. Il margine di contribuzione rilevato nei suddetti semestri è stato utilizzato come termine di raffronto per il calcolo dell'effetto prezzo conseguito dagli operatori nei semestri vigilati.

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

Nel corso del 2011 si è assistito alla ridefinizione – su due linee direttrici – dei poteri dell'Autorità in materia sanzionatoria, a opera dell'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11. Da un lato, tale norma ha attribuito all'Autorità il potere di autoregolamentare i propri procedimenti sanzionatori, adottando un regolamento destinato a sostituirsi, in questa materia, alla disciplina generale dei procedimenti individuali, contenuta nel decreto del Presidente della Repubblica n. 244/01. La seconda linea entro la quale si è mossa la ridefinizione dei poteri sanzionatori dell'Autorità consiste nell'introduzione dell'istituto degli "impegni" presentati dalle imprese che consentono, se dall'Autorità ritenuti utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme e dai provvedimenti violati, di concludere il procedimento sanzionatorio senza accertare l'infrazione.

Ai sensi del decreto legislativo n. 93/11, l'Autorità ha quindi avviato, con la delibera ARG/com 136/11, un procedimento per l'adozione del nuovo regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni ai sensi dell'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11, dettando altresì una disciplina transitoria per la valutazione degli impegni nelle more dell'adozione del regolamento. Questa disciplina transitoria ha consentito agli operatori di presentare proposte di "impegni" già a partire dal novembre 2011.

Sebbene l'introduzione degli impegni ripristinatori rappresenti una tappa centrale nell'evoluzione del sistema di *enforcement* – finora incentrato su strumenti di controllo e di repressione (sanzioni e provvedimenti inibitori) e di *moral suasion* – l'attività

TAV. 5.18

Procedimenti sanzionatori
gestiti nel 2011

TIPOLOGIA DI VIOLAZIONI CONTESTATE	NUMERO
Avvisi di procedimento	58
Sicurezza	10
Reti	26
Mercati	11
Esigenze conoscitive	5
Tariffe e condizioni economiche	5
Garanzie commerciali	1
Chiusure di procedimento	45
Sicurezza	5
Reti	16
Mercati	5
Esigenze conoscitive	9
Tariffe e condizioni economiche	1
Garanzie commerciali	9
TOTALE	103

propriamente sanzionatoria ha continuato comunque a rivestire un ruolo rilevante a garanzia dell'attuazione della regolazione. Nel 2011 sono stati infatti gestiti 103 procedimenti sanzionatori, di cui 58 avviati e 45 conclusi.

Fra i procedimenti conclusi, 33 sono culminati con l'accertamento delle responsabilità contestate, mentre per gli altri 12 l'Autorità ha accertato l'insussistenza delle violazioni. Sotto il profilo più propriamente quantitativo, si è assistito a un notevole incremento delle sanzioni irrogate: l'ammontare complessivo è stato infatti pari a circa 10,9 milioni di euro, a fronte dei 5,5 milioni di euro dell'anno passato. E ciò malgrado l'impegno dell'Autorità a valorizzare, ai sensi delle *Linee guida* sui criteri di quantificazione delle sanzioni (delibera 2 ottobre 2008, ARG/com 144/08), già prima dell'introduzione dell'istituto degli impegni, le iniziative delle imprese dirette al miglioramento delle condizioni dei mercati e gli aspetti positivi delle condotte poste in essere dagli operatori.

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di individuare il consolidamento della linea di tendenza, già avviata lo scorso anno in ordine alla prevalenza del numero dei procedimenti in materia di mercati, nonché di sicurezza e servizi di rete. Se nel 2010 i procedimenti in materia si erano attestati intorno al 55% di quelli complessivamente avviati, nel corso del 2011 sono saliti intorno all'81% del totale (47 su 58). Tale tendenza riflette l'approccio proconcorrenziale ormai presente anche nell'attività di *enforcement* del regolatore.

Violazione delle esigenze di sicurezza del sistema

L'Autorità ha irrogato sanzioni amministrative per un totale di 483.000 € a cinque società di distribuzione di gas per il mancato rispetto dell'obbligo di risanare o sostituire, entro il 31 dicembre 2008, almeno il 30% delle condotte in ghisa con giunti in canapa e piombo in esercizio al 31 dicembre 2003. Nel definire l'importo delle sanzioni, l'Autorità ha considerato meritevoli di apprezzamento le iniziative che due dei cinque esercenti sanzionati si sono obbligati a porre in essere per migliorare la sicurezza della rete, consistenti, tra l'altro, nell'ispezione della stessa rete con modalità più capillari di quelle imposte dalla regolazione di settore.

L'Autorità ha poi avviato sei procedimenti sanzionatori in materia di pronto intervento nei confronti di altrettante società di distribuzione del gas. Questi sono volti ad accertare la violazione

dell'obbligo di disporre, anche attraverso il centralino telefonico, di adeguate risorse umane, materiali e tecnologiche per far fronte con tempestività alle richieste di pronto intervento. Le contestazioni riguardano, altresì, gli obblighi di misurazione del grado di odorizzazione del gas, nonché gli obblighi di registrazione e comunicazione all'Autorità dei dati relativi alla sicurezza e alla continuità del servizio di distribuzione.

Tre ulteriori procedimenti sono stati avviati nei confronti di altrettante società di distribuzione dell'energia elettrica per violazione della disciplina in materia di continuità del servizio. Le violazioni contestate concernono disposizioni volte ad assicurare la verificabilità della correttezza delle registrazioni delle interruzioni. Infine, è stato avviato – in seguito a una sentenza del Consiglio di Stato – un procedimento finalizzato a rideterminare la sanzione irrogata a una società di distribuzione del gas per mancato adempimento dell'obbligo di intervenire sul luogo della richiesta entro 60 minuti, per almeno il 90% delle chiamate di pronto intervento.

Violazione delle disposizioni in materia di accesso ed erogazione dei servizi di rete

L'Autorità ha sanzionato per un totale di 576.000 €, adottando i necessari provvedimenti inibitori, cinque imprese di distribuzione di energia elettrica per la mancata comunicazione a ciascun utente del trasporto (cioè a ciascun venditore), nei tempi e con le modalità informatiche previste, di alcuni dati (riguardanti, per esempio, le letture progressive dell'energia elettrica prelevata) che consentono al venditore la fatturazione e l'adempimento degli obblighi informativi nei confronti dei clienti finali. Nel caso di due operatori è stata altresì accertata la mancata applicazione del trattamento su base oraria, ai fini della regolazione economica del servizio di dispacciamento, ai punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55kW, mentre nei confronti di un'altra delle predette società è stata altresì accertata la mancata applicazione del trattamento su base oraria ai punti di prelievo in media tensione.

Si sono poi conclusi i procedimenti avviati nel 2009 nei confronti del soggetto gestore della Rete di trasmissione nazionale (RTN) e di nove imprese distributrici di energia elettrica per violazioni in materia di trasmissione, dispacciamento e misura dell'energia elettrica: nei confronti del gestore della RTN e di quattro

imprese distributrici sono state irrogate sanzioni per un importo complessivo di 1,7 milioni di euro, mentre i procedimenti relativi alle restanti cinque imprese sono stati archiviati. L'intervento dell'Autorità era cominciato con un'indagine conoscitiva sulle anomalie riscontrate nella determinazione delle partite di energia elettrica prelevate dalla RTN e non correttamente attribuite agli utenti del dispacciamento.

A un'impresa di trasporto di gas naturale è stata irrogata una sanzione di 580.000 €, volta ad accertare la violazione delle norme dell'Autorità in materia di misura del potere calorifico superiore effettivo del gas, nelle aree di prelievo della rete di trasporto.

Sul fronte dei nuovi procedimenti, sono stati avviati cinque procedimenti nei confronti di altrettante imprese di distribuzione del gas naturale per violazioni in materia di flusso informativo dei dati di misura, a beneficio degli esercenti la vendita. Nel caso di uno dei distributori appena richiamati, il procedimento ha a oggetto altresì le modalità di raccolta dei dati di misura del gas naturale.

In materia di *switching*, è stato avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di una società di distribuzione del gas per avere rifiutato l'accesso alla rete a un venditore.

In materia di obbligo dell'installazione di misuratori elettronici, l'Autorità ha avviato, anche al fine di adottare i relativi provvedimenti inibitori, 19 procedimenti nei confronti di altrettante imprese distributrici di energia elettrica.

È stato infine avviato un procedimento sanzionatorio volto ad accertare l'inadempimento, da parte di un esercente il servizio di trasporto di gas naturale, dell'obbligo di concordare con il distributore i criteri di quantificazione del gas e di procedere a nuova verbalizzazione nel caso si verificano anomalie all'impianto di misura. Nel contempo sono state chieste informazioni finalizzate a verificare la sussistenza e l'entità dei malfunzionamenti degli impianti.

Violazione della disciplina dei mercati dell'energia

L'Autorità ha irrogato due sanzioni per un totale di 357.000 € ad altrettante società che hanno transitoriamente svolto la funzione di esercente la salvaguardia sino al completamento delle procedure pubbliche per l'individuazione del nuovo esercente: è stato accertato che non avevano rispettato la regolazione volta a consentire al subentrante il corretto svolgimento del servizio.

L'Autorità ha altresì irrogato una sanzione di 169.000 € a un'impresa di distribuzione di energia elettrica per aver violato i termini e gli obblighi informativi delle procedure di *switching* di clienti serviti in regime di salvaguardia.

Per quanto riguarda il mercato dei cosiddetti "certificati verdi", l'Autorità ha sanzionato, per un ammontare pari a 4,4 milioni di euro, due imprese importatrici di energia elettrica, per il mancato acquisto dei certificati verdi relativi all'anno 2006. Uno dei due procedimenti sanzionatori è oggetto di un procedimento di riesame avviato in seguito a una comunicazione, da parte del GSE, successiva all'adozione della sanzione, dell'intervenuta rideterminazione del numero dei certificati verdi dovuti dalla società per il medesimo anno.

