

Dall'1 luglio 2010 è prevista la pubblicazione comparativa dei dati di qualità del servizio dei venditori, così da ampliare le informazioni messe a disposizione dei clienti finali e promuovere una scelta sempre più consapevole del fornitore di energia elettrica o di gas.

Nel corso del 2009, con la delibera 11 novembre 2009, ARG/com 170/09, adottata a valle della consultazione 7 luglio 2009, DCO 19/09, che ha riguardato in modo più articolato la qualità dei servizi telefonici, sono state apportate al TIQV alcune modifiche minori attinenti le disposizioni dei reclami scritti multipli inviati dalle associazioni di consumatori, estendendo anche a questa tipologia di reclami l'applicazione dello standard specifico nei confronti del primo firmatario, semmai siano individuabili gli elementi identificativi e le disposizioni relative agli indennizzi automatici qualora dovuti.

Rinnovo della convenzione con Istat per la rilevazione del grado di soddisfazione degli utenti

La legge 14 novembre 1985, n. 481, assegna all'Autorità tra gli altri compiti anche quello di rilevare la soddisfazione degli utenti riguardo l'efficacia dei servizi di pubblica utilità nei settori dell'energia elettrica e del gas, con periodicità di norma annuale, avvalendosi anche di istituti specializzati. A tale scopo, dal 1998 l'Autorità ha stipulato apposite convenzioni con l'Istat per l'inserimento di quesiti attinenti la soddisfazione per i servizi di erogazione dell'energia elettrica e del gas nell'indagine annuale *Multiscopo – Aspetti della vita quotidiana*, condotta annualmente dall'Istat su un campione di oltre 20.000 famiglie italiane.

Nel 2009, con la delibera 11 novembre 2009, GOP 49/09, l'Autorità ha provveduto a stipulare una nuova convenzione con l'Istat per il quinquennio 2010-2014, al fine di garantire la rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici e assicurare continuità alla serie dei dati storici. Il campione, estremamente elevato, permette la rappresentatività dei dati a livello regionale, in modo da monitorare costantemente gli effetti della regolazione della qualità (vedi il Capitolo 2 del Volume 1).

Standard di comunicazione tra distributori e venditori

Con la delibera 18 maggio 2009, ARG/elt 59/09, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di uno standard di

comunicazione tra distributori e venditori di energia elettrica, relativo sia alle prestazioni disciplinate dal TIQE, sia alle richieste per la sostituzione del venditore nella fornitura di energia elettrica al cliente finale (*switching*).

L'Autorità ha anche stabilito che tale procedimento debba avvenire in coerenza con la normativa definita nel 2006 e modificata nel 2008 (delibera 23 settembre 2008, ARG/com 134/08), nonché beneficiare del confronto con il gruppo di lavoro, ossia partendo da quanto già definito in materia di standard di comunicazione per il settore del gas (vedi il Capitolo 3 di questo Volume), pur tenendo nella giusta considerazione lo stato dell'arte dei sistemi informativi messi a punto dagli operatori elettrici nonché le specificità di settore. Con il documento per la consultazione 11 novembre 2009, DCO 35/09, l'Autorità ha poi formulato proposte per l'individuazione di uno standard di comunicazione tra i distributori e i venditori di energia elettrica per l'effettuazione delle prestazioni previste dal TIQE, tenendo conto sia di quanto disciplinato da precedenti delibere dell'Autorità in tema di scambi di informazioni per il settore elettrico, sia di quanto già disposto in materia di standard di comunicazione tra gli operatori del settore del gas naturale. Inoltre, sono state presentate proposte in tema di:

- sequenza del flusso di comunicazione e dati minimi da scambiare per un primo gruppo di prestazioni regolate dal TIQE (messa a disposizione di dati tecnici acquisibili con lettura di un gruppo di misura; messa a disposizione di altri dati tecnici; disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale; riattivazione-ripristino della fornitura in seguito a sospensione per morosità);
- causali di inammissibilità della richiesta;
- aggiornamento periodico delle informazioni;
- verificabilità delle informazioni e dei dati scambiati.

In esito al processo di consultazione, con la delibera 4 febbraio 2010, ARG/elt 13/10, sono state emanate le disposizioni dell'Autorità in tema di *standard nazionale di comunicazione tra distributori e venditori di energia elettrica per le prestazioni commerciali disciplinate dal TIQE*; si è inoltre avviato un processo per la definizione di disposizioni di maggior dettaglio in tema di sequenza minima obbligatoria dei messaggi, di contenuti minimi di ciascun scambio infor-

mativo, nonché di causali di inammissibilità delle richieste, tramite l'emanazione di Istruzioni operative. Per quanto concerne il periodo di attuazione, sono state determinate le modalità tecniche di invio di dati, nonché le scadenze: a partire dall'1 marzo 2010 per i distributori con meno di 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2009; a partire dall'1

ottobre 2010 per gli altri distributori.

Alla luce degli esiti della fase di consultazione, sono state poi approvate le Istruzioni operative dell'Autorità in tema di standard di comunicazione tra distributori e venditori di energia elettrica, con riferimento a un primo gruppo di prestazioni commerciali disciplinate dal TIQE.

Regolamentazione nel settore del gas

Regolamentazione tariffaria

Nel corso del 2009 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha integrato e modificato il quadro della regolazione tariffaria del trasporto gas: ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe sia per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale, sia per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il terzo periodo di regolazione; ha definito le modalità operative del meccanismo di compensazione per la spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale, previsto per le famiglie economicamente svantaggiate.

Analogamente a quanto realizzato nel settore elettrico in ambito di regolazione tariffaria, sono stati attuati numerosi interventi regolatori finalizzati a perseguire, tra gli altri, gli obiettivi di convergenza delle metodologie tariffarie e la maggiore efficienza dei soggetti regolati.

A tal fine è stata avviata anche un'indagine conoscitiva, con l'obiettivo di verificare i dati trasmessi dalle imprese distributrici, per la determinazione delle tariffe di riferimento. Sulla base degli esiti dell'indagine sopra richiamata sono state approvate le tariffe di riferimento dell'anno 2009 per il servizio di distribuzione del gas naturale e per il servizio di distribuzione di gas diversi da quello naturale.