Per quanto riguarda il mercato dei cosiddetti "certificati bianchi", sono stati avviati nove procedimenti nei confronti di altrettante società di distribuzione di energia elettrica e gas naturale per non avere conseguito l'obiettivo specifico con riferimento all'anno d'obbligo 2010 e/o non adempiuto l'obbligo di compensazione della quota relativa all'anno d'obbligo 2009. Per tre delle imprese i procedimenti concernono altresì il mancato invio della comunicazione strumentale alla verifica, da parte dell'Autorità, del possesso dei certificati bianchi necessari per il raggiungimento dell'obiettivo assegnato.

Infine, nell'ambito della medesima materia è stato avviato un procedimento nei confronti di una società fornitrice di servizi energetici per la mancata ottemperanza a una delibera dell'Autorità con la quale le si intimava di restituire i certificati bianchi che a seguito di verifiche risultavano essere stati indebitamente riconosciuti.

Violazione delle esigenze conoscitive dell'Autorità

L'Autorità ha irrogato una sanzione di 12.500 € a un'impresa di distribuzione di gas naturale per non avere inviato la comunicazione relativa sia alla quantità di gas distribuito nel 2008, sia al numero di clienti serviti al 31 dicembre del medesimo anno, come invece richiesto dall'art. 3 del decreto del Ministero dello sviluppo economico di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 21 dicembre 2007, al fine di consentire all'Autorità la determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria.

Nell'ambito dei procedimenti sanzionatori avviati nel 2010 per

mancata ottemperanza a richieste di informazioni rilevanti ai fini della determinazione delle tariffe di distribuzione di gas per l'anno 2009, l'Autorità ha irrogato due sanzioni amministrative pecuniarie nella misura di 2.500 € e ha disposto l'archiviazione di tre di detti procedimenti, in considerazione del fatto che gli esercenti coinvolti avevano provato la propria buona fede.

È stato altresì chiuso con l'irrogazione di una sanzione di 2.500 € un procedimento avviato nel 2010 nei confronti di un esercente il servizio di distribuzione di GPL per violazione delle disposizioni dell'Autorità relative agli obblighi di tempestiva comunicazione dell'attivazione del servizio. Nel quantificare le sanzioni si è tenuto conto della ridotta estensione territoriale della violazione e del circoscritto numero di utenti coinvolti.

Un procedimento analogo è stato avviato nei confronti di un altro esercente il servizio di distribuzione di GPL, per avere comunicato con un ritardo di tre anni l'attivazione del servizio.

Infine, nell'ambito dell'attività di vigilanza, sugli operatori economici interessati, del divieto di traslazione sui prezzi al consumo dell'onere derivante dalla maggiorazione d'imposta, di cui all'art. 81, comma 18, del decreto legge n. 112/08 (c.d. *Robin Tax*), sono stati chiusi, con l'irrogazione di due sanzioni per un totale di 50.000 €, altrettanti procedimenti sanzionatori per l'omessa trasmissione delle informazioni e dei documenti richiesti dall'Autorità ai fini della vigilanza. Per analoghe violazioni sono stati avviati quattro procedimenti sanzionatori.

Violazione della disciplina tariffaria o delle condizioni economiche di fornitura

Si è concluso, senza irrogazione di sanzione, un procedimento avviato nei confronti di un'impresa di distribuzione del gas per non aver fornito, ai Comuni interessati dall'aggregazione degli ambiti tariffari, le informazioni necessarie per valutare la convenienza e l'opportunità della gestione in forma associata del servizio di distribuzione: nel corso del procedimento si è accertato che era stata comunque salvaguardata la libera volontà delle singole amministrazioni.

Sul fronte dei nuovi procedimenti, l'Autorità ha avviato procedure sanzionatorie nei confronti di tre delle società di un gruppo attivo nei mercati di energia elettrica – e in particolare nei confronti della capogruppo e delle società di distribuzione e di vendita – per accertare e sanzionare rilevanti violazioni in materia di

separazione funzionale (quali, per esempio, la mancata previsione o attuazione di misure volte a limitare l'accesso a informazioni commercialmente sensibili e il mancato rispetto dei criteri di economicità e di efficienza negli acquisti di beni e servizi) e di separazione contabile (sussidi incrociati). Con la stessa delibera di avvio sono state altresì contestate alla società di distribuzione violazioni della regolazione tariffaria, nonché la trasmissione all'Autorità di informazioni non veritiere in violazione dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.

L'Autorità ha poi avviato un procedimento nei confronti di un Comune per violazioni in materia di tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, di tariffe per il servizio di connessione, di installazione dei misuratori elettronici, di compensazione della spesa per la fornitura dell'energia elettrica ai clienti disagiati e di trasparenza dei documenti di fatturazione.

Infine, è stato avviato un procedimento nei confronti di una società di vendita di energia elettrica per violazioni in materia di condizioni procedurali ed economiche da applicare ai clienti finali per ottenere la connessione con la rete elettrica, nonché per violazioni relative al riconoscimento ai clienti finali del bonus elettrico.

Violazione delle garanzie di tutela commerciale dei clienti finali

L'Autorità ha irrogato una sanzione di 722.000 € nei confronti di un'impresa di vendita di gas naturale per mancato rispetto della prescritta periodicità di fatturazione e per la non tempestiva applicazione dei conguagli, nonché in materia di risposta a reclami scritti.

Sempre in materia di fatturazione dei consumi e di deposito cauzionale, l'Autorità ha irrogato una sanzione di 230.000 € nei confronti di un esercente la salvaguardia.

Sono stati altresì chiusi due procedimenti, con l'irrogazione di due sanzioni per un totale di 103.000 € e con l'adozione di provvedimenti inibitori, avviati nei confronti di altrettante società di vendita dell'energia elettrica, per avere predisposto bollette non conformi agli schemi approntati dall'Autorità, e quindi non in grado di offrire agevolmente al cliente finale le informazioni essenziali per la verifica della correttezza dei corrispettivi applicati e per la valutazione della convenienza delle condizioni contrattuali pattuite. In materia di coefficiente di adeguamento della tariffa di distribuzione e di fornitura del gas naturale alla quota altimetrica

e alla zona climatica (c.d. "coefficiente M") sono stati chiusi quattro procedimenti. Due procedimenti hanno avuto a oggetto la mancata esposizione in bolletta del coefficiente M e si sono conclusi con l'irrogazione di una sanzione di 25.822,84 € nei confronti di un'impresa di vendita e senza irrogazione di sanzione nei confronti di un altro operatore estinto nel corso del procedimento. I restanti due procedimenti relativi all'applicazione del coefficiente M e si sono conclusi con l'irrogazione di una sanzione di 25.822,84 € e con un'archiviazione.

È stata infine irrogata una sanzione di 788.400 € a una società di vendita di energia elettrica per aver chiesto e ottenuto di subentrare presso punti di prelievo intestati a clienti finali con cui la società, in realtà, non aveva concluso alcun contratto di

fornitura di energia elettrica, presupposto essenziale per l'accesso alla rete. Il procedimento si è risolto altresì con l'adozione di misure volte a garantire la rettifica degli *switching*, nonché la restituzione di somme indebitamente pagate alla società dai predetti clienti.

Sul fronte dei nuovi procedimenti, l'Autorità ha avviato un procedimento nei confronti di una società di vendita di energia elettrica per violazioni in materia di qualità commerciale. Le violazioni contestate riguardano la mancata o tardiva corresponsione degli indennizzi automatici in materia di livelli specifici di qualità e la non corretta risposta ai reclami e alle richieste di rettifica di fatturazione dei clienti finali, oltre alla non corretta registrazione dei reclami e delle informazioni inerenti ai dati della qualità commerciale, come previsti dalla regolazione.

Contenzioso

L'analisi dei dati relativi alle decisioni rese nell'anno 2011 (fino al 31 dicembre 2011) conferma una tendenza favorevole degli esiti del contenzioso.

Per i dati relativi al numero e alle conclusioni dei giudizi in tale periodo, si rinvia alle tavole 5.19 e 5.20, mentre per il dato inerente alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 5.21, dalla quale si evince, in termini statistici, l'indicazione più significativa sull'elevata "resistenza" dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio giurisdizionale.

Su un totale di 4.986 delibere approvate dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997 – 31 dicembre 2011), ne sono state impugnate

436, pari all'8,7%, e ne sono state annullate, in tutto o in parte, 79, pari al 18,1% del totale delle delibere impugnate e all'1,6% di quelle adottate. In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale continua ad attestarsi attorno al 98,4%.

Nell'anno 2011, si è registrato un calo del contenzioso rispetto all'anno precedente: 127 ricorsi nel 2011 contro ai 204 nel 2010. I provvedimenti contestati con il maggior numero di ricorsi sono, come l'anno precedente, le delibere 4 agosto 2010, ARG/elt 125/10, e 14 ottobre 2010, ARG/elt 173/10, impugnate da 45 ricorrenti nel 2011.

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
su istanza di sospensione	308	175	55
– di merito	650	213	222
Decisioni del Consiglio di Stato			
su appelli dell'Autorità	154	127	32
su appelli della controparte	117	24	32

TAV. 5.19

Esiti del contenzioso
dal 1997 al 2011

ANNO	RICORSI ^(A)	SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITY			APPELLO CONTROPARTE		
		A	AIP	R	A	AIP	R	A	AIP	R	A	AIP	R
1997	13	0	2	7	0	1	6	3	0	1	0	0	5
1998	25	0	4	11	3	4	9	0	0	1	2	0	1
1999	66	0	0	24	0	4	25	0	0	0	0	0	10
2000	51	2	0	23	16	0	18	10	3	1	1	0	8
2001	81	2	0	16	30	3	32	5	1	17	4	5	5
2002	87	13	5	6	31	10	37	2	0	9	3	2	3
2003	49	5	1	24	2	6	38	2	0	1	0	0	2
2004	144	11	2	45	27	58	48	15	6	40	4	1	9
2005	172	3	31	24	45	7	93	5	2	12	3	0	9
2006	255	48	0	88	5	4	10	20	0	3	0	0	2
2007	140	2	0	18	2	17	28	20	0	36	0	0	0
2008	131	2	0	5	11	17	74	21	0	7	2	0	17 ^(C)
2009	116	1	6	3	18	58	128	2	18 ^(D)	12	2	18 ^(D)	10
2010	204 ^(E)	3	0	3	13	17	48	10	1	6	0	4	13
2011 ^(B)	127 ^(F)	83	4	11	10	16	56 ^(G)	12	1	8	3	2	23
TOTALE	1.661	175	55	308	213	222	650	127	32	154	24	32	117

TAV. 5.20

Riepilogo del contenzioso
per anno dal 1997 al 2011

Numero di ricorsi Accolti (A),
accolti in parte (AIP) o respinti (R)

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento a quelli incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente riferendosi a provvedimenti adottati l'anno precedente.

(B) Per l'anno 2011 i dati riportati sono quelli disponibili al 31 dicembre 2011.

(C) Include le dieci ordinanze di rigetto rese dal Consiglio di Stato sugli appelli cautelari proposti dalle controparti.

(D) Decisioni rese su appelli riuniti dell'Autorità e delle controparti avverso sentenze del TAR sulla delibera n. 11/07.

(E) Di cui 73 avverso le delibere ARG/elt 125/10 e ARG/elt 173/10.

(F) Di cui 45 avverso le delibere ARG/elt 125/10 e ARG/elt 173/10.

(G) Include 36 decreti del Presidente del TAR che dichiarano improcedibile o perento il ricorso.

A tale numero di ricorsi pendenti dinanzi al TAR di primo grado, si devono aggiungere 28 ricorsi straordinari al Presidente della Repubblica, di cui 27 proposti sempre avverso le delibere ARG/elt 125/10 e ARG/elt 173/10.

Dall'analisi delle pronunce depositate nel corso dell'anno scorso si possono trarre utili indicazioni sull'ampiezza e sui limiti dell'azione dell'Autorità, con riguardo alla regolazione sia delle infrastrutture sia dei mercati dell'energia elettrica e del gas.

In materia di regolazione degli impianti essenziali al servizio elettrico, con sentenza 21 dicembre 2011 (causa C-242/10), la Corte di Giustizia ha dichiarato compatibile con la direttiva 2003/54/CE

una normativa nazionale, come quella introdotta dalla delibera 29 aprile 2009, ARG/elt 52/09, in attuazione della legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di conversione del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185); ai fini della riduzione del prezzo dell'energia elettrica nell'interesse del consumatore finale e della sicurezza della rete elettrica, impone agli operatori aventi la disponibilità di impianti o di raggruppamenti di impianti essenziali, l'obbligo di presentare offerte sui mercati nazionali dell'energia elettrica alle condizioni previamente stabilite dall'Autorità di regolazione, purché tale normativa non vada oltre quanto necessario per il raggiungimento dell'obiettivo al quale tende.

TAV. 5.21

Effetti del contenzioso
sull'azione amministrativa
passato in giudizio di secondo
grado dal 1997 al 2011

Dati disponibili
al 31 dicembre 2011

ANNO	DELIBERE EMESSE	DELIBERE IMPUGNATE ^(A)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE EMESSE	DELIBERE ANNULLATE ^(B)	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE EMESSE	RICORSI ^(C)
1997	152	6	3,9	1	16,7	0,7	13
1998	168	11	6,5	2	18,2	1,2	25
1999	209	15	7,2	2	13,3	1,0	66
2000	250	16	6,4	5	31,3	2,0	51
2001	334	21	6,3	4	19,0	1,2	81
2002	234	27	11,5	14	51,9	6,0	87
2003	169	17	10,1	3	17,6	1,8	49
2004	254	34	13,4	9	26,5	3,5	144
2005	301	36	12,0	11	30,6	3,7	172
2006	332	40	12,0	10	25,0	3,0	255
2007	353	32	9,1	4	12,5	1,1	140
2008	482	56	11,6	11	19,6	2,3	131
2009	587	44	7,5	3	6,8	0,5	116
2010	656	53	8,1	0	0,0	0,0	204
2011	505	28	5,5	0	0,0	0,0	127
TOTALE	4.986	436	8,7	79	18,1	1,6	1.661

(A) Numero di delibere emesse in quell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo.

(B) Numero di delibere annullate in tutto o in parte, riferite all'anno di pubblicazione della delibera.

(C) Numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi quelli plurimi.

In particolare, la Corte di Giustizia ritiene che la normativa nazionale persegua un interesse economico generale meritevole di essere tutelato ai sensi dell'art. 3, Parte 2, della direttiva 2003/54/CE, consistente nel salvaguardare la sicurezza del sistema (art. 3 del decreto legge 16 marzo 1999, n. 79) e nel garantire minori oneri per le famiglie (art. 3, comma 10, lettera b), del decreto legge n. 185/08).

La Corte di Giustizia, poi, esamina il nesso tra l'aumento ingiustificato dei prezzi dell'energia e la posizione pivotale dell'ex monopolista, ritenendo credibile che le modifiche introdotte al regime degli impianti essenziali dalla delibera ARG/elt 52/09 fossero motivate dall'inefficienza del sistema previgente: «*sulla base dell'esiguo numero di centrali considerate essenziali, nonché del pari in ragione del fatto che il carattere di "essenziale" veniva riferito solo ai singoli impianti e non alle imprese che ne erano titolari, sicché "poteva, quindi, accadere che l'assoggettamento di un singolo impianto al regime vincolistico non fosse sufficiente a eliminare le situazioni di potere di mercato di determinati operatori che, in quanto proprietari di altri impianti nel loro complesso indispensabili alla copertura dei fabbisogni del dispacciamento, avrebbero, comunque, potuto determinare unilateralmente il prezzo di vendita per la quantità marginale di energia necessaria*

in determinate condizioni di funzionamento della rete».

Ciò posto, la Corte di Giustizia considera che la disciplina nazionale rispetti il principio di proporzionalità, in quanto caratterizzata da una certa "flessibilità", idonea a ridurre l'impatto del regime degli impianti essenziali nei confronti dei titolari di tali impianti.

In materia di condizioni economiche di fornitura, il TAR Lombardia ha ritenuto che la delibera 29 marzo 2007, n. 79/07, non rispetti i principi di proporzionalità e temporaneità indicati dalla Corte di Giustizia nella sentenza 20 aprile 2010, C 265-08, affinché la determinazione dei prezzi di riferimento di fornitura del gas da parte del regolatore nazionale possa essere ritenuta compatibile con il diritto comunitario. Quanto al rispetto del principio di proporzionalità, il TAR osserva che: «*se le misure adottate possono tutelare il cliente finale nel caso di scarsa concorrenza nel settore della vendita al dettaglio, nulla possono contro il problema del monopolio del grossista, che scoraggia anche l'ingresso di altri operatori sui mercati locali di vendita al dettaglio, non potendo questi ultimi differenziare in modo significativo le offerte tra loro, assoggettati come sono alle medesime condizioni di acquisto all'ingrosso. (...) La misura a tutela del consumatore finale non ha portato alcun beneficio neppure all'obiettivo di liberalizzare il mercato, regime in teoria in vigore dal gennaio 2003, poiché*

gli utenti finali che hanno cambiato fornitore durante la vigenza della disciplina della delibera impugnata (2008-2009) non superano il 2%». Quanto al principio di temporaneità della misura, secondo il TAR: «Anch'esso non appare soddisfatto: il punto 1.3.2 della delibera n. 79/07 prevede la possibilità di prorogare fino al 30 giugno 2009 il più favorevole calcolo degli aumenti oltre la soglia fissata, ma alla scadenza non conseguirebbe un regime liberalizzato dei prezzi, ma la nuova vigenza dei criteri di cui al punto 1.2 della delibera n. 195/02, come modificata dalla delibera impugnata che riporterebbe la soglia di copertura dell'aumento dei prezzi al 75%, ancora più penalizzante per i venditori» (TAR Lombardia, Sezione IV, 28 maggio 2011, n. 1176; in senso contrario, Consiglio di Stato, Sezione VI, 28 ottobre 2010, n. 7645).

In materia di obbligo di rinegoziazione degli effetti derivanti dalla soppressione della clausola di invarianza dai contratti di vendita del gas al dettaglio (delibera 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08), il TAR Lombardia ha ritenuto legittimo il potere esercitato dall'Autorità sull'autonomia negoziale: «L'obbligo di proposta contrattuale delineato dall'art. 2 della delibera n. 192/08 incide sicuramente sull'autonomia negoziale delle imprese, ma, da un lato, si tratta di imprese della filiera del gas e pertanto sottoposte al potere regolatorio dell'Autorità, dall'altro, va ribadito che l'autonomia negoziale non è un valore assoluto, ma si piega alle esigenze di utilità sociale ai sensi dell'art. 41 della Costituzione e nel caso in esame la salvaguardia di interessi generali, come la tutela dei consumatori, la promozione della concorrenza, il mantenimento della competitività del sistema, a fronte di una crisi economica internazionale, giustifica l'incidenza sull'autonomia contrattuale dei grossisti». Inoltre, secondo il TAR, la compatibilità dell'intervento con le esigenze di tutela dell'autonomia negoziale è garantita anche dalla previsione, da parte della delibera ARG/gas 192/08, di strumenti compensativi diretti proprio a evitare che gli oneri derivanti dall'eliminazione della soglia di invarianza possano restare a carico degli operatori della filiera (TAR Lombardia, Sezione III, 4 febbraio 2011, n. 346).

In materia di regolazione di accesso alle reti, in particolare al servizio di rigassificazione (delibera 29 luglio 2005, n. 165/05), il Consiglio di Stato ha precisato che l'art. 24, comma 2, del decreto legge 23 maggio 2000, n. 164, nel descrivere i casi di rifiuto all'accesso, in particolare, nell'ipotesi che dall'accesso derivino gravi difficoltà economiche e finanziarie a imprese del gas operanti nel sistema, in relazione ai contratti *take or pay*, «non

stabilisce un'integrale e incondizionata prevalenza dei contratti di questo tipo, la cui rilevanza trova sufficiente e idonea tutela nella collocazione al primo posto nell'ordine delle priorità per l'accesso al terminale di rigassificazione». Inoltre, anche la previsione regolatoria, che rende disponibile a terzi la capacità inutilizzata su base annuale dall'utente al quale era stata conferita, è giudicata ragionevole, in quanto «la norma introduce un deterrente nei confronti di operatori che abbiano sottoutilizzato la risorsa conferita, rispondendo così all'esigenza, più volte sottolineata, di perseguire il pieno sfruttamento delle capacità disponibili» (Consiglio di Stato, Sezione VI, 9 agosto 2011, n. 4731).