Sempre nel corso del 2009, in merito all'attività di stoccaggio l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione dei criteri tariffari per il periodo di regolazione 2010-2014 e con

successivo provvedimento ha prorogato fino al 31 dicembre 2010 le proposte tariffarie già approvate con delibera 30 marzo 2009, ARG/gas 38/09, per l'anno termico 2009-2010.

Per quanto riguarda l'avvio del procedimento per adeguare la regolazione in materia di separazione amministrativa e contabile alle decisioni del Consiglio di Stato, si rinvia a quanto già descritto con riferimento al settore elettrico nel Capitolo 2 di questo Volume. Infine sono da citare, anche per il settore del gas naturale, le agevolazioni tariffarie a favore delle popolazioni dell'Abruzzo colpite dal terremoto già illustrate nel Capitolo 2 di questo Volume.

Trasporto, dispacciamento e misura

Con la delibera 1 dicembre 2009, ARG/Gas 184/09, l'Autorità, a valle del procedimento avviato con delibera 28 aprile 2008, ARG/gas 50/08, e sottoposto ad Analisi di impatto della regolazione (AIR), ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale e per il servizio di misura del trasporto di gas naturale, per il periodo di regolazione 2010-2013.

Nella definizione dei nuovi criteri di regolazione tariffaria, l'Autorità ha previsto che si tenesse conto di una serie di obiettivi di carattere generale, tra i quali: la stabilità regola-

toria in una logica di continuità con i criteri tariffari in vigore nel secondo periodo di regolazione; la coerenza dei criteri tariffari adottati con l'evoluzione del quadro regolatorio europeo; la semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro-competitiva; la convergenza (ove possibile) dei criteri di riconoscimento dei costi e di regolazione tariffaria applicati nei settori dell'energia elettrica e del gas. In particolare, i meccanismi di regolazione tariffaria definiti per il terzo periodo di regolazione prevedono di:

- definire l'anno solare, anziché l'anno termico come nei precedenti periodi di regolazione, quale riferimento per la determinazione e l'applicazione delle tariffe di trasporto;
- fissare il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto pari al 6,4%, reale pre-tasse, per il servizio di trasporto e dispacciamento;
- confermare il meccanismo di incentivi relativo ai nuovi investimenti applicato nel secondo periodo di regolazione, nelle more dell'introduzione di un indice di efficacia che consenta di valutare il rapporto tra i benefici apportati al sistema e i costi sostenuti per la realizzazione dell'infrastruttura;
- confermare l'adozione del modello tariffario *entry exit* per la determinazione dei corrispettivi di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti, prevedendo, al fine di promuovere ulteriormente la concorrenza, la semplificazione dell'articolazione delle aree tariffarie di uscita, in modo da renderle coerenti con le aree geografiche di applicazione (ambiti tariffari), definite con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08;
- prevedere l'allocazione del gas per il funzionamento delle centrali di compressione e per il reintegro delle perdite di rete agli utenti del servizio di trasporto;
- trattare il gas non contabilizzato con criteri analoghi a quelli indicati per le perdite fisiche della rete di trasporto, rinviando a un successivo provvedimento la definizione degli obiettivi di riduzione del gas non contabilizzato;
- fissare coefficienti di recupero di produttività differenziati per ciascuna impresa di trasporto, prevedendo in particolare che, nel caso in cui le imprese nell'anno di riferimento per la determinazione dei costi operativi presentino costi effettivi inferiori ai costi riconosciuti, il coefficiente di recupero di produttività sia fissato in modo da riassorbire il

profit sharing in un periodo di 8 anni, determinandolo altrimenti così da riallineare i costi dell'impresa al costo medio di settore¹;

- prevedere una ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* che rifletta la struttura dei costi, di capitale e operativi, dell'attività di trasporto, anche al fine di garantire una maggiore degressività della tariffa, superando la ripartizione 70/30 in vigore nel secondo periodo di regolazione.

Al fine di rendere maggiormente efficace il meccanismo di incentivazione al potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale, l'Autorità ha inoltre ritenuto opportuno avviare un procedimento per la definizione di criteri di valorizzazione dei nuovi investimenti sulla base sia di costi standard, sia di indicatori di efficacia degli investimenti ai fini dell'incentivazione. È stato avviato un ulteriore procedimento per l'individuazione di meccanismi per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti in sviluppo della capacità di trasporto, in analogia con le previsioni del settore elettrico.

L'Autorità, con la medesima delibera, ha definito disposizioni regolatorie relative all'attribuzione di responsabilità e ai criteri tariffari inerenti il servizio di misura del trasporto del gas naturale per il periodo 2010-2013. In particolare ha previsto che i costi afferenti a tale servizio vengano enucleati dalla generalità dei costi del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale, al fine di determinare uno specifico corrispettivo per la remunerazione del servizio stesso. Sempre con riferimento ai servizi di misura e di dispacciamento del gas naturale, la medesima delibera definisce un quadro coordinato di tutte le attività e le responsabilità del servizio complessivo di misura, comprensivo anche delle reti regionali di trasporto. Esso sarà compatibile con le indicazioni che il Ministero dello sviluppo economico intenderà adottare con riferimento ai singoli sistemi di misura relativi alla rete nazionale di trasporto, assegnando:

- all'impresa maggiore di trasporto la responsabilità dell'attività di *meter reading* e il ruolo di vigilanza e coordinamento dei soggetti responsabili del *metering*, attraverso la predisposizione di protocolli e sistemi informativi e la

¹ Qualora il costo medio d'impresa sia inferiore al costo medio di settore, il coefficiente di recupero di produttività è posto pari a zero.

segnalazione alle Autorità competenti di eventuali criticità o inadempienze;