In materia di servizio di trasporto, il TAR Lombardia qualifica come applicazione dell'eccezione di inadempimento ex art. 1460 del Codice civile, la richiesta di interruzione della fornitura fatta dal venditore all'impresa di trasporto, attraverso la cosiddetta "operazione di discatura", nel caso di gravi inadempienze del contratto di vendita da parte del cliente finale. Perciò, il TAR afferma che «non risponde a un principio di proporzionalità, in assenza di pericoli per l'incolumità di chi effettua l'operazione di interruzione della fornitura, costringere l'impresa somministrante a ricorrere costantemente al giudice nei casi in cui il cliente moroso adottasse un comportamento ostruzionistico non inviando un proprio addetto a partecipare alle operazioni di discatura» (TAR Lombardia, Sezione IV, 1 dicembre 2011, n. 3012).

In materia tariffaria, il TAR Lombardia ha in parte accolto, in parte respinto i ricorsi, sul terzo periodo di regolazione relativo alle tariffe di distribuzione del gas (delibera ARG/gas 159/08). In particolare, il TAR Lombardia ha ritenuto legittimo il metodo di determinazione del valore iniziale delle immobilizzazioni di località nell'ambito di aggregazioni societarie avvenute fino al 31 dicembre 2003. I giudici, al riguardo, hanno rilevato che per tali cespiti «il costo del capitale investito riconosciuto ai fini della remunerazione in tariffa è quello che risulta dalla perizia redatta in occasione dell'operazione di acquisizione, fusione o incorporazione» e che l'Autorità ha correttamente ricompreso nella nozione di aggregazione societaria sia il subentro nella gestione del servizio di distribuzione conseguente ad affidamenti mediante gara, sia la costituzione di aziende speciali, sia la costituzione di società per azioni. Inoltre, i giudici hanno affermato che «il criterio del costo di primo utilizzo o realizzo iscritto desumibile dalle fonti contabili obbligatorie, in luogo del valore di prima iscrizione contabile successiva all'operazione,

nella specie, non è affatto irragionevole in quanto riferito a un gruppo di ipotesi omogenee caratterizzate dalla indisponibilità delle informazioni analitiche per ricostruire i dati storici stratificati: l'Autorità, poi, ha specificato che l'applicazione delle disposizioni di cui all'art. 13, comma 13.1 - ter, della RIDG è consentita, per analogia con quanto previsto per la costituzione di aziende speciali o società per azioni "in tutti i casi in cui si sia operata o una trasformazione di soggetti giuridici o una costituzione di soggetti giuridici in applicazione di specifiche disposizioni di legge".

Inoltre, anche il metodo del costo storico rivalutato per determinare il valore delle immobilizzazioni di località è stato ritenuto legittimo dal TAR, sia perché in linea con le disposizioni civilistiche sulla tenuta dei registri, sia perché «l'Autorità ha espressamente riconosciuto che, nei casi di indisponibilità da parte delle imprese delle informazioni relative al costo storico delle immobilizzazioni distinte per tipologia di cespiti e per località, a causa di una non corretta tenuta delle scritture contabili, opera una "clausola di salvaguardia"». Peraltro, il TAR ha annullato la previsione che stabilisce una decurtazione del 10% alla tariffa spettante agli operatori che non forniscono in tutto o in parte i dati richiesti (TAR Lombardia, Sezione III, 26 luglio 2011, n. 1986; 2 maggio nn. 1106, 1107, 1108 e 1109).

Con riguardo ai trattamenti tariffari speciali, con le sentenze nn. 6355, 6356 e 6357 del 2 dicembre 2011, il Consiglio di Stato, in riforma delle sentenze del TAR Lombardia, ha sancito la legittimità della delibera 9 agosto 2004, n. 148/04, sulla base dei seguenti principi:

- il trattamento tariffario speciale e componente tariffaria compensativa hanno natura giuridica differente: la tariffa speciale è il livello tariffario che va garantito a determinati operatori in sede di approvvigionamento di energia elettrica; la componente tariffaria compensativa è, viceversa, solo lo strumento che, da una certa data, si è ritenuto di utilizzare perché il *quantum* corrisposto dai soggetti che per legge fruiscono del trattamento speciale non sia in concreto superiore al livello tariffario garantito;
- è nella logica delle disposizioni che prevedono trattamenti tariffari speciali che la componente compensativa, dovuta ai beneficiari dell'agevolazione, corrisponda alla differenza tra quanto gli stessi effettivamente versano per approvvigionarsi

di energia elettrica e il livello tariffario garantito dalle fonti normative che definiscono i differenti trattamenti tariffari speciali;

- pertanto, la delibera n. 148/04, laddove ha previsto che la componente compensativa debba essere commisurata al costo effettivo di approvvigionamento dell'energia elettrica sostenuto dal soggetto che fruisce della tariffa agevolata, non ha portata realmente innovativa, ma meramente ricognitiva, poiché quel criterio poteva già desumersi sulla base del quadro normativo previgente.

Sempre in materia tariffaria, il Consiglio di Stato ha dichiarato legittima la delibera 14 aprile 2008, ARG/gas 46/08, con cui l'Autorità ha respinto le richieste di rideterminazione del vincolo sui ricavi di distribuzione (VRD) per gli anni termici del primo e del secondo periodo di regolazione, avanzate da alcune imprese di distribuzione per effetto del cosiddetto "caso Consiag". Il Consiglio di Stato si è soffermato sulla legittimità dei metodi – ordinario e individuale – di calcolo del VRD, introdotti dalla delibera 29 settembre 2004, n. 170/04, per il secondo periodo regolatorio, affermando che «nel sistema introdotto dalla delibera n. 170/04 il metodo individuale ha dunque un carattere di chiusura, nel senso che esso assicura la razionalità dell'intera normativa del settore attraverso la garanzia per le imprese della copertura di tutti i costi. Va in proposito osservato che nessuna delle imprese ha provato, smentendo la considerazione contenuta a pag. 4, lett. b), della delibera n. 46/08 ("tutti gli esercenti possono accedere al metodo individuale..."), di non essere, incolpevolmente potuta accedere al "metodo individuale". Il metodo parametrico o ordinario tende a promuovere l'efficienza e la concorrenza. Si realizza così il bilanciamento fra i vari interessi rilevanti. Conseguentemente la pretesa, qui fatta valere, volta a modificare il sistema ordinario, consentendo, per quanto concerne le gestioni associate, un diverso calcolo che produca nel caso della parte interessata un maggior profitto, non può ricevere tutela. Tale pretesa appare infatti contraria alle essenziali finalità della normativa del settore» (Consiglio di Stato, Sezione VI, 10 gennaio 2011, nn. 45, 46, 47, 48, 49; 20 maggio 2011, n. 3008; 20 dicembre 2011, n. 6743).

Con riguardo ai procedimenti in materia di efficienza energetica, un'interessante sentenza del TAR Lombardia precisa i limiti del cosiddetto "dovere di soccorso", previsto dall'art. 6, lettera b), della legge 7 agosto 1990, n. 241, per cui l'amministrazione è

tenuta lealmente a richiedere al soggetto privato le integrazioni documentali utili alla più completa istruttoria procedimentale: «Il dovere di soccorso trova precipuo limite nel principio di autoreponsabilità degli amministratori che non possono reputare di poter ritardare obiettivi ed effetti della regolazione, obbligando l'Autorità a "inseguire" plurimi e ripetuti errori in cui gli stessi siano incorsi nell'attività di autocertificazione. (...) In definitiva, il dovere di soccorso istruttorio è stato rispettato con la prima richiesta di chiarimenti; dopodiché, non poteva imporsi all'Autorità di andare a verificare nuovamente "d'ufficio" la correttezza del dato quantitativo indicatole, non potendo ritenersi certo efficiente e informato al buon andamento un assetto in cui le opportunità di chiarimento e integrazione documentale si traducano in continue occasioni di aggiustamento» (TAR Lombardia, Sezione III, 30 giugno 2011, n. 1734).

Nella medesima materia, il Consiglio di Stato ha ribadito il proprio orientamento sul punto della natura non perentoria dei termini del procedimento per la presentazione di memorie e documenti ai fini della completezza dell'istruttoria: «In definitiva, fino a quando alle parti è consentito partecipare al procedimento, deve essere consentita loro la produzione sia di memorie sia di documenti, a meno che non vi si oppongano ragioni di tutela della par condicio o esigenze di urgenza, ragioni che tuttavia nel caso di specie non risultando dedotte» (Consiglio di Stato, Sezione VI, 10 marzo 2011, n. 1538).

Per quanto riguarda i procedimenti sanzionatori, è stata riconosciuta legittima l'applicazione dell'aggravante della reiterazione del comportamento illecito a carico di un'impresa che aveva incorporato un'altra impresa, in precedenza sanzionata per comportamenti della medesima indole (delibera 18 ottobre 2006, n. 226/06), sul presupposto che l'incorporazione, per fusione, di una società in un'altra non comporta l'estinzione del soggetto giuridico incorporato né l'insorgenza di un soggetto giuridico nuovo e distinto dal primo che succede a quest'ultimo a titolo universale (TAR Lombardia, Sezione IV, 28 novembre 2011, n. 2929).