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

L'impresa maggiore di trasporto, in funzione del suo ruolo di coordinamento e vigilanza sul servizio di misura, ha l'obbligo di presentare all'Autorità un nuovo piano di adeguamento e di manutenzione degli impianti di misura², previa consultazione dei soggetti titolari degli impianti, anche sulla base delle risultanze dell'istruttoria avviata con delibera 3 febbraio 2009, VIS 8/09, e in conformità alle disposizioni che saranno definite ai sensi del decreto legge 25 settembre 2009, n. 135³. L'impresa maggiore di trasporto ha inoltre l'obbligo di assicurare l'effettiva implementazione delle disposizioni in materia di adeguamento degli impianti di misura, anche tramite la sostituzione al soggetto terzo responsabile dell'attività. La medesima delibera prevede che, a valle della verifica del suddetto piano, vengano definiti dall'Autorità il livello di gas naturale compresso (GNC) fisiologico della rete di trasporto e gli incentivi al suo contenimento. Infine, per quanto attiene ai criteri di regolazione tariffaria del servizio di misura del trasporto gas, l'Autorità ha previsto che:

- il costo riconosciuto avvenga con riferimento a tutti gli asset e alle attività funzionali al medesimo servizio, con l'esclusione di quelli in capo ai produttori nazionali (che trovano già copertura nei contratti di vendita stipulati da tali produttori); e che il costo sia riferito a un sistema di misura tecnologicamente avanzato e a un servizio fornito in condizioni di qualità ed efficienza;
- il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto sia fissato pari al 6,9% per il servizio di misura del trasporto gas.

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

GNL

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

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

Stoccaggio

Ai sensi della delibera 3 marzo 2006, n. 50/06, entro il 10 febbraio di ogni anno le imprese di stoccaggio presentano all'Autorità le proposte relative ai corrispettivi tariffari per il servizio di stoccaggio, relative all'anno termico successivo.

Con la delibera ARG/gas 38/09, l'Autorità ha approvato i corrispettivi d'impresa presentati dalle imprese di stoccaggio e ha conseguentemente provveduto a determinare i corrispettivi unici nazionali per l'attività di stoccaggio relativamente all'anno termico 2009-2010. L'Autorità ha inoltre approvato le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di ero-

² Nel maggio 2009, Snam Rete Gas ha trasmesso il piano preliminare di adeguamento e manutenzione degli impianti di misura come disposto dalla delibera VIS 8/09.

³ Il decreto n. 135/09 è stato convertito con legge 20 novembre 2009, n. 166, recante *Disposizioni urgenti per l'attuazione di obblighi comunitari e per l'esecuzione di sentenze della Corte di giustizia delle Comunità europee*.

gazione per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile. Con la medesima delibera, l'Autorità ha inoltre determinato, per l'anno termico 2009-2010, il valore complessivo del contributo compensativo di cui all'art. 1, comma 558, della legge finanziaria 2008, da destinare alle Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio; ciò dimensionando il valore del parametro Y relativo al corrispettivo unitario variabile CVS, in modo da recuperare il gettito necessario a coprire gli oneri introdotti dalla suddetta disposizione normativa.

Con la delibera 22 giugno 2009, ARG/gas 72/09, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2014. Tale procedimento, considerato che la nuova disciplina tariffaria sarà definita in un'ottica di sostanziale continuità con i criteri tariffari relativi ai precedenti periodi di regolazione, è sottoposto all'applicazione di una procedura AIR commisurata all'effettiva necessità di consultazione di eventuali aspetti innovativi della disciplina tariffaria. In particolare ai fini della definizione dei criteri tariffari per il nuovo periodo di regolazione, l'Autorità ha previsto di tenere conto:

- della necessità di introdurre meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture di stoccaggio del gas naturale, in coerenza con gli obiettivi di carattere generale di garantire lo sviluppo e la sicurezza del sistema gas nazionale e di promuovere lo sviluppo di un mercato concorrenziale;
- della necessità di garantire che tariffe e corrispettivi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di condizioni per l'accesso e l'erogazione del servizio di stoccaggio;
- delle possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale.

Con la delibera 23 febbraio 2010, ARG/gas 21/10, l'Autorità ha prorogato, per il periodo 1 aprile 2010 – 31 dicembre 2010, le proposte tariffarie che aveva approvato con delibera ARG/gas 38/09 per l'anno termico 2009-2010. Tale intervento si è reso necessario in considerazione dell'esigenza di definire criteri tariffari che tengano conto dell'evoluzione del quadro normativo e regolamentare relativo al servizio di stoccaggio, con particolare riferimento alla

necessità di prevedere una coerenza tra i criteri tariffari dello stoccaggio per il nuovo periodo di regolazione e il completamento della disciplina introdotta con un intervento urgente dell'Autorità (delibera 2 novembre 2009, ARG/gas 165/09) ai sensi del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78⁴. Quest'ultimo prevede che l'offerta di un servizio di bilanciamento utenti del servizio di trasporto e l'allocatione delle relative capacità di stoccaggio siano realizzate mediante procedure concorsuali.

Distribuzione

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

Con la delibera 30 giugno 2009, ARG/gas 79/09, sono state approvate sia le tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 35 della RTDG, sia le opzioni tariffarie provvisorie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale, di cui all'art. 86 della RTDG, per il periodo 1 luglio 2009 – 31 dicembre 2009. La delibera ARG/gas 79/09 ha confermato a titolo definitivo, per il periodo 1 gennaio 2009 – 30 giugno 2009, l'applicazione delle tariffe di distribuzione approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008. Con la medesima delibera ARG/gas 79/09 è stata avviata un'indagine conoscitiva finalizzata alla verifica dei dati trasmessi dalle imprese per la determinazione delle tariffe di riferimento, di cui agli artt. 23 e 24 della RTDG, ed è stato disposto il rinvio dell'approvazione delle medesime tariffe di riferimento a successivo provvedimento, da assumersi entro il 31 dicembre 2009, in esito alla conclusione dell'indagine conoscitiva stessa.

Con la delibera 5 agosto 2009, ARG/gas 109/09, l'Autorità ha proceduto alla determinazione della tariffa di riferimento, di cui al comma 22.2 della RTDG e di cui all'art. 85 della RTDG, sia per le 62 imprese distributrici in merito alle quali il processo di analisi dei dati trasmessi si è concluso positivamente, sia per le 12 imprese distributrici che non hanno trasmesso le dichiarazioni di cui al

⁴ Convertito nella legge 3 agosto 2009, n. 103.

comma 7.3, lettera a), della RTDG, procedendo in questo caso alla determinazione d'ufficio della medesima tariffa di riferimento, ai sensi delle disposizioni del comma 7.5 della RTDG. Con la medesima delibera sono stati determinati gli importi di perequazione bimestrale d'acconto, di cui al comma 50.1 della RTDG.