È stata inoltre esclusa la violazione del principio del *ne bis in idem* sostanziale, per la contemporanea applicazione di penalità e sanzione in materia di violazione di obblighi specifici della qualità del servizio di distribuzione del gas (delibera 21 maggio 2010, VIS 33/10), sulla base delle seguenti considerazioni: «La penalità prevista dal citato art. 23 non ha finalità sanzionatoria. (...) Va

poi aggiunto che, come già rilevato dalla Sezione, l'applicazione della penalità prescinde del tutto dall'accertamento dei presupposti necessari per la comminazione delle sanzioni amministrative, e in particolare prescinde dall'accertamento della sussistenza dell'elemento soggettivo del dolo e della colpa (cfr. TAR Lombardia Milano, Sezione III, 11 giugno 2009, n. 3955). Infine occorre rilevare che i proventi derivati dal pagamento delle penalità sono devoluti alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, e quindi in favore dell'ente deputato a gestire ed erogare i contributi pubblici finalizzati a garantire, anche mediante interventi di perequazione, il funzionamento dei sistemi in condizioni di concorrenza, sicurezza e affidabilità. Da tali elementi si desume che le penalità in parola sono finalizzate non tanto a sanzionare l'operatore inadempiente, quanto ad alimentare le risorse della Cassa, individuandosi in tal modo una nuova fonte di finanziamento» (TAR Lombardia, Sezione III, 22 marzo 2011, n. 764).

Sulla nozione di caso fortuito, idoneo a escludere l'imputabilità di un fatto illecito al soggetto agente, il Consiglio di Stato ha precisato che non può prescindere dalla considerazione dell'onere di diligenza imposto all'esercente il servizio di distribuzione del gas, che deve ritenersi particolarmente elevato (delibera 6 giugno 2008, VIS 46/08): «L'onere di diligenza che si impone all'esercente del servizio di distribuzione è quello qualificato dal titolo professionale in suo possesso e deve pertanto ritenersi elevato (art. 1176, Codice civile, secondo comma), in relazione alla natura pericolosa dell'attività, suscettibile di incidere sulla sicurezza e la incolumità collettive. Da tanto consegue che nel caso di specie non può essere correttamente predicabile ravvisato il caso fortuito (...), dato che una società che gestisce con diligenza professionale un servizio di natura così delicata deve approntare ogni mezzo organizzativo che sia ragionevolmente necessario per sopperire alle chiamate di emergenza nei tempi imposti dal Testo integrato sulla qualità dei servizi; e ciò anche ove dette chiamate dovessero ex post rivelarsi influenzate da fattori emotivi, ricollegabili a singoli episodi di allarme sociale, ma pur sempre connessi con l'utilizzo (sia pur non corretto) della rete del gas» (Consiglio di Stato, Sezione VI, 20 maggio 2011, n. 3007).

Con riguardo alle attività ispettive su impianti di cogenerazione, il Consiglio di Stato fa propria la nozione naturalistica di "combustibile fossile commerciale" adottata dall'Autorità, rigettandone l'interpretazione "economica", e giudica legittime le conclusioni del nucleo ispettivo: «È ragionevole, allora, la valutazione dell'Autorità

che accoglie una nozione naturalistica. Se la ratio legis è incentivare la riduzione del consumo del combustibile fossile commerciale, è ragionevole la valutazione dell'Autorità, secondo cui i quantitativi di esso utilizzati in miscela con off gas, non possono essere equiparati all'off gas. La circostanza che esista un vincolo tecnico nel senso che l'off gas non è utilizzabile se non miscelato con il gas naturale, non incide sui termini della questione, perché comunque i benefici

sono circoscritti al solo utilizzo di off gas, e perché la "miscelazione" del gas naturale, diversamente dai processi di lavorazione, non incide sulle caratteristiche tecniche e sul potere calorifico del gas naturale. Il concetto di riutilizzo presuppone lo sfruttamento di un residuo di lavorazione, laddove la miscelazione del gas naturale non ne comporta la trasformazione, sicché si esula dalla nozione di riutilizzo» (Consiglio di Stato, Sezione VI, 31 maggio 2011, n. 3262).

PAGINA BIANCA

6.

Organizzazione, comunicazione e risorse

Organizzazione e Piano strategico triennale

Nel corso del 2011 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato un progetto di riorganizzazione interna, che ha ridisegnato, tra l'altro, le strutture di diretta collaborazione del Collegio, prevedendo, quali nuovi Uffici, due Dipartimenti (Affari internazionali, strategie e pianificazione – DAISP; Affari legislativi e relazioni istituzionali nazionali – DALRI) e una Segreteria degli organi collegiali.

Tale riorganizzazione è stata orientata a una sempre più marcata specializzazione delle funzioni e alla valorizzazione delle competenze e professionalità esistenti, anche alla luce dei nuovi compiti affidati all'Autorità dalla più recente normativa nazionale e da quella comunitaria, di cui al Terzo pacchetto energia.

Con riferimento alle attività di pianificazione strategica, con

l'insediamento del nuovo Collegio dell'Autorità, avvenuto nel mese di febbraio 2011, è stato avviato un processo di valutazione, volto a considerare eventuali modifiche e integrazioni da apportare al Piano strategico triennale 2011-2013, adottato proprio nelle more dell'insediamento del nuovo Collegio.

Dopo aver disposto la sospensione di tale Piano strategico e a conclusione del sopra citato processo di rivalutazione, il Collegio ha adottato un documento di indirizzo recante *Linee strategiche dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per il triennio 2011-2013*, che riflette il contenuto programmatico delineato nella Presentazione del Presidente alla *Relazione Annuale 2011*, e ha contestualmente avviato il processo per la redazione del Piano strategico 2012-2014.

Comunicazione

Lo sviluppo di una comunicazione chiara, corretta ed efficace sull'azione di regolazione è una delle priorità per l'Autorità. La stessa legge istitutiva 14 novembre 1985, n. 481, ne sottolinea l'importanza, identificando tra i compiti principali dell'Autorità anche quello di *«pubblicizzare e diffondere la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi, al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi o finali»*.

La comunicazione sull'attività dell'Autorità è indispensabile per promuovere la concorrenza e tutelare i consumatori: è una funzione sempre più rilevante per le istituzioni, gli operatori, i consumatori e per gli stessi media che seguono il settore dell'energia. Infatti, affinché la concorrenza possa dispiegare in modo pieno gli effetti attesi, è necessario che il consumatore sviluppi la propria capacità di valutazione ricevendo un'informazione chiara e completa: diverrà così sempre più consapevole, acquisendo l'indispensabile e sostanziale capacità di prendere decisioni, altrimenti riconosciutagli solo formalmente. Questo più sfidante obiettivo ha reso fondamentale rafforzare molto l'azione su tutti i media, al fine di raggiungere efficacemente anche la totalità delle famiglie e delle piccole imprese. È divenuto quindi necessario far evolvere l'organizzazione interna preposta alla comunicazione, articolando maggiormente la struttura tra le diverse attività specialistiche che svolge, le quali sono in continua crescita. Da una parte permane l'importanza di presidiare l'informazione, cioè l'attività che gestisce le "notizie" giornalistiche con gli uffici stampa, traguardando pure le *Linee guida* della legge 7 giugno 2000, n. 150. Dall'altra parte l'Autorità intende sviluppare la propria comunicazione per gestire messaggi con criteri di priorità in funzione degli obiettivi progressivi della regolazione. Si propone di fornire così sostegno ai comportamenti del pubblico nell'ambito di una percezione condivisa sui contenuti trasmessi. Oltre alla gestione organica delle campagne multimediali e delle distinte attività o degli eventi di comunicazione, l'Autorità intende incrementare l'attenzione verso le nuove opportunità

offerte dai media interattivi. Inoltre, ritiene ormai determinante il monitoraggio dei risultati ottenuti, al fine di migliorare l'efficacia e l'efficienza dell'intera azione di comunicazione; per questo fine l'Autorità rafforza il monitoraggio degli eventuali scostamenti rispetto agli obiettivi definiti, così da impostare coerenti azioni correttive da implementare progressivamente.

Campagne di comunicazione multimediale

Dopo il successo delle campagne sul bonus elettricità (2008) e sul bonus gas (2009), eseguite in collaborazione con il Governo, l'Autorità ha attivato una nuova campagna istituzionale multimediale per annunciare i prezzi biorari per tutti, che sono entrati progressivamente in vigore anche per le famiglie (in regime di maggior tutela) a partire da luglio 2010. I prezzi biorari per tutti permettono di pagare l'elettricità a seconda del proprio modo di consumare, essendo distinti in due fasce differenziate per le ore nel corso della giornata e per i giorni della settimana. Questo nuovo sistema favorisce l'equità fra i consumatori, poiché il prezzo pagato risulta più allineato ai costi di produzione; in precedenza, con i prezzi monorari, chi usava l'elettricità durante le ore convenienti pagava anche una parte dei costi di chi consumava nelle ore più costose. Inoltre, i prezzi biorari per tutti favoriscono il risparmio e la difesa dell'ambiente, poiché stimolano un utilizzo dell'energia elettrica più efficiente e consapevole.

Questa campagna istituzionale è iniziata a dicembre 2010, momento in cui il nuovo meccanismo era ormai attivato su un numero di clienti domestici sufficiente per effettuare un'efficace campagna multimediale, ed è terminata a metà febbraio 2011. Il piano media è stato articolato in comunicazione radio e stampa. Uno spot da 30" è stato trasmesso prima sulle tre radio Rai (153 uscite) e poi su importanti circuiti di radio locali (148 stazioni radio, con oltre 25.000 spot trasmessi in totale). La pianificazione di questi spot è stata gestita rispettando gli orari di servizio dello

Sportello per il consumatore di energia (lunedì-venerdì, ore 8.00-18.00), affinché si potessero fornire maggiori informazioni e chiarimenti sui prezzi biorari a coloro che eventualmente avessero chiamato subito il numero verde 800.166.654 citato nello spot. Nelle stesse settimane, una pagina di pubblicità tabellare è stata pubblicata sui principali settimanali nazionali (14 uscite). Infine, a complemento, sono stati distribuiti *folder* sui prezzi biorari per tutti e sono state rafforzate la comunicazione nel sito internet nonché l'attività dell'ufficio stampa.

Inoltre, anche in considerazione dei consistenti tagli nel budget della comunicazione pubblicitaria dovuti al decreto legge 31 maggio 2010, n. 78 l'Autorità ha sviluppato nuove iniziative di comunicazione digitale e *low cost*, mirate a nuovi e specifici target di consumatori internauti. Sono stati così realizzati diversi filmati animati, della durata di circa due minuti ciascuno, dedicati a una molteplicità di soggetti. I primi pubblicati su *YouTube* all'inizio del 2012 (ed evidenziati con un link sul sito www.autorita.energia.it) sono stati: *Chi è e cosa fa l'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, *Lo Sportello per il consumatore di energia* e *L'Atlante dei diritti del consumatore di energia*.

Si tratta di alcuni cartoon, i cui personaggi, interagendo tra di loro, illustrano in modo molto chiaro e semplice i temi delineati, i quali – benché spesso complessi – risultano pertanto ben comprensibili anche dal pubblico più superficiale e meno analitico. Considerato l'elevato gradimento di questi filmati, la Rai ne ha mandati in onda vari spezzoni durante trasmissioni di elevata audience, nell'ambito di alcuni spazi di comunicazione sviluppati in collaborazione con l'Autorità. Inoltre, questi filmati sono stati proiettati in scuole e licei pubblici selezionati dall'organizzazione del Museo dell'energia, il museo virtuale costituito sul sito www.museoenergia.it

Altre iniziative di comunicazione

Nell'anno di riferimento sono state rinnovate o attivate nuove iniziative, dedicate a target di pubblico differenziati, quali:

- un seminario di formazione stampa (Roma, novembre 2011), in collaborazione con il Parlamento europeo e la rappresentanza in Italia della Commissione europea. Hanno partecipato giornalisti, comunicatori e studenti delle scuole di giornalismo e della facoltà di Scienze della comunicazione;
- la convenzione triennale con il servizio pubblico radiotelevisivo

è proseguita attraverso la partecipazione a nuove trasmissioni Rai di largo ascolto, per far conoscere l'Autorità e la sua azione;

- una convenzione con l'Ansa per la pubblicazione della *Finestra sull'Autorità* con notizie via via aggiornate sul portale specializzato *Energia e Ambiente* della maggiore agenzia stampa nazionale;
- la riprogettazione di intranet per rendere disponibili nuovi servizi alle Direzioni e migliorare la comunicazione nonché lo scambio di informazioni e documentazione all'interno della struttura;
- l'aggiornamento dell'*Atlante dei diritti del consumatore di energia*, nella versione *on line* e in quella stampabile come manualetto: uno strumento di comunicazione che manifesta crescente interesse perché orienta i consumatori facendo loro conoscere le garanzie e le tutele di cui dispongono, definite dall'Autorità.

Comunicazione web

Grazie a un nuovo sistema di rilevazione degli accessi, è disponibile un quadro esaustivo della visibilità del sito web dell'Autorità. A oggi i riscontri sono molto positivi, con circa 10.000 visite al giorno, ciascuna con la visione in media di 4,87 pagine e un tempo medio speso per la navigazione di oltre quattro minuti. Circa la metà dei visitatori arriva sul sito dell'Autorità direttamente (digitando l'indirizzo www.autorita.energia.it), mentre un altro terzo vi giunge tramite i motori di ricerca; il restante 16% attraverso siti di riferimento, fra i quali anche quello del Governo. Significativo e crescente è poi il numero di visite da paesi esteri europei (Regno Unito, Germania, Svizzera e Francia) ed extra europei (USA, Giappone e India). Le pagine più viste, oltre all'*home page*, sono nell'ordine: l'elenco con le delibere recenti, i dati statistici, i comunicati per gli operatori, le pagine sui bonus, il Trova offerte e i prezzi. Le ricerche effettuate sul motore interno del sito segnano un incremento della parola chiave "prezzi biorari", seguita da "bonus", "scambio sul posto", "*unbundling*", "Esco" e "fotovoltaico". Uno dei progetti in via di sviluppo riguarda l'estensione dell'applicazione di strumenti legati al cosiddetto web 2.0, ovvero un utilizzo più completo delle possibilità offerte dalla rete internet, come luogo sociale di analisi e promozione della reputazione istituzionale, oltre che come occasione per rendere

note le iniziative per i consumatori promosse dall'Autorità. In tal senso sono allo studio un progetto di posizionamento web dell'immagine dell'Autorità e la realizzazione di diverse, concrete azioni, con il collocamento di materiale dell'Autorità nell'ambito di *YouTube*, blog e social network, alimentando *buzz online* e la trasmissione "virale" dei messaggi.

Bilancio dell'attività di comunicazione

Dal 2008 l'Autorità monitora sistematicamente i risultati della propria attività di comunicazione sui mass media, utilizzando apposite *media analysis* fornite da società specializzate, selezionate tramite gare pubbliche. Tali ricerche procurano un riscontro oggettivo sulla ripresa dei messaggi dell'Autorità da parte della stampa e delle emittenti radio e Tv: anche per l'anno 2011 esse hanno evidenziato complessivamente un'immagine positiva dell'Istituzione, percepita come attenta, efficace e attivamente impegnata per i cittadini.

Riguardo ai risultati ottenuti sulla stampa quotidiana e periodica nel 2011, i dati evidenziano un consistente aumento sia del numero degli articoli che citano l'Autorità, sia della sua visibilità. Rispetto al 2010, tali articoli sono aumentati sui quotidiani del 15% e sui periodici del 22%. Complessivamente, l'indice di "visibilità percepita" ottenuto nel 2011 è pari a circa un miliardo di contatti (+23% rispetto all'anno precedente): 815 milioni sulla stampa quotidiana nazionale e 185 milioni su quella periodica. Tra i pezzi analizzati la tipologia di articolo predominante è il servizio con l'83% degli articoli, mentre nel restante 17% si rilevano brevi, rubriche, fondi, lettere e interviste. In termini di attinenza, gli articoli che trattano in esclusiva l'Autorità sono il 25% del totale; nel 60% dei pezzi l'Autorità condivide lo spazio dedicato con altri attori e nel restante 15% l'Autorità viene citata marginalmente. La stampa ha dedicato attenzione in particolare alla regolazione del mercato (36% degli articoli), al tema dei prezzi e delle tariffe (33% degli articoli) e infine alla qualità del servizio (27% degli articoli); l'attenzione della stampa si è rivolta anche al processo di nomina del nuovo Collegio e ai poteri a esso attribuiti (3% circa degli articoli). Nel 15% degli articoli (200 milioni di contatti)

è stato dedicato spazio ai prezzi biorari e, a seguire, ai bonus di elettricità e gas, al sito internet, al Trova offerte e al numero verde dello Sportello per il consumatore di energia, nonché al Pesa consumi, all'*Atlante dei diritti del consumatore di energia*, alla scheda di confronto dei prezzi e all'elenco dei venditori.

Riguardo ai risultati ottenuti sui mezzi audiovisivo, nel 2011 i dati evidenziano un andamento differenziato tra Tv e radio, rimanendo nel complesso abbastanza stabile il numero dei servizi (Tv +6%, radio -5%) e la loro visibilità. In maggior dettaglio, sulle emittenti televisive nazionali l'Autorità ha ottenuto 38 milioni di contatti netti: ovvero oltre 38 milioni di telespettatori hanno seguito almeno un minuto di un servizio in cui si menzionava il lavoro dell'Autorità. Si tratta di un ottimo risultato, solo in leggero calo rispetto ai 38,7 milioni raggiunti in tutto il 2010. Ai telespettatori delle Tv nazionali si aggiungono i 785.000 telespettatori del satellite, esclusivamente di Sky Tg 24, dato in netta crescita rispetto al 2010. L'incidenza dei servizi di tono positivo si attesta al 13,2% del totale, mentre la quota di servizi con sfumature critiche (2,5% su tutto il 2011) è in calo rispetto allo scorso anno, quando raggiungeva il 4%. Le tariffe e i prezzi si confermano l'argomento più trattato del 2011 (circa il 66% del totale), come già avvenuto l'anno scorso quando costituivano il 45% delle occorrenze totali. È interessante sottolineare il secondo posto occupato nel *ranking* dai servizi dedicati ai poteri dell'Autorità (14%): un numero quasi raddoppiato rispetto al 2010. Registrano un numero simile di passaggi radio/Tv gli argomenti mercato e concorrenza (10%), nonché qualità del servizio e tutela consumatori (9% circa).

Considerando le tipologie di servizio, quelle prevalenti sono state di carattere informativo: oltre due terzi sono Tg e radio giornali, il restante sono rubriche economiche e, a seguire, trasmissioni di approfondimento. Per quanto riguarda il mezzo televisivo, le emittenti Rai hanno offerto visibilità all'Autorità attraverso una maggiore varietà di tipologie di trasmissione. Gli "strumenti per il consumatore" sono citati in quasi il 10% dei passaggi radio e Tv. Quelli più menzionati sono stati lo Sportello per il consumatore di energia e il sito internet (Tv, in ordine decrescente: Sportello, website, Trova offerte, bonus elettrico e bonus gas, bioraria, scheda confronto prezzi; radio: website, Sportello, bioraria, Trova offerte).

Risorse umane e sviluppo del personale

Nel corso del 2011, coerentemente con le politiche di valorizzazione del personale attuate e strettamente funzionali all'obiettivo prioritario di realizzare il miglior espletamento delle proprie finalità istituzionali, l'Autorità ha proseguito la propria azione nel campo delle risorse umane in relazione ai diversi aspetti della selezione e acquisizione, formazione e gestione delle medesime, in un contesto di continuo e proficuo confronto con le organizzazioni sindacali.

Come negli anni precedenti, la difficoltà principale è derivata dal mantenimento della dotazione organica dell'Autorità a fronte degli accresciuti compiti e funzioni attribuiti alla stessa.