Con la delibera 2 novembre 2009, ARG/gas 164/09, sono state assunte disposizioni transitorie per l'anno 2009 in materia di determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi e di importi di perequazione.

Nel mese di dicembre 2009, la delibera 21 dicembre 2009, VIS 169/09, ha concluso l'indagine conoscitiva avviata con la delibera ARG/gas 79/09, in merito ai dati trasmessi dalle imprese distributrici di gas naturale e di gas diversi dal naturale ai sensi delle disposizioni dell'art. 7 della RTDG.

Sulla base degli esiti dell'indagine conoscitiva sopra richiamata, con la delibera 21 dicembre 2009, ARG/gas 197/09, sono state approvate le tariffe di riferimento dell'anno 2009 per il servizio di distribuzione del gas naturale e per il servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale. Con la medesima delibera si sono disposti ulteriori approfondimenti sui dati trasmessi relativamente agli incrementi patrimoniali e ai contributi percepiti. Tali approfondimenti verranno utilizzati per la determinazione definitiva delle tariffe di riferimento per l'anno 2009, mediante un provvedimento da assumersi entro il 31 luglio 2010.

I livelli tariffari per l'anno 2010 sono stati fissati con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/gas 206/09. Le componenti tariffarie a copertura dei costi operativi sono state aggiornate con il metodo del *price cap*, applicando un tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti, differenziato per classi dimensionali di impresa. Le componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale sono state aggiornate tenendo conto delle variazioni del capitale investito netto intervenute nell'anno 2008. È in ogni caso prevista la rideterminazione delle tariffe di riferimento e delle opzioni tariffarie per l'anno 2010, qualora in sede di rideterminazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2009 (da effettuarsi entro il 31 luglio 2010) non sia verificata la sussistenza delle condizioni per l'attivazione del meccanismo di gradualità previsto dalla RTDG.

Ambiti territoriali minimi di distribuzione del gas naturale

Con il documento per la consultazione 3 giugno 2008, DCO 15/08, l'Autorità ha proposto, in via preliminare, sia i propri

orientamenti in relazione alle proposte che avrebbe dovuto formulare (ai sensi delle disposizioni dell'art. 46-bis del decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito con modifiche dalla legge 29 novembre 2007, n. 222, e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244) per l'identificazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi, sia la successiva definizione degli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas.

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

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

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

L'Autorità ha ritenuto di introdurre modifiche rispetto alla proposta iniziale sulla base delle seguenti assunzioni:

- prevedere una fase intermedia di aggregazione che non stravolga il concetto di efficienza, ma mantenga un numero sufficiente di imprese in grado di proseguire con successive operazioni di *merger and acquisition* le dimensioni ottimali prospettate nel primo documento per la consultazione;

- individuare gli aggregati rispettando i confini regionali in modo che le Regioni possano eventualmente esercitare il potere sostitutivo a esse riconosciuto;
- far riferimento ad ambiti territoriali in cui già si stia sperimentando lo svolgimento in forma aggregata di servizi tra Comuni, sia nella prospettiva di avere un tavolo di confronto già aperto, sia al fine di poter sperimentare economie di scopo con altri servizi. L'esperienza del settore idrico potrebbe intercettare queste esigenze;
- ove altre ragioni non lo consentano, considerare una dimensione minima dei punti di riconsegna attualmente forniti superiore al limite di 100.000, con un potenziale di penetrazione nell'ambito tale da raggiungere dimensioni minime superiori a 250.000.

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

Successivamente, in osservanza delle disposizioni previste dall'art. 30, comma 26, della legge 23 luglio 2009, n. 99, l'Autorità ha partecipato al tavolo di lavoro istituito presso il Ministero dello sviluppo economico, e ha fornito parere favorevole rispetto all'ipotesi presentata in una bozza di decreto dallo stesso Ministero; essa prevede l'identificazione di 127 ambiti territoriali minimi, individuati in coerenza con i principali criteri indicati nella comunicazione del 30 gennaio 2009.

Sebbene il numero di ambiti individuati nello schema di decreto sia superiore a quanto valutato tramite la consultazione e sebbene l'Autorità ritenga che un numero inferiore di ambiti sia preferibile ai fini di una maggiore efficienza ed efficacia del servizio di distribuzione del gas, sempre l'Autorità valuta che il numero indicato possa essere considerato ancora accettabile ma come transitorio verso un assetto ottimale; quest'ultimo potrà essere perseguito anche attraverso gli strumenti incentivanti previsti dal decreto medesimo.

Tariffa sociale gas

Il decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, e in particolare l'art. 3, comma 9, convertito con modificazioni dalla legge 28

gennaio 2009, n. 2, a decorrere dall'1 gennaio 2009 ha esteso alle famiglie economicamente svantaggiate, aventi diritto all'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica, il diritto alla compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale. Lo stesso ha affidato all'Autorità il compito di quantificare l'ammontare della compensazione e di definire le modalità applicative della stessa.

Nell'ambito della riforma delle tariffe di distribuzione del gas per il nuovo periodo di regolazione avviatosi l'1 gennaio 2009, introdotta con il TUDG, Allegato A alla delibera dell'Autorità ARG/gas 159/08, l'Autorità, aveva abrogato i precedenti meccanismi di tutela sociale disciplinati dalla delibera 29 settembre 2004, n. 170/04. Coerentemente con le disposizioni del decreto legge n. 185/08, l'Autorità ha definito le modalità operative del meccanismo di compensazione per la spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale con la delibera 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09. Quest'ultima prevede:

- che la compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale venga differenziata per zone climatiche e parametrata al numero di componenti della famiglia anagrafica;
- che si effettui la distinzione tra clienti domestici diretti, titolari di un contratto di fornitura di gas naturale per uso domestico, e clienti domestici indiretti non titolari di un contratto di fornitura di gas naturale per uso domestico ma che utilizzano, sempre per uso domestico, impianti condominiali alimentati a gas naturale, eventualmente anche gestiti da società di gestione calore;
- che nel caso dei clienti domestici diretti la compensazione venga erogata in bolletta, tramite l'impresa di distribuzione di gas, sotto forma di componente tariffaria compensativa con segno negativo, mentre nel caso di clienti indiretti venga erogata *una tantum* da un soggetto erogatore, individuato successivamente in Poste Italiane con delibera 6 agosto 2009, ARG/com 113/09;
- che la gestione dell'ammissione alla compensazione e lo scambio, tra i Comuni, le imprese distributrici e il soggetto erogatore, delle informazioni necessarie alla verifica del rispetto delle condizioni di ammissione al bonus avvengano tramite il sistema informatico già utilizzato per la gestione delle compensazioni sulla spesa per la fornitura di energia elettrica (sistema SGAtc);
- che per presentare la richiesta di ammissione alla compensazione si utilizzi un'apposita modulistica.

Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del regime di compensazione, l'Autorità ha previsto l'istituzione, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, della componente G₅ a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati. Tale componente, posta a carico dei clienti diversi dai clienti domestici, è stata transitoriamente fissata pari a zero ed è stata attivata a tutti gli effetti dall'1 gennaio 2010, in concomitanza con l'avvio del sistema di raccolta delle istanze di ammissione al regime di compensazione.

Il sistema di gestione dell'agevolazione sulla fornitura di gas naturale (SGAte) è attivo per la raccolta delle istanze di bonus gas dal 15 dicembre 2009, con applicazione retroattiva a tutto l'anno 2009. Alla data del 30 marzo 2010 le istanze di bonus presentate presso i Comuni sono oltre 200.000. Le prime erogazioni, a partire dalle quote di bonus retroattive per l'anno 2009, verranno effettuate dal mese di maggio 2010.

Gli importi della compensazione per gli anni 2009 e 2010 sono indicati nella tavola 3.1. Il valore della compensazione per l'anno 2010 è stato definito contestualmente all'aggiornamento tariffario dello scorso dicembre.

COMPOSIZIONE	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

TAV. 3.1

Ammontare della compensazione per i clienti in stato di disagio economico

€/anno per punto di prelievo

Procedimenti in materia di separazione contabile e amministrativa

Come meglio precisato nel Capitolo 2 di questo Volume, con la delibera 9 ottobre 2009, ARG/com 145/09, l'Autorità ha dato avvio al procedimento relativo alla formazione di provvedimenti al fine di ottemperare alle decisioni del Consiglio di Stato, in materia di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas. Precedentemente era stata avviata la raccolta dei dati di sepa-

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

Regolamentazione non tariffaria

Relativamente alla promozione della concorrenza e dei mercati, l'Autorità ha adottato una serie di provvedimenti volti a garantire disposizioni relative alla regolazione dell'accesso alla rete nazionale dei gasdotti e a determinare le relative procedure funzionali alla realizzazione di nuove infrastrutture di importazione o di esportazione, come previsto dal Ministero delle attività produttive con il decreto 28 aprile 2006.

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

In relazione al mercato al dettaglio, l'Autorità ha proposto le linee di intervento in merito sia alla riforma delle tutele dei clienti finali nel mercato del gas naturale, sia alle modalità di determinazione e aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura relative al servizio di tutela. L'Autorità ha inoltre adottato il *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e di GPL (TIVG)*, che raccoglie in modo organico le disposizioni relative all'attività di vendita nel mercato della vendita al dettaglio del gas naturale e dei gas diversi. Il TIVG ha apportato nel contempo le modifiche relative alla riforma dell'assetto del regime di tutela e ha definito le modalità di determinazione e aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela.

L'individuazione dei fornitori di ultima istanza relativamente all'anno termico 2009-2010 è stata effettuata nell'ambito delle nuove previsioni di cui alla legge n. 99/09. L'Autorità è quindi intervenuta in materia, definendo i criteri per l'individuazione dei singoli fornitori di ultima istanza e stabilendo in particolare: i requisiti minimi di partecipazione alle procedure, le 5 macroaree di prelievo sulle quali vengono effettuate le procedure e le modalità di selezione, le garanzie da versare al momento della partecipazione all'asta e, per i soggetti che vengono individuati quali fornitore di ultima istanza, la disciplina dell'incarico, le procedure di subentro, comprese quelle di subentro al precedente fornitore di ultima istanza, nonché gli

obblighi di comunicazione dei soggetti selezionati ai fini del monitoraggio, i tempi e le modalità per l'espletamento, da parte dell'Acquirente unico, delle procedure concorsuali.

Relativamente alla regolamentazione delle infrastrutture, l'Autorità ha proposto alcune possibili soluzioni per adeguare la disciplina del bilanciamento e l'offerta dei servizi di stoccaggio del gas naturale alle previsioni dell'art. 3 del decreto legge n. 78/09. Le proposte sono state formulate con la principale finalità di aumentare la flessibilità disponibile per gli operatori del mercato del gas naturale, anche attraverso il miglioramento degli strumenti per lo scambio del gas naturale, che si inquadrano nel più ampio processo di revisione della regolazione, pure tramite l'introduzione di uno specifico mercato per l'approvvigionamento delle risorse per il bilanciamento.

L'Autorità ha approvato i criteri di definizione e di attribuzione delle partite inerenti l'attività di bilanciamento del gas naturale che insorgono a seguito di rettifiche dei dati di misura successive alla chiusura del bilancio di trasporto. L'individuazione dei criteri per il trattamento di eventuali rettifiche dei dati di misura dei punti di riconsegna che avvengono successivamente alla chiusura del bilancio definitivo delle imprese di trasporto prevedono una valorizzazione economica della partita fisica, determinata dalla rettifica per l'utente interessato con la conseguente emissione di fattura/nota di credito di conguaglio. La valorizzazione economica è legata a un indice di prezzo mensile della componente all'ingrosso della materia prima più una quota di trasporto al Punto di scambio virtuale (PSV). La determinazione di tali criteri costituisce un primo importante tassello nella prevista riforma dei meccanismi di bilanciamento del sistema gas.

In tema di regolazione dei processi informativi e del *settlement*, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti del sistema. L'attività di ricognizione presso gli operatori sui processi di allocazione del gas naturale a livello sia delle reti di trasporto sia delle reti di distribuzione, ha fornito un quadro completo degli aspetti critici in tema di allocazione e costituisce la base per l'adozione dei conseguenti provvedimenti di riforma. L'Autorità considera il procedimento

in corso uno dei più urgenti in materia di definizione delle regole del mercato gas.

Riguardo alla regolamentazione delle infrastrutture, sono state approvate modifiche e integrazioni ai Codici di rete di distribuzione, trasporto, stoccaggio e rigassificazione, presentate dagli operatori. L'attività di regolazione della qualità e della sicurezza dei servizi gas ha riguardato:

- la qualità dei servizi di distribuzione e di vendita (sicurezza, continuità e qualità commerciale);
- la qualità del servizio di trasporto (sicurezza, continuità e qualità commerciale);
- la qualità del gas;
- la qualità del servizio di stoccaggio;
- la sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas.

Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente

Import – Accesso al sistema nazionale dei gasdotti in relazione a nuove infrastrutture

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

Per l'adozione delle suddette disposizioni l'Autorità ha espresso i propri orientamenti con il documento per la consultazione 15 giugno 2009, DCO 15/09. Sulla base di tali indirizzi i soggetti interessati hanno potuto presentare le proprie osservazioni. Gli orientamenti espressi nel DCO 15/09 e le disposizioni della successiva delibera ARG/gas 2/10 riguardano, con riferimento agli ordinamenti del citato decreto ministeriale, le modalità di richiesta di accesso, del successivo svolgimento della procedura aperta e di conferimento della capacità da realizzare, nonché i relativi obblighi di imprese di trasporto.

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

Gas release

Con la delibera 7 agosto 2009, ARG/gas 114/09, l'Autorità ha

definito le condizioni e le modalità delle procedure concorrenziali, di cui all'art. 3 del decreto legge n. 78/09.

Attraverso le procedure concorrenziali disciplinate dalla delibera dell'Autorità, Eni ha offerto al mercato un volume di gas pari a 5 miliardi di metri cubi per l'anno termico 2009-2010. L'Autorità ha stabilito che il *gas release* sia svolta secondo criteri non discriminatori e che l'offerta venga suddivisa in lotti, caratterizzati da quantitativi giornalieri costanti in tutto il periodo di consegna. In particolare, sono previsti: lotti annuali (per consegna da ottobre 2009 a settembre 2010) e lotti semestrali (per consegna da ottobre 2009 a marzo 2010). Le procedure di assegnazione dei lotti prevedono la definizione di un prezzo unico per ciascuna tipologia di prodotto. Uno dei principali elementi innovativi del *gas release* è stato il fatto che i corrispettivi riconosciuti a Eni fossero indipendenti da quanto pagato dai soggetti acquirenti. Il valore di tali corrispettivi, differenziati per tipologia di prodotto e determinati dal Ministero dello sviluppo economico su proposta dell'Autorità, costituiva tuttavia il prezzo di riserva, ovvero il prezzo più basso al di sotto del quale non potevano essere ceduti i lotti. La differenza positiva tra quanto pagato dagli acquirenti e quanto riconosciuto a Eni è stata destinata, come previsto dal decreto legge n. 78/09, ai clienti finali tramite l'individuazione di una apposita procedura (definita dalla stessa delibera ARG/gas 114/09) che individua criteri, modalità e termini attraverso i quali i clienti medesimi possono usufruire di tali importi.

Provvedimenti inerenti le cessioni del gas naturale

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

- la modalità di offerta delle quote di gas importato da offrire, e non ancora offerte nell'ambito delle procedure concorsuali di cui alla delibera 4 agosto 2008, ARG/gas 112/08, entro l'anno termico 2008-2009 (delibera ARG/gas 24/09);

- le modalità di offerta sia delle aliquote dovute da ciascun titolare di concessione di coltivazione allo Stato per l'anno 2008, sia delle quote da importazione di gas naturale importato da offrire entro l'anno termico 2009-2010 (delibera ARG/gas 108/09).

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

Emergenza del sistema del gas – Corrispettivi di stoccaggio

In relazione alla gestione delle emergenze del sistema del gas naturale, oltre agli interventi regolamentari riferiti nella edizione 2009 della *Relazione Annuale*, da segnalare quest'anno sono le disposizioni introdotte con la delibera 9 ottobre 2009, ARG/gas 146/09, con la quale l'Autorità ha integrato le disposizioni della delibera 21 giugno 2005, n. 119/05, in materia di corrispettivi dell'utilizzo dello stoccaggio strategico. Le disposizioni introdotte sono state definite tenendo conto delle osservazioni ricevute nell'ambito della consultazione aperta con il documento DCO 15/09, tramite il quale l'Autorità aveva precedentemente illustrato i propri orientamenti in materia. L'esigenza delle integrazioni è emersa proprio al fine di disciplinare gli scostamenti di utilizzo delle capacità di stoccaggio, avvenuti per effetto della riduzione delle forniture russe verificatasi a gennaio 2009. Le disposizioni di cui sopra prevedono una particolare disciplina nei casi in cui l'utente utilizzi capacità di stoccaggio in eccesso, in presenza di gas in stoccaggio nella propria disponibilità e in conseguenza di situazioni per le quali l'utente sia autorizzato all'utilizzo dello stoccaggio strategico. Per tali casi, e nei limiti dei quantitativi autorizzati, sono stati introdotti la possibilità di prelevare gas oltre all'obbligo di giacenza minima, prevista dalla delibera 4 dicembre 2007, n. 303/07, e corrispettivi di bilanciamento ridotti per l'utilizzo di capacità di erogazioni in eccesso rispetto alla capacità conferita.

Monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas

Con la delibera 28 novembre 2009, ARG/gas 161/09, l'Autorità ha avviato un procedimento per la regolazione delle attività di

monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale, in sostituzione di quanto precedentemente previsto dalla delibera 18 ottobre 2000, n. 193/00. L'obiettivo dell'Autorità è quello di adeguare, a più di sei anni dall'apertura del mercato della vendita del gas naturale, l'attività di vigilanza e monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale; ciò approntando nuovi e più articolati strumenti di monitoraggio analoghi a quelli previsti, *mutatis mutandis*, dalla delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, per il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.

Nell'attesa di definire, a valle del procedimento avviato, gli obblighi informativi a carico degli operatori del mercato e le procedure e gli strumenti di acquisizione dei dati e delle informazioni richieste, l'Autorità ha previsto un insieme di informazioni minime che i soggetti che cedono gas al PSV sono tenuti a comunicare sin dal mese di novembre 2009. Tale obbligo è stato articolato su base mensile e, più precisamente, prevede l'invio delle informazioni relative al gas ceduto in ciascun mese entro il giorno 15 del mese successivo.

Mercato al dettaglio – Testo integrato della vendita del gas (TIVG)

Con il documento per la consultazione 1 aprile 2009, DCO 05/09, l'Autorità ha proposto le linee di intervento in merito sia alla riforma delle tutele dei clienti finali nel mercato del gas naturale, sia alle modalità di determinazione e aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura relative al servizio di tutela. Per quanto riguarda la riforma dell'assetto delle tutele, l'Autorità ha posto in consultazione l'intenzione di:

- definire i criteri e le modalità di individuazione dei clienti domestici, prevedendo per questi il mantenimento del regime di tutela che consiste nell'obbligo, posto in capo a ciascun esercente la vendita, di offrire a tali clienti unitamente alle proprie proposte commerciali, le condizioni economiche stabilite dall'Autorità;
- rimuovere la tutela individuale ovvero l'obbligo, posto in capo all'esercente la vendita controparte dei contratti di fornitura con un cliente finale servito nell'allora mercato vincolato, di continuare ad applicare le condizioni economiche stabilite dall'Autorità, fintanto che tale cliente non abbia concluso un contratto nel mercato libero;
- introdurre uno specifico regime (il servizio di salvaguardia) che assicuri la continuità della fornitura anche ai

clienti finali che non hanno titolo a beneficiare del fornitore di ultima istanza e che, per cause indipendenti dalla loro volontà, si trovano senza un venditore;

- definire un quadro certo delle responsabilità nei casi in cui il cliente finale prelevi gas dal sistema nazionale in assenza di un venditore e per il quale non è attivato il fornitore di ultima istanza o l'esercente la salvaguardia gas.

Con riferimento, invece, alle modalità di determinazione e aggiornamento delle condizioni economiche, l'Autorità ha formulato proposte in tema di:

- diversa articolazione della componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso (CCI), nonché previsione di una semplificazione dell'algoritmo di aggiornamento e modifica del paniere di riferimento;
- diversa articolazione per i nuovi ambiti territoriali previsti per le tariffe del servizio di distribuzione, con riferimento alle componenti relative al servizio di trasporto;
- revisione del livello e dell'articolazione della componente relativa alla commercializzazione al dettaglio (QVD), prevedendo altresì una non differenziazione di tale componente per ambiti territoriali.

Infine, per definire un quadro certo e trasparente l'Autorità ha proposto di adottare in un unico testo la disciplina del servizio di vendita al dettaglio del gas naturale e dei gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane.

In esito alla consultazione, con la delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, è stato adottato il TIVG. Esso, oltre a raccogliere in modo organico le disposizioni relative all'attività di vendita nel mercato della vendita al dettaglio del gas naturale e dei gas diversi, ha apportato, anche tenuto conto delle osservazioni pervenute in consultazione, le modifiche relative alla riforma dell'assetto del regime di tutela; inoltre ha definito le modalità di determinazione e aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela. Il perimetro dei clienti finali che potranno usufruire del servizio di tutela, ridisegnato dal TIVG, comprende i clienti domestici e i condomini per uso domestico con consumi non superiori a 200.000 S(m³) annui. Per gli altri clienti non domestici in tutela individuale, in quanto mai passati al mercato libero, sono stati effettuati interventi con la finalità di accompagnare, con la dovuta gradualità, i medesimi clienti al mercato libe-

ro. In particolare, si è prevista la possibilità di continuare a usufruire delle condizioni economiche definite dall'Autorità:

- fino al 30 settembre 2009, nel caso di clienti non domestici con consumi superiori a 200.000 S(m³) l'anno;
- fino al 30 settembre 2010, nel caso dei restanti clienti non domestici.

Al fine dell'identificazione della categoria di appartenenza dei clienti finali (domestici, condomini uso domestico o altri clienti) è stato dato obbligo ai venditori di identificare tale categoria, avvertire i clienti attraverso una comunicazione nella prima bolletta utile e comunicare l'esito dell'identificazione alle imprese distributrici. Rispetto alle condizioni economiche di fornitura, il TIVG ha introdotto maggiori semplificazioni e trasparenza, nel segno della continuità. Considerando le diverse componenti che contribuiscono alla definizione del prezzo finale di fornitura:

- per quanto concerne la CCI, il TIVG conferma sostanzialmente i criteri di calcolo e il livello in essere, semplificando la formula di aggiornamento trimestrale dall'1 ottobre 2009 e prevedendo la pubblicazione trimestrale del livello della componente CCI;
- per quanto riguarda la componente per il servizio di distribuzione (QV), che risulta pari alle tariffe per i servizi di distribuzione e di misura stabilite dall'Autorità;
- per quanto riguarda la componente relativa al servizio di trasporto (QT), essa è stata determinata, a partire dall'1 luglio 2009, per ambiti tariffari del servizio di distribuzione; con l'entrata in vigore all'1 luglio 2009 è stata altresì introdotta una componente della tariffa del servizio di distribuzione (UG₂) tale da garantire, ai clienti con bassi consumi, il mantenimento di una spesa contenuta, tenuto conto della diversa articolazione prevista per la componente QVD;
- per quanto riguarda la componente (QVD), è stata definita una diversa articolazione del corrispettivo unitario. A partire dall'1 luglio 2009, tale componente risulta infatti non più articolata per ambito territoriale, garantendo così ai venditori una copertura più coerente dei costi di commer-

cializzazione e parità di trattamento a tutti i clienti, anche di minori dimensioni.

Il TIVG ha inoltre mantenuto gli obblighi, in capo agli operatori, di comunicare i prezzi medi praticati e di pubblicare, nel proprio sito Internet, le condizioni economiche del servizio di tutela per ciascuna località in cui operano, evidenziandone le diverse componenti. Su tali aspetti, l'Autorità è intervenuta con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/gas 209/09, da un lato adeguando le disposizioni concernenti gli obblighi di comunicazione ai mutamenti del quadro regolatorio nazionale e mantenendo al contempo coerenza con le disposizioni previste a livello comunitario in materia di rilevazione dei prezzi; dall'altro, modificando le disposizioni concernenti gli obblighi di pubblicazione delle condizioni economiche del servizio di tutela, al fine di assicurare la piena accessibilità a tali informazioni da parte dei clienti finali, attraverso il sito Internet degli esercenti la vendita.

Relativamente alla fornitura di gas diversi da gas naturale, il TIVG ha confermato i criteri di determinazione e aggiornamento delle condizioni di fornitura attualmente in essere, avviando un procedimento per la revisione della quota di vendita al dettaglio e della componente relativa all'approvvigionamento dei gas di petrolio liquefatti.

Con la delibera 26 marzo 2010, ARG/com 44/10, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare il valore della componente tariffaria φ^5 in vigore nel trimestre gennaio-marzo 2010, di cui al comma 5.1 della delibera 29 dicembre 2009, ARG/com 211/09; tale valore è confermato per il trimestre aprile-giugno 2010, mentre i valori delle componenti tariffarie UG₁ (a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e di eventuali conguagli per i servizi di distribuzione e misura), GS (a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati), RE (a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale) e RS (a copertura degli oneri gravanti sul Conto per la qualità dei servizi gas) in vigore nel trimestre gennaio-marzo 2010, di cui alla tabella 7 della delibera ARG/com 211/09, sono confermati per il trimestre aprile-giugno 2010.

⁵ Si tratta del corrispettivo a copertura degli eventuali squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità CRr unico a livello nazionale (CRr è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulle reti regionali relativo ai conferimenti nel punto di riconsegna e delle reti regionali di gasdotti).

Con la delibera 26 marzo 2010, ARG/gas 46/10, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare l'Allegato B della delibera 27 novembre 2009, ARG/gas 182/09, pubblicando i valori dell'indice IR⁶ e delle sue componenti, relativamente ai mesi di febbraio, marzo e aprile 2010.

A fronte delle recenti e importanti evoluzioni nei mercati internazionali del gas naturale (contrazione dei consumi di gas per l'effetto crisi; sviluppo della produzione di gas non convenzionale, in particolare negli USA, come conseguenza di nuove tecnologie), l'Autorità ha avviato un procedimento (delibera 26 marzo 2010, ARG gas 47/10) per riformulare i metodi di aggiornamento dei prezzi del gas, con l'obiettivo di trasferire tempestivamente ai clienti finali gli effetti positivi dei cambiamenti che stanno emergendo.

A livello internazionale questi cambiamenti hanno dato il via a processi di revisione dei contratti pluriennali *take or pay* e di formulazione dei contratti di più breve durata o addirittura *spot*. A livello nazionale occorrerà tener conto anche della possibile evoluzione del contesto normativo (per esempio, avvio della Borsa del gas e altre misure proconcorrenziali).

Questa prima evoluzione normativa, già disposta o in via di definizione da parte del Parlamento e del Governo, potrà permettere all'Autorità di definire proattivamente coerenti evoluzioni anche per le modalità di determinazione dei prezzi di riferimento; tutto ciò tenendo conto dei risultati dell'indagine avviata già a fine 2009 sulle modalità e le condizioni di approvvigionamento del gas in Italia.

Il procedimento sarà concluso con adeguato anticipo rispetto all'aggiornamento dei prezzi previsto per il prossimo 1 ottobre, cioè prima dei maggiori consumi invernali. Per garantire la massima trasparenza del procedimento, l'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione pubblica sul tema (26 marzo 2010, DCO 5/10).

Mercato al dettaglio – Aggiornamenti delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale

Ai sensi della delibera 4 dicembre 2003, n. 138/03, e a partire dall'1 luglio 2009, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare con cadenza trimestrale, per quanto riguarda la componente dei costi di commercializzazione all'ingrosso (CCI), e con cadenza

annuale, per quanto riguarda altre componenti, le condizioni economiche di fornitura del TIVG sopra descritto. In particolare, con riferimento agli aggiornamenti con cadenza annuale:

- il livello della componente relativa ai costi di stoccaggio (Qs) è stato aggiornato per il periodo 1 aprile 2009 – 31 marzo 2010 con la delibera 30 marzo 2009, ARG/gas 39/09;
- il livello della componente relativa ai costi di trasporto (Qt) è stato fissato, per il periodo 1 ottobre 2009 – 31 dicembre 2009, pari al livello applicato dagli esercenti la vendita a partire dall'1 luglio 2009 e modificato dall'1 gennaio 2010, contestualmente alla determinazione delle tariffe per il servizio di trasporto, di dispacciamento e di misura del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013. Con la delibera ARG/gas 209/09 l'Autorità ha infatti aggiornato i livelli della componente Qt, differenziandola in un elemento fisso (da aggiornare annualmente) e in un elemento variabile (da aggiornare trimestralmente) al fine di tenere conto delle modalità di determinazione delle tariffe di trasporto, dispacciamento e misura del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013; con la stessa delibera l'Autorità ha aggiornato anche i nuovi 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) nell'ambito del servizio di bilanciamento.

Con riferimento invece agli aggiornamenti trimestrali, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare la componente CCI: per il trimestre gennaio-marzo 2009, con delibera 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08; per il trimestre aprile-maggio 2009, con delibera 30 marzo, ARG/gas 40/09; per il trimestre giugno-settembre, con delibera 30 giugno 2009, ARG/gas 82/09; per il trimestre ottobre-dicembre 2009, con delibera 28 settembre 2009, ARG/gas 136/09; per il trimestre gennaio-marzo 2010, con delibera 29 dicembre 2009, ARG/gas 207/09. (Per maggiore dettaglio dei valori assunti nel periodo, vedi il Capitolo 3 del Volume 1).

Con la delibera ARG/gas 40/09 sono altresì stati modificati i corrispettivi relativi alla componente QT, al fine di tenere conto:

⁶ Indice di riferimento per la valorizzazione economica delle partite fisiche oggetto di rettifica tardiva.