Pertanto, speciale attenzione è stata rivolta agli aspetti di selezione e acquisizione delle risorse, con particolare riferimento al consolidamento e al completamento della dotazione di personale dipendente. Al riguardo, sulla base del programma di assunzione di personale di ruolo e a tempo determinato, approvato dall'Autorità l'anno precedente (delibera 9 luglio 2010, GOP 40/10), nel periodo di riferimento si è proceduto (nel rispetto del tetto massimo di 120 unità di ruolo e di 60 unità con contratto a tempo determinato all'ora vigente) all'assunzione di sette nuove risorse con contratto a tempo determinato: due dirigenti in esito a procedura selettiva di tipo privatistico e cinque funzionari in esito a procedure di selezione a evidenza pubblica. È stata inoltre avviata, sempre con riferimento al programma di assunzioni di personale sopra citato, una procedura concorsuale per l'assunzione di un funzionario di ruolo. Oltre a ciò, in attuazione di quanto previsto dalla legge 23 luglio 2009, n. 99, è stato sottoscritto con il Gestore dei servizi energetici (GSE) un accordo di collaborazione per l'espletamento delle attività oggetto di avalimento, secondo lo schema approvato con la delibera 28 aprile 2011, GOP 24/11. Nell'anno di riferimento la formazione rivolta al personale dell'Autorità è proseguita garantendo il mantenimento di adeguati standard qualitativi, nonostante il vincolo di bilancio per la spesa destinata alle attività formative, di cui al decreto legge n. 78/10, convertito con modificazione dalla legge 30 luglio 2010, n. 122. Tra le azioni formative di maggior rilievo si segnala l'iniziativa che ha

interessato la quasi totalità del personale dipendente operativo, volta al miglioramento delle conoscenze degli applicativi *Office Automation*, *Core* e *Advanced*, anche nelle loro connotazioni più evolute. Nell'anno di riferimento è continuata la partecipazione del personale dell'Autorità a eventi formativi gratuiti promossi da istituti universitari su specifiche tematiche di interesse istituzionale.

Nel 2011, nell'ambito delle attività formative e di comunicazione interna dell'Autorità, sono state realizzate alcune iniziative, dedicate a tutto il personale dell'Autorità, che hanno visto il Presidente e gli altri componenti il Collegio nella veste di relatori, quali:

- un seminario illustrativo dei principali contenuti della *Relazione Annuale 2011*;
- una sessione informativa/formativa su "Nuove tematiche istituzionali e le opportunità del nuovo progetto intranet".

Inoltre, in considerazione delle recenti disposizioni legislative che attribuiscono all'Autorità nuove competenze di regolazione e controllo dei servizi idrici, sono state avviate iniziative volte a promuovere interventi formativi *ad hoc* di natura tecnica e informativa/divulgativa.

Da ultimo si segnala l'impegno assunto dall'Autorità di presentare e sviluppare nei primi mesi del 2012, dandone informativa alle organizzazioni sindacali, un piano triennale 2012-2014 di formazione esteso a tutte le carriere del personale, tenendo conto anche delle esigenze di formazione conseguenti ad atti di mobilità interna.

L'anno 2011 è stato caratterizzato da profonde modifiche organizzative dell'Autorità, che hanno avuto inevitabilmente un impatto sul fronte della gestione delle risorse umane. Infatti, a seguito dell'insediamento del nuovo Collegio a metà febbraio 2011, si è determinato, in ragione della più articolata composizione del Collegio medesimo, un rilevante impatto sull'assetto organizzativo, per quanto concerne, in particolare, lo svolgimento delle funzioni e delle attività di diretta collaborazione dell'organo di vertice

dell'Autorità. Nell'anno di riferimento, si è reso quindi necessario modificare progressivamente il regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità, individuando e disciplinando gli Uffici di diretta collaborazione del Collegio secondo un modello di organizzazione dipartimentale. Ciò al fine sia di favorire una maggiore specializzazione e un migliore coordinamento delle funzioni di diretta collaborazione del Collegio, prima attribuite al Segretariato generale, sia di realizzare un nuovo modello organizzativo, articolato in Dipartimenti, Direzioni, Unità e Uffici di diretta collaborazione, volto all'efficientamento della struttura organizzativa e a garantire il miglior coordinamento delle attività, anche attraverso l'impiego efficace e integrato delle risorse umane. In relazione a quanto sopra e in coerenza con le esigenze funzionali della precedente e nuova struttura organizzativa nella sua evoluzione, si è dato seguito alla mobilità interna del personale e a una prima assegnazione delle risorse dell'Autorità negli organici del nuovo assetto organizzativo a fine 2011. Inoltre è stata avviata per l'inizio del 2012 una innovativa procedura di mobilità straordinaria, aperta a tutto il personale, da realizzarsi sulla base di criteri predefiniti che hanno tenuto conto anche delle indicazioni e dei suggerimenti pervenuti dalle organizzazioni sindacali, a seguito di un apposito confronto sul tema.

Sotto il profilo gestionale, nell'anno di riferimento si sono svolti i processi valutativi dei risultati conseguiti nell'anno 2010 e dei comportamenti organizzativi posti in essere nel biennio 2009-2010, rinviando ai primi mesi del 2012 la conclusione di detti processi con la formalizzazione di eventuali ricorsi avverso le valutazioni ottenute e la conseguente pronuncia del Collegio sugli stessi.

In esito alle azioni intraprese l'anno precedente, nell'anno 2011 si è realizzato il riaccorpamento, in un'unica sede, di tutto il personale dell'Autorità di Milano.

Oltre a ciò, ultimati i lavori di ristrutturazione sulla base del progetto elaborato dal Provveditorato interregionale alle opere pubbliche per il Lazio, l'Abruzzo e la Sardegna, gran parte del personale di Roma, trasferitosi nel 2010 presso la sede temporanea in viale Tiziano, è rientrato nello stabile di via dei Crociferi 19, sede dell'Ufficio di Roma.

L'obiettivo di avvicinare il restante personale rimasto nella sede provvisoria, e il recente ampliamento avvenuto nel corso del

2012 della pianta organica dell'Autorità per effetto delle nuove competenze inerenti ai servizi idrici, hanno determinato la necessità di avviare la ricerca di nuovi locali nelle immediate vicinanze dell'Ufficio di Roma, per soddisfare le esigenze allocative del personale anche in relazione alla nuova struttura organizzativa.

Nell'anno in riferimento è proseguito il confronto con le organizzazioni sindacali su varie tematiche; al riguardo si segnala, in particolare, l'avvenuto riallineamento della struttura retributiva dei dipendenti dell'Autorità a quella del personale dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nonché la messa a punto di alcuni aspetti organizzativi, gestionali e di previdenza integrativa. Inoltre, le parti si sono impegnate a un confronto volto a realizzare un passaggio graduale a un nuovo sistema incentivante, sempre incentrato sul principio della meritocrazia, che trovi attuazione entro il 2013.

Sono state mantenute le iniziative già in essere di supporto ai dipendenti e relative famiglie, quali il contributo economico per gli asili nido e le scuole per l'infanzia, l'attivazione, a seguito di gara pubblica, di una nuova convenzione con una cassa sanitaria ecc. Coerentemente con l'obiettivo di rendere sempre più trasparente il proprio operato, l'Autorità ha continuato a pubblicare sul proprio sito, aggiornandoli, i dati relativi a: le assenze del personale, gli incarichi formalmente assegnati a soggetti esterni (medici del lavoro, Garante del codice etico, Collegio dei revisori dei conti), le consulenze attivate, gli emolumenti corrisposti al Presidente e ai Commissari dell'Autorità, i *curriculum vitae* e i recapiti istituzionali dei dirigenti (i loro emolumenti lordi annui sono indicati nelle apposite tavole ai paragrafi seguenti, riportanti i dati retributivi delle diverse carriere e qualifiche dell'Autorità). L'Autorità ha provveduto ad aggiornare la banca dati relativa ai permessi fruiti dai pubblici dipendenti in base alla legge 5 febbraio 1992, n. 104, per le persone con disabilità, nell'ambito della cosiddetta "operazione trasparenza" condotta dal Ministero per la pubblica amministrazione e l'innovazione.

Nel corso del 2011 i documenti di valutazione dei rischi delle due sedi dell'Autorità sono stati integrati, sulla base di quanto prevede l'art. 28 del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, e s.m.i., con la valutazione dello stress da lavoro correlato. Al riguardo non sono emerse criticità ed è stata attivata una azione di monitoraggio.

Compagine: analisi per età, qualifica e livelli retributivi

Nell'anno 2011 la pianta organica dell'Autorità, come illustrata nella tavola 6.1, non ha subito variazioni.

La dotazione organica dell'Autorità al 31 dicembre 2011 risulta pari a 168 unità, delle quali 116 a tempo indeterminato e 52 a tempo determinato (Tav. 6.2). A esse va aggiunto il personale reso disponibile mediante comandi e distacchi dalla Guardia di Finanza (nell'ambito di uno specifico Protocollo d'intesa) e da altre amministrazioni pubbliche, per un totale di 22 risorse.

Il personale dipendente ha un'età media di poco superiore ai 43 anni e un elevato grado di qualificazione professionale. Tutti i dipendenti sono in possesso di un diploma di scuola superiore e oltre l'80% del diploma di laurea.

Le retribuzioni lorde per carriera e grado sono riportate nella tavola 6.3. Va infine segnalato che nel corso del 2011 l'Autorità, pur riaffermando le prerogative di indipendenza e di autonomia riconosciute dalla legge istitutiva e di quanto previsto in materia dalle direttive europee 2009/72/CE e 2009/73/CE, ha ritenuto di non potersi esimere dall'adeguarsi alle disposizioni del decreto

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	15
Funzionari	76
Operativi	29
Esecutivi	-
TOTALE	120

TAV. 6.1

Pianta organica
del personale di ruolo
dell'Autorità

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
Dirigenti	14	10	4
Funzionari	75	32	10
Operativi	27	10	6
Esecutivi	0	0	2
TOTALE	116	52	22

TAV. 6.2

Composizione del personale
al 31 dicembre 2011 per tipo
di contratto e qualifica
di inquadramento

DIRIGENTI	FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI		
Direttore Generale	167,71	Primo Funzionario	87,64	Impiegato	51,80	-	-
Direttore Centrale	142,20	Funzionario I	71,90	Coadiutore	43,61	Commesso capo	39,68
Direttore	113,56	Funzionario II	56,03	Aggiunto	34,14	Commesso	30,09
Direttore aggiunto	101,13	Funzionario III	47,93	Applicato	30,63	-	-

TAV. 6.3

Retribuzione lorda
per carriera e grado

Retribuzione con riferimento
al livello base di ciascuna qualifica,
in migliaia di euro

legge n. 78/10, considerate applicabili all'Autorità stessa.

Come è noto, il citato decreto, convertito con modificazioni in legge n. 122/10, comprende norme, tra l'altro, di contenimento della spesa riferite al trattamento economico degli organi di direzione, indirizzo e controllo, dei titolari di incarichi, nonché del personale dipendente, anche di qualifica dirigenziale.

In relazione a quanto sopra, l'Autorità ha inoltre provveduto con propria delibera:

- alla riduzione del 10% dei compensi dei componenti del Collegio, estendendo tale contrazione anche ai componenti del Collegio dei revisori, al Garante del codice etico e a tutti i consulenti dell'Autorità;
- alla soppressione della diaria per le missioni svolte all'estero dal personale dell'Autorità;

- a disporre che, nel triennio 2011-2013, il trattamento economico complessivo ordinariamente spettante al singolo dipendente non possa, in ogni caso, essere superiore all'analogo trattamento di competenza dell'anno 2010;
- a disporre che i trattamenti economici complessivi dei singoli dipendenti superiori a 90.000 € lordi annui siano ridotti del 5% per la parte eccedente il predetto importo e fino a 150.000 €, nonché del 10% per la parte eccedente i 150.000 €;
- a disporre che le progressioni di carriera, negli anni 2011, 2012 e 2013, abbiano effetto, per i predetti anni, ai fini esclusivamente giuridici;
- a disporre che il computo del trattamento di fine servizio, spettante ai dipendenti dell'Autorità, venga effettuato secondo le regole di cui all'art. 2120 del Codice civile, con applicazione dell'aliquota del 6,91%.

Gestione economico-finanziaria

La gestione finanziaria dell'Autorità è stata caratterizzata, anche per l'esercizio 2011, dall'utilizzo di un sistema contabile integrato (nel quale collegare una contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio a una contabilità analitica ed economico-patrimoniale), che supporti la programmazione finanziaria e permetta la gestione delle risorse assegnate ai centri di responsabilità (individuati in Dipartimenti, Direzioni e Uffici speciali di diretta collaborazione del Collegio). Tale sistema contabile adottato autonomamente dall'Autorità appare, peraltro,

in linea con le più recenti evoluzioni della contabilità pubblica.

La gestione contabile-amministrativa dell'Autorità pone come ormai consolidata base il processo di *budgeting*, iniziato già nel 2005. L'esercizio finanziario trae origine da un bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto che lo riguarda (Tav. 6.4), rappresentante le risultanze della gestione del relativo esercizio, coincidente con l'anno solare.

Va segnalato come l'Autorità si sia rigorosamente attenuta alle disposizioni del decreto legge n. 78/10, convertito con

	2010	2011	VAR. %	COMP. %
ENTRATE DELLA GESTIONE	50,40	53,04	5,24	100,0
Contributo a carico dei soggetti regolati	49,09	51,56	5,03	97,2
Altre entrate	1,31	1,48	12,98	2,8
SPESE DELLA GESTIONE	(44,60)	(44,84)	0,54	100,0
Spese correnti	(44,36)	(44,38)	0,45	99,0
- Funzionamento degli organi istituzionali	1,04	2,07	99,04	4,6
- Personale in servizio	18,61	19,85	6,67	44,3
- Oneri previdenziali e assistenziali per personale e organi istituzionali	8,54	6,36	(25,53)	14,2
- Prestazioni di servizi rese da terzi	6,95	5,85	(15,83)	13,0
- Canoni di locazione	3,71	4,15	11,86	9,3
- Altre spese di funzionamento per acquisto di beni e servizi	5,51	6,10	10,71	13,6
Spese in conto capitale	(0,24)	(0,46)	91,67	1,0
Variazione dei residui attivi	(0,00)	(0,00)	0,00	
Variazione dei residui passivi	0,80	0,98	22,50	
AVANZO DELLA GESTIONE	6,60	9,18	-	-
Trasferimenti	(8,70)	(14,05)	61,49	100,0
- Trasferimenti ad altre Autorità ex L. 191/09	8,70	11,90	36,78	84,7
- Trasferimenti al Bilancio dello Stato ex L. 122/10	0,00	2,15	-	15,3
AVANZO DELL'ESERCIZIO	(2,10)	(4,87)	-	-

TAV. 6.4

Prospetto riassuntivo
delle principali voci
di rendiconto
Milioni di euro;
esercizi finanziari

modificazioni dalla legge n. 122/10, in materia di riduzioni di spesa poste a carico di determinate Amministrazioni pubbliche. La somma di dette riduzioni è stata, nel corso dell'esercizio 2011, interamente versata al Bilancio dello Stato. È naturalmente da sottolineare come l'applicazione di detta norma costituisca per l'Autorità un severo vincolo alla luce dei sempre maggiori e complessi compiti affidategli per legge.

Con riferimento alle entrate è come sempre utile rammentare come l'Autorità non gravi in alcun modo, diretto o indiretto, sul Bilancio dello Stato, poiché ai suoi oneri di funzionamento si provvede mediante un contributo, versato dai soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, che la legge istitutiva fissa nella misura massima dell'1 per mille dei ricavi.

In termini assoluti, il gettito derivante dal versamento del contributo, raffrontato con l'esercizio precedente, ha subito un lieve incremento, causato principalmente dalla modesta ripresa sui mercati internazionali dei prezzi delle materie prime energetiche avvenuta nel corso del 2010, anno che ha costituito la base di calcolo per le imprese del settore ai fini del calcolo del contributo da versare. Tuttavia, anche per l'anno 2011, la misura del contributo dovuto dai soggetti regolati è stata mantenuta pari all'aliquota dello 0,3 per mille.

Per quanto riguarda le uscite, la principale voce è relativa al trattamento economico del personale, peraltro risorsa centrale e imprescindibile dell'Autorità per l'espletamento del proprio mandato e delle proprie funzioni. Le uscite per personale dipendente, per il periodo in riferimento, comprensive di retribuzioni, accantonamenti per fine rapporto, straordinari e costi di trasferta, risultano pari a 19,85 milioni di euro.

Le indennità, comprensive di rimborsi spese per missioni, percepite dai componenti dell'organo istituzionale – che, come quelle degli organi di vertice di altre Autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprensivo e valori parametrati, ai sensi di un decreto della Presidenza del Consiglio dei ministri del 1996, al trattamento economico del Presidente e dei Giudici della Corte costituzionale – ammontano a circa 2,07 milioni di euro. Si ricorda che a far data dal 16 febbraio 2011, con la nomina dell'attuale Collegio, si è passati da una formazione con un Presidente e un componente a una formazione con un Presidente e quattro componenti. Pare però qui anche opportuno ricordare, come illustrato nel Capitolo 1 di questo volume, che il decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, convertito con la legge 22 dicembre 2011, n. 124 ha disposto la riduzione da cinque a tre i membri del numero dei componenti degli organi di vertice delle

Autorità, a decorrere dal primo rinnovo successivo alla data di entrata in vigore della legge.

Sia alle indennità del Collegio come alle retribuzioni del personale dipendente sono state applicate le riduzioni del 5% e del 10% alla parte eccedente i trattamenti economici superiori, rispettivamente, a 90.000 e 150.000 €/annui. Inoltre il DPCM 23 marzo 2012, in attuazione dell'art. 23 -ter della legge n. 214/11, ha commisurato il trattamento economico del Presidente delle Autorità indipendenti a quello spettante al Primo Presidente della Corte di cassazione, nonché ridotto del 10% il trattamento economico dei relativi Componenti.

Gli oneri previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità, sostenuti per il personale e per i componenti, sono risultati pari a 6,36 milioni di euro. Va segnalato al riguardo come – in esito ad atti normativi degli enti previdenziali coinvolti, a pronunce in sede sia consultiva sia giurisdizionale del massimo organo della magistratura amministrativa, e da ultimo al decreto legge 30 dicembre 2009, n. 194 (successivamente convertito in legge) – nel corso dell'esercizio 2010 fosse stato effettuato il passaggio delle posizioni previdenziali, e della relativa contribuzione arretrata, del proprio personale dall'INPS all'INPDAP con versamento *una tantum* con effetto retroattivo a decorrere dalla data di costituzione dell'Autorità medesima.

Il ricorso a forme esterne di consulenza e collaborazione è stato effettuato esclusivamente a fronte di effettive e specifiche

esigenze, e all'interno dei vincoli di spesa previsti, per esempio correlati ai controlli assegnati all'Autorità (in aggiunta a quelli stabiliti dalla legge istitutiva) dalla legge 25 giugno 2008, n. 112 (c.d. *Robin Tax*), cui non è stato possibile rispondere con l'utilizzo della dotazione di personale di ruolo e a tempo determinato.

Sono stati inoltre affidati all'esterno, sulla base di procedure di gara aperta, alcune tipologie di servizi tipici di funzionamento (pulizie, vigilanza ecc.) e taluni servizi specifici funzionali all'ottimale svolgimento delle attività istituzionali (per esempio, reingegnerizzazione dei sistemi informativi dell'Autorità).

Un deciso impatto sull'aumento della spesa corrente è rappresentato dall'attuazione di quanto disposto dall'art. 2, comma 241, della legge 23 dicembre 2009, n. 191. Trattasi di un contributo, derivante da una quota parte delle entrate percepite istituzionalmente, versato a titolo di finanziamento straordinario a favore di Autorità amministrative indipendenti, individuate *ex lege* da parte di Autorità amministrative indipendenti altrettanto puntualmente identificate. Per l'esercizio 2011 l'onere determinato a carico dell'Autorità è risultato pari a 11,9 milioni di euro, cui si assommano ulteriori 2,15 milioni di euro per versamento al Bilancio dello Stato ai sensi del già citato decreto legge n. 78/10.

Le ulteriori spese in conto capitale sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, mobili, impianti e materiale bibliografico.

Autorità per l'energia elettrica e il gas**Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta**

Redazione

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione strategie e studi
Piazza Cavour, 5 - 20121 Milano
Tel. 02655651
e-mail: info@autorita.energia.it

Allea S.r.l.

Impaginazione

Pomilio Blumm S.r.l.

Stampa

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato

