

3.

Regolamentazione nel settore del gas

Regolamentazione tariffaria

Nel corso dell'anno 2008 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha concluso il procedimento in materia di tariffe per l'attività di distribuzione di gas per il terzo periodo di regolazione e ha adottato il Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012. Con l'approvazione di tale Testo è stata attuata un'ampia riforma della regolazione dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale che ha perseguito obiettivi di: stabilità regolatoria; convergenza dei criteri di regolazione tariffaria tra il settore elettrico e il settore gas; riduzione del rischio ricavi per gli esercenti il servizio; coerenza tra regolazione tariffaria e regolazione in materia di qualità dei servizi; semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro competitiva. Nello stesso anno l'Autorità ha definito i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione per il terzo periodo di regolazione, di durata quadriennale, che decorre a partire dall'anno termico 2008-2009 e ha approvato le tariffe proposte dagli operatori. I nuovi criteri di regolazione tariffaria, in continuità con quelli del precedente periodo di regolazione, definiscono un quadro regolatorio favorevole allo sviluppo di infrastrutture di rigassificazione al fine di garantire maggiore sicurezza negli approvvigionamenti e concorrenzialità nel mercato.

In materia di trasporto e stoccaggio l'Autorità ha sia avviato le attività per la definizione delle tariffe di trasporto e dispacciamento per il terzo periodo regolatorio emanando un documento per la consultazione, sia provveduto alla normale attività di approvazione delle tariffe e dei corrispettivi.

Infine sono state avviate le attività necessarie per attuare le disposizioni del quadro normativo definito dal Governo che ha sia 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, sia affidato all'Autorità il compito di quantificare l'ammontare della compensazione e definire le modalità applicative della stessa. Il nuovo meccanismo previsto consente il completo superamento del precedente sistema di tutela sociale che l'Autorità ha già provveduto a sospendere, di conseguenza, nel Testo unico della regolazione del servizio di distribuzione per il terzo periodo regolatorio.

Trasporto

Ai sensi della delibera 29 luglio 2005, n. 166/05, le imprese di trasporto hanno trasmesso all'Autorità le proposte tariffarie relative all'anno termico 2008-2009; in esito alla verifica di tutte le informazioni che sono pervenute, con la delibera

30 luglio 2008, ARG/gas 102/08, l'Autorità ha approvato le tariffe di trasporto delle società Carbotrade, Consorzio della Media Valtellina, Edison Stoccaggio, Metanodotto Alpino, Netenergy Service, Retragas, Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia.

L'Autorità, con la delibera 28 aprile 2008, ARG/Gas 50/08, ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il terzo periodo di regolazione 2009-2013, ai sensi dell'art. 23, comma 2, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

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

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

- assicurare lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto, anche per garantire un'offerta di capacità che assicuri adeguati margini rispetto alla esigenza di sviluppo della domanda e per favorire lo sviluppo della concorrenza nel mercato interno, confermando la disciplina incentivante relativa ai nuovi investimenti;
- introdurre meccanismi finalizzati a incrementare l'efficienza nella realizzazione di nuovi investimenti, mediante l'individuazione di un costo standard da assumere come riferimento per valutare l'efficienza relativa degli operatori;
- confermare l'adozione del modello tariffario *entry-exit* ai fini della determinazione dei corrispettivi di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti, valutando la possibilità di modificare alcune condizioni applicative, al fine di promuovere ulteriormente la concorrenza;
- prevedere che i costi sostenuti per l'acquisto del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione e al reintegro delle perdite di rete, siano esclusi dall'applicazione del *price cap*, introducendo un sistema di incentivi specifico;
- trattare il gas non contabilizzato con criteri analoghi a quelli indicati per le perdite fisiche della rete di trasporto, attribuendone la titolarità all'impresa maggiore di trasporto e prevedendo meccanismi di reintegro nell'ambito del servizio di bilanciamento;

- escludere la quota parte del costo riconosciuto relativa agli ammortamenti dall'applicazione del *price cap* in coerenza con i meccanismi adottati per l'aggiornamento tariffario nel settore elettrico;
- prevedere una eventuale revisione della ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* che rifletta maggiormente la struttura dei costi, di capitale e operativi, dell'attività di trasporto;
- enucleare i costi afferenti il servizio di misura del trasporto al fine di determinare uno specifico corrispettivo per la remunerazione del servizio stesso.

GNL

Con la delibera 7 luglio 2008, ARG/Gas 92/08, l'Autorità ha definito i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione per il terzo periodo di regolazione, che decorre a partire dall'anno termico 2008-2009. L'obiettivo principale dei nuovi criteri di regolazione tariffaria, che si pongono in continuità con quelli del precedente periodo di regolazione, è quello di definire un quadro regolatorio favorevole allo sviluppo di infrastrutture di rigassificazione al fine di garantire maggiore sicurezza negli approvvigionamenti e concorrenzialità nel mercato.

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

- sia reintrodotta una durata del periodo di regolazione pari a 4 anni;
- sia definito un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,6% reale pre-tasse, in linea con le altre esperienze internazionali;
- sia confermata, attraverso una migliore specificazione delle tipologie di investimento, una disciplina tariffaria che incentivi lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione mediante il riconoscimento di una maggiore remunerazione sul capitale investito per durate superiori al periodo di regolazione;
- sia applicato, al fine di determinare i costi operativi riconosciuti per il primo anno del nuovo periodo di regolazione, il criterio del *profit sharing*, ripartendo equamente tra gestori e utilizzatori del terminale le maggiori efficienze conseguite rispetto ai recuperi obbligatori imposti durante il secondo periodo regolatorio;

- sia applicato un recupero di produttività nullo ai nuovi terminali nei primi anni di operatività e sia definito, per i terminali esistenti, un recupero di produttività commisurato in modo da riassorbire il *profit sharing* riconosciuto alle imprese in un periodo di 8 anni;
- sia aggiornata la quota parte dei ricavi riconducibili ai costi operativi, attraverso l'applicazione del *price cap*;
- siano aggiornate le quote parte dei ricavi, riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto e all'ammortamento, sulla base dei medesimi criteri applicati nella regolazione del settore elettrico, escludendo pertanto gli ammortamenti dall'applicazione del *price cap*;
- siano ripartiti i ricavi di riferimento in una componente *capacity* e in una componente *commodity* sulla base di un rapporto 90/10;
- le tariffe di rigassificazione coprano tutti i servizi offerti dall'impresa in modo non discriminatorio tra gli utenti;
- l'applicazione di corrispettivi specifici per ulteriori servizi (accessori e opzionali) rispetto al servizio di rigassificazione sia subordinata all'approvazione da parte dell'Autorità, sulla base dell'evidenza dei costi sottostanti l'erogazione di detti servizi, opportunamente separati dai costi già riconosciuti per il servizio di rigassificazione.

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

Con la delibera 6 agosto 2008, ARG/gas 118/05, l'Autorità ha proceduto all'approvazione delle proposte tariffarie ovvero alla determinazione della tariffa per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico 2008-2009, in attuazione della delibera ARG/Gas 92/08. In particolare, l'Autorità ha proceduto all'approvazione della proposta tariffaria presentata dalla società GNL Italia, mentre la proposta tariffaria presentata dalla società Terminale GNL Adriatico è stata approvata in via provvisoria sino all'eventuale esito positivo del procedimento, avviato con la delibera ARG/gas 118/08, in merito alla corretta definizione dei costi operativi. Con la delibera 9 marzo 2009, ARG/gas 28/09, l'Autorità ha completato l'attività istruttoria

approvando in via definitiva la proposta tariffaria per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico 2008-2009 presentata dalla società Terminale GNL Adriatico.

Stoccaggio

Con la delibera 26 marzo 2008, ARG/gas 35/08, l'Autorità, in attuazione della delibera 3 marzo 2006, n. 50/06, ha approvato i corrispettivi d'impresa, ha determinato i corrispettivi unici per l'attività di stoccaggio relativi all'anno termico 2008-2009 e ha ratificato le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di erogazione per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile.

Con la delibera 14 luglio 2008, ARG/gas 94/08, l'Autorità ha completato il procedimento avviato con la delibera 13 marzo 2008, ARG/gas 32/08, in materia di quantificazione del contributo compensativo a carico dei soggetti titolari di concessioni per l'attività di stoccaggio, da corrispondere alle Regioni per ciascun anno solare di riferimento, in attuazione dell'art. 1, comma 558, della legge finanziaria 2008, a titolo di compensazione per il mancato uso alternativo del territorio. Con la medesima delibera l'Autorità ha altresì definito le modalità di ripartizione del contributo tra le regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio in esercizio.

Distribuzione

Il forte contenzioso che ha caratterizzato il secondo periodo di regolazione in qualche misura si è riverberato anche sull'attività svolta nell'anno 2008. L'Autorità, in relazione a ulteriori richieste per la revisione dei vincoli ai ricavi di distribuzione definiti per anni termici appartenenti al secondo periodo, ha adottato alcune delibere – 8 febbraio 2008, ARG/gas 12/08, 14 aprile 2008, ARG/gas 46/08, 20 novembre 2008, ARG/gas 166/08 e 19 gennaio 2009, ARG/gas 6/09 – con le quali ha confermato i vincoli già in precedenza determinati, ritenendo non estensibili a soggetti estranei ai relativi giudizi, in assenza di specifiche ragioni di pubblico interesse, i giudicati che fanno stato esclusivamente tra le parti.

Con riferimento al settore della distribuzione di altri gas, si segnalano nel corso dell'anno 2008 alcune indagini conoscitive per la determinazione delle condizioni di fornitura di gas diversi da gas naturale in località non censite nelle anagrafiche dell'Autorità, cui hanno poi fatto seguito i provvedimenti di definizione delle medesime condizioni di fornitura.

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

Nel corso dell'anno 2008 si è sviluppato e concluso il procedimento avviato con la delibera dell'Autorità 18 settembre 2007, n. 225/07, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di distribuzione di gas per il terzo periodo di regolazione.

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

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

Con l'approvazione della RTDG è stata attuata un'ampia riforma della regolazione dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas. Il sistema tariffario è stato riformato, seguendo due direttrici principali:

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

Sul piano della struttura tariffaria, va evidenziato che la tariffa obbligatoria applicata agli utenti della rete, in sostanziale continuità con la regolazione del primo periodo, è binomia, con una quota fissa e una quota variabile. La componente tariffaria variabile della tariffa di distribuzione, riferita ai metri cubi standard distribuiti, è però articolata in 8 scaglioni, invece di 7. Il vincolo dei ricavi ammessi per le imprese distributrici è calcolato invece moltiplicando una quota fissa per punto di prelievo servito. Quest'ultimo aspetto costituisce una modifica di rilievo nel quadro regolatorio, in quanto, attraverso il ricorso a opportuni strumenti di perequazione, consente di sottrarre il livello dei ricavi ammessi a copertura dei costi sostenuti dagli operatori per lo svolgimento dei servizi di distribuzione e misura dalle fluttuazioni conseguenti al differente andamento climatico.

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

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

Il livello dei costi operativi è stato fissato al lordo dei contributi di allacciamento, che sono invece portati in diminuzione del capitale investito, ed è differenziato per classe di imprese. A questo fine le imprese sono state suddivise in 9 classi, identificate sulla base della dimensione e della densità d'utenza per metro di condotta. Per quanto riguarda i criteri di regolazione tariffaria, una delle principali innovazioni per il nuovo periodo di regolazione riguarda le modalità di aggiornamento della quota di ammortamento. L'Autorità, in coerenza con le decisioni assunte per il settore dell'energia elettrica, ha infatti escluso gli ammortamenti dall'ambito di applicazione del *price cap*, disciplinando al contempo modalità di aggiornamento analoghe a quelle previste per il capitale investito riconosciuto. In considerazione della differenziazione dei livelli del costo operativo riconosciuto in funzione della dimensione delle imprese, l'Autorità ha differen-

ziato gli obiettivi di recupero programmato di produttività, in modo tale da avviare, nel corso del terzo periodo regolatorio, un riallineamento nei costi di produzione del servizio.

In coerenza con le logiche sviluppate nell'ambito della regolazione del settore elettrico nel terzo periodo di regolazione, l'Autorità ha introdotto meccanismi tariffari che consentono la promozione di particolari tipologie di investimento ritenute utili per lo sviluppo e l'efficienza delle infrastrutture della rete di distribuzione (*ammodernamento dei sistemi di odorizzazione presso le cabine REMI e sostituzione delle condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo*) riconoscendo, a integrazione degli incentivi forniti dalla regolazione della qualità, una maggiore remunerazione sul capitale investito pari al 2% per un periodo di 8 anni.

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

Tariffa sociale gas

Il decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, e in particolare l'art. 3, comma 9, convertito con modificazioni nella legge 28 gennaio 2009, n. 2, a decorrere dal 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 e affidato all'Autorità il compito di quantificare l'ammontare della compensazione e definire le modalità applicative della stessa.

In particolare, il decreto legge n. 185/08:

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

- dispone che la compensazione sia commisurata al numero di componenti della famiglia anagrafica e sia tale da garantire indicativamente una riduzione pari al 15% della spesa al netto delle imposte sostenuta dall'utente tipo per la fornitura di gas naturale;
- stabilisce che la compensazione della spesa deve tenere conto della necessità di tutelare i clienti che utilizzano impianti condominiali e deve essere riconosciuta in forma differenziata per zone climatiche;
- assegna ai Comuni il ruolo di enti collettori delle richieste di ammissione alla compensazione;
- stabilisce che gli oneri derivanti dalle disposizioni contenute nel medesimo decreto siano coperti per le Regioni a statuto ordinario dalle risorse individuate all'art. 2, comma 3, del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, e dalle risorse previste dall'art. 14, comma 1, della legge 28 dicembre 2001, n. 448;
- prevede, relativamente all'anno 2009, uno stanziamento di 96,5 milioni di euro con l'esclusione di 47 milioni di euro destinati al processo di armonizzazione delle aliquote di accisa; per gli anni successivi la quantificazione del Fondo è specificata annualmente tramite la legge finanziaria;
- dispone che, nel caso in cui gli oneri eccedano le risorse di cui al punto precedente, l'Autorità istituisca un'apposita componente tariffaria a carico dei titolari di utenze non domestiche volta ad alimentare un conto gestito dalla Cassa conguaglio del settore elettrico.

Il meccanismo di compensazione introdotto dal decreto legge n. 185/08 consente il completo superamento del precedente sistema di tutela sociale, introdotto nel settore gas dall'Autorità e disciplinato, fino al 31 dicembre 2008, dalla delibera 29 settembre 2004, n. 170/04.

In tale sistema, l'attivazione delle misure di tutela sociale era affidata agli enti locali. In particolare, ciascun Comune poteva richiedere all'impresa responsabile dell'attività di distribuzione l'applicazione di una quota aggiuntiva non superiore all'1% del vincolo sui ricavi di distribuzione, da destinarsi a contributi alle spese connesse con la fornitura del gas a favore di clienti economicamente disagiati, anziani e disabili.

Tali misure, basate, come visto, su meccanismi a carattere facoltativo, hanno tuttavia sofferto di scarsa applicazione,

come testimoniato dal relativamente esiguo numero di Comuni che hanno provveduto ad attivare la maggiorazione sulla tariffa di distribuzione, rendendo di fatto scarsamente efficace lo strumento di protezione sociale.

Anche alla luce di tali evidenze, l'Autorità, nell'ambito della riforma delle tariffe di distribuzione del gas per il nuovo periodo di regolazione avviatosi con l'1 gennaio 2009 (riforma introdotta con la delibera ARG/gas 159/08), ha abrogato i precedenti meccanismi di tutela sociale disciplinati dalla delibera n. 170/04.

D'altra parte, in vista della prospettata estensione al settore gas dei meccanismi di tutela sociale introdotti nel settore elettrico con delibera 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, l'art. 35, comma 3, lettera d), del Testo unico sopra, citato ha già previsto l'istituzione, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, della componente G_5 a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati. Questa componente, in ogni caso, è stata transitoriamente fissata pari a zero per tutti i clienti.

In tale contesto, in esito alla conversione in legge del decreto legislativo n. 185/08, con delibera 18 febbraio 2009, ARG/gas 20/09, l'Autorità ha quindi avviato il procedimento (finalizzato alla definizione delle modalità applicative del meccanismo di compensazione per la spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale ai clienti domestici economicamente disagiati, connessi con le reti di distribuzione di gas naturale) previsto dal decreto legge n. 185/08 che sostituisce il precedente sistema di tutela dal 1° gennaio 2009.

Provvedimenti in materia di tariffe di fornitura di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti urbane

In osservanza alla legge 14 novembre 1995, n. 481, con la delibera 22 aprile 1999, n. 52/99 l'Autorità ha provveduto agli aggiornamenti trimestrali delle tariffe di fornitura dei gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane.

In particolare, con delibera 29 dicembre 2007, n. 335/07, le tariffe sono state aumentate, per il primo trimestre (gennaio-marzo) 2008, di 1,883 €/GJ; tale aumento è pari a 0,188432 €/m³ per le forniture di gas propano commerciale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 100,07 MJ/m³ (50,24 MJ/kg). Con delibera 28 marzo 2008, ARG/gas 41/08, per il secondo trimestre aprile-giugno 2008, le tariffe sono state aumentate di 0,646 €/GJ aumento pari a 0,064645 €/m³ per le forniture di gas propano commerciale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 100,07 MJ/m³ (50,24 MJ/kg).

Per il terzo e quarto trimestre 2008, le tariffe non hanno invece subito variazioni (delibere 27 giugno 2008, ARG/gas 83/08 e 29 settembre 2008, ARG/gas 142/08).

Infine, con delibera 19 dicembre 2008, n. 193/08, le tariffe sono diminuite, per il primo trimestre gennaio-marzo 2009, di 3,341 €/GJ; tale diminuzione è pari a 0,334334 €/m³ per le forniture di gas propano commerciale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 100,07 MJ/m³ (50,24 MJ/kg). La medesima delibera ha rimandato a successivo provvedimento la revisione della quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio dei gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo rete, mantenendo nel contempo invariati i valori relativi all'anno termico 2007-2008.

Regolamentazione non tariffaria

Relativamente alla promozione della concorrenza e dei mercati, l'Autorità ha adottato una serie di provvedimenti volti a garantire l'adeguatezza dell'offerta di gas e la prevenzione di

emergenze. In particolare, dando seguito ai decreti del Ministero dello sviluppo economico, ha aggiornato e integrato le disposizioni per il contenimento dei consumi di gas e, a fronte di limi-

tata disponibilità delle importazioni, anche a causa delle interruzioni della fornitura dalla Russia, ha definito misure urgenti per garantire la massima disponibilità di gas.

Nell'ottica di promuovere la concorrenza sul mercato regolamentato delle capacità del gas e di incrementarne la liquidità, ha adottato provvedimenti riguardo alle modalità di offerta relative alle aliquote sia del prodotto della coltivazione di giacimenti di gas dovute allo Stato, sia delle quote di gas importato, approvando, inoltre, modifiche alle condizioni per la cessione e lo scambio di gas al Punto di scambio virtuale. L'Autorità ha quindi posto in consultazione possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento del gas naturale, basato su criteri di mercato, funzionale a supportare la realizzazione di un mercato regolamentato del gas naturale. Quindi ha avanzato una consultazione sulla proposta di istituire una Piattaforma organizzata per gli scambi di gas all'ingrosso (POGAS).

Per quanto concerne la compravendita all'ingrosso del gas naturale, l'Autorità ha inoltre emanato provvedimenti per la rinegoziazione dei contratti all'ingrosso, conseguenti il contenzioso precedente sui criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura per i clienti finali. È stata avviata, con apposita consultazione, la riforma dei meccanismi di tutela per tali clienti e in particolare di quelli riguardanti i criteri di aggiornamento del Corrispettivo variabile concernente la commercializzazione all'ingrosso (CCI); inoltre è stato prorogato il termine per la revisione della componente vendita al dettaglio. L'Autorità ha modificato le previgenti procedure a evidenza pubblica per l'individuazione del fornitore di ultima istanza per i clienti finali, attraverso cui sono stati indicati gli operatori per ciascuna area geografica definita. È stata quindi avviata un'attività cognitiva e informativa sull'evoluzione nella fornitura di gas a clienti finali, attraverso la rilevazione di dati ai fini della verifica del grado di concorrenza nella vendita ai clienti finali.

Relativamente alla regolamentazione delle infrastrutture sono state approvate modifiche ai Codici di trasporto e stoccaggio presentati dagli operatori. In merito alle nuove infrastrutture

di importazione, l'Autorità ha quindi approvato la regolamentazione della procedura pubblica di *open season* per l'assegnazione a terzi di capacità di trasporto incrementale per il gasdotto di interconnessione tra Italia e Grecia (Poseidon), nonché definito modalità per conferimenti di capacità di durata inferiore a un anno per i punti di entrata delle rete nazionale di gasdotti interconnessi con i terminali di rigassificazione. Per quanto concerne l'attività di distribuzione, sono stati avviati un'istruttoria conoscitiva per l'adozione di provvedimenti in tema di contratto di servizio tipo e un procedimento per la formazione di provvedimenti in merito all'equazione di bilancio degli impianti di distribuzione; riguardo a ciò, per la definizione dei consumi gas giornalieri dei diversi utenti del servizio sono stati aggiornati i profili di prelievo standard.

Secondo un piano temporale graduale nel rispetto delle dimensioni dei consumi dei clienti, l'Autorità, a valle di un processo di consultazione, ha inoltre reso obbligatoria per tutte le imprese di distribuzione la messa in servizio di contatori elettronici per le famiglie e le imprese. È stata inoltre avanzata una segnalazione a Governo e Parlamento in tema di controlli sui misuratori del gas a tutela dei consumatori finali.

In merito alla qualità e sicurezza dei servizi gas, l'Autorità ha definito la *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RODG), che si affianca al *Testo integrato della regolazione della qualità del servizio di vendita* (vedi il Capitolo 2 di questo Volume). Relativamente alla sicurezza e alla continuità del servizio sono state introdotte modifiche al precedente sistema volontario di incentivazione, istituendo penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo definito e obbligatorietà alla partecipazione, secondo un piano temporale a partire dal 2010. Nel corso dell'anno sono state modificate e integrate le disposizioni in tema di standard di comunicazione tra gli operatori, è proseguita l'attività per la formazione di provvedimenti in materia di qualità del servizio di trasporto e sono state introdotte disposizioni relative alla sicurezza a valle del misuratore.

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

Emergenza gas – Interventi per il contenimento dei consumi gas

Con il decreto 30 ottobre 2008, il Ministero dello sviluppo economico ha limitato a 6 settimane, anche non consecutive, comprese fra il 15 dicembre 2008 e il 5 aprile 2009 per il solo anno termico 2008-2009, il ricorso al contenimento dei consumi di gas da parte dei soggetti obbligati, secondo quanto definito nel precedente decreto 11 settembre 2007; inoltre ha apportato modifiche alla disciplina volte a incentivare la massima adesione, prevedendo riconoscimenti per l'adesione in forma aggregata dei clienti finali attraverso raggruppamenti volontari e temporanei.

Con delibera 12 novembre 2008, ARG/gas 160/08, l'Autorità, dando seguito alle previsioni contenute nel decreto, ha aggiornato e integrato le condizioni in vigore secondo la delibera 31 ottobre 2007, n. 277/07, definendo, tra il resto:

- l'invarianza, rispetto al precedente anno termico, del corrispettivo applicato a tutti gli utenti del trasporto per la contribuzione a titolo oneroso al contenimento dei consumi, nella forma di una maggiorazione del corrispettivo unitario variabile della tariffa di trasporto;
- una maggiorazione del compenso per il soggetto (impresa di vendita o mandatario) impegnato nella promozione e gestione dei clienti finali aderenti in forma congiunta;
- la conferma, rispetto al precedente anno termico, di premi e penalità correlate alle diverse modalità di partecipazione, salvo una revisione del premio riconosciuto in caso di richiesta di riduzione dei consumi in una modalità prevista (Opzione B). Ciò in conseguenza dell'introduzione di scaglioni relativi alla dimensione dell'impegno a ridurre i con-

sumi, con riconoscimenti progressivamente crescenti in relazione, oltre che al livello di gravità del deficit di copertura del fabbisogno di gas, anche al variare della disponibilità a ridurre i consumi.

Con decreto 3 dicembre 2008 il Ministero dello sviluppo economico ha quindi apportato modifiche al decreto 23 novembre 2007, relativo alla procedura di emergenza per fronteggiare eventi climatici sfavorevoli, introducendo differimenti di termini previsti dallo stesso decreto per l'anno 2008.

Emergenza gas – Limitata disponibilità del gasdotto Transmed e interruzione della fornitura dalla Russia

A fronte sia della ridotta disponibilità, conseguente a un incidente, del gasdotto sottomarino Transmed, che attraverso il canale di Sicilia trasporta presso il punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo il gas prodotto in Algeria, sia della significativa riduzione dei quantitativi di gas importati dalla Russia a causa del contenzioso tra la società russa Gazprom e la società ucraina Naftogas, il Ministero dello sviluppo economico, con decreto 7 gennaio 2009, ha definito disposizioni urgenti per la massimizzazione delle importazioni di gas con decorrenza 12 gennaio 2009. Dando seguito alle previsioni contenute nel decreto, l'Autorità, con delibera 9 gennaio 2009, ARG/gas 3/09, ha definito che sino al ripristino delle condizioni di disponibilità del gasdotto Transmed, Snam Rete gas disciplini le modalità di accesso al servizio per consentire:

- agli utenti titolari di capacità di trasporto presso il punto di entrata di Mazara del Vallo il trasferimento al punto di

- entrata di Gela della capacità conferita non utilizzabile;
- l'accesso alla generalità degli utenti del trasporto alla quota ulteriore di capacità che risulti disponibile presso il punto di entrata di Gela.

Inoltre, con delibera 16 gennaio 2009, ARG/gas 5/09, al fine di garantire la disponibilità di punta di immissione in rete, l'Autorità ha definito misure urgenti e transitorie tali per cui l'impresa maggiore di trasporto possa richiedere alle imprese di rigassificazione la modifica del programma di rigassificazione, senza applicazione di corrispettivi attribuiti all'impresa di trasporto. Secondo tale delibera le imprese di rigassificazione sono tenute ad attuare le modifiche compatibilmente con la gestione in sicurezza del terminale, con il rispetto del programma delle consegne del GNL e salvaguardando l'operatività del terminale per l'eventuale ricezione di carichi spot di GNL.

A fronte del superamento del contenzioso tra la società russa Gazprom e la società ucraina Naftogas, che aveva prima ridotto e poi completamente interrotto i flussi di provenienza russa, con decreto 29 gennaio 2009 il Ministero dello sviluppo economico ha quindi revocato con decorrenza dal giorno successivo l'obbligo di massimizzazione delle importazioni.

Mercato regolamentato delle capacità e del gas

Il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito in legge 2 aprile 2007, n. 40, prevede, tra il resto, che il Ministero dello sviluppo economico definisca con decreto la quota di gas importato che deve essere offerta presso il mercato regolamentato e che l'Autorità definisca le relative modalità di offerta. Pertanto, con decreto 19 marzo 2008 il Ministero dello sviluppo economico ha determinato che tale quota corrisponda:

- al 10% del volume importato nel corso di ogni anno termico nel caso di importazioni effettuate nell'ambito di contratti di durata pluriennale, relativi a gas prodotto in Paesi dai quali erano in corso importazioni di gas alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00;
- al 7% del volume importato nel corso di ogni anno termico nel caso di importazioni effettuate nell'ambito di contratti di durata pluriennale, relativi a gas prodotto in Paesi diversi da quelli da cui erano in corso importazioni di gas alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00;

- al 5% del volume complessivamente importato nell'ambito dei contratti di durata non superiore a un anno e relativi a un volume totale, nel corso di ciascun anno termico, non inferiore a 100 milioni di S(m³).

L'Autorità, nell'ottica di promuovere la concorrenza sul mercato regolamentato delle capacità del gas e incrementarne la liquidità, con delibera 4 agosto 2008, ARG/gas 112/08, ha quindi definito sia le modalità economiche di offerta relative alle aliquote del prodotto della coltivazione dei giacimenti di gas dovute allo Stato per l'anno 2007, sia le modalità di offerta delle quote di gas importato il cui obbligo di offerta è previsto entro l'anno 2008-2009.

In linea con quanto definito per la cessione di aliquote del prodotto della coltivazione dei giacimenti di gas dovute allo Stato per l'anno 2006, la delibera ARG/gas 112/08 ha stabilito che la cessione avvenga tramite procedure concorsuali, cui possono partecipare tutti i soggetti abilitati a operare al Punto di scambio virtuale, luogo di consegna del gas oggetto dei contratti, la cessione prevede l'assegnazione di lotti mensili e annuali, individuati dai titolari delle quote sulla base di criteri definiti, secondo l'ordine di merito delle offerte di acquisto stilato in base a valori decrescenti del corrispettivo offerto (prezzo minimo pari a zero) e secondo l'ordine di merito delle offerte di vendita, stilato in base a valori crescenti del prezzo minimo di vendita di ciascun lotto.

La delibera definisce inoltre obblighi informativi in capo ai titolari di concessione e agli importatori, in merito alla procedura di assegnazione con comunicazioni all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico, oltre che pubblicazioni sul proprio sito Internet, in merito a dati di sintesi riguardo agli esiti delle procedure con indicazioni sul numero dei richiedenti, sul numero dei lotti assegnati in relazione a quelli offerti e sul corrispettivo di assegnazione.

Poiché la delibera ARG/gas 112/08 rimanda a successivo provvedimento le modalità e i termini per l'assegnazione di lotti mensili con consegna nei mesi estivi del 2009, e in presenza di lotti non ancora assegnati, con delibera 4 marzo 2009, ARG/gas 24/09, l'Autorità ha confermato le modalità di offerta definite, prevedendo che il prezzo minimo stabilito dall'importatore, nel caso di lotti relativi all'import, sia fissato contestualmente al termine per la ricezione delle offerte di acquisto in modo che possa essere definito in base all'andamento dei mercati energetici di riferimento più prossimo a tale termine. Relativamente all'anno termico 2008-2009, nell'ambito della

disciplina del mercato regolamentato della capacità e del gas, con delibera 16 settembre 2008, ARG/gas 124/08, l'Autorità ha approvato, su proposta dell'impresa maggiore di trasporto, un aggiornamento delle condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al Punto di scambio virtuale, con i relativi allegati, nonché i conseguenti adeguamenti del Codice di rete di trasporto in merito al bilanciamento.

Bilanciamento del sistema gas – Evoluzioni

Al fine di promuovere la concorrenza, intesa come strumento cardine per la tutela dei clienti finali del gas e per ottenere una diminuzione dei prezzi finali di acquisto del gas, l'Autorità il 18 aprile 2008 ha pubblicato il documento per la consultazione DCO 10/08 in merito a *Possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale*. Il documento si propone di individuare una *road map* per la definizione di un nuovo regime di bilanciamento, basato su criteri di mercato, adeguato ad allocare i relativi costi fra gli utenti e altresì funzionale a supportare la realizzazione di un mercato regolamentato del gas naturale. L'evoluzione del bilanciamento è quindi intesa come prodromo dello sviluppo di un luogo trasparente di valorizzazione di tutto o di parte delle transazioni di compravendita di gas naturale (Borsa del gas). L'Autorità ritiene che la presenza di un segnale economico adeguato alla corretta valorizzazione delle risorse per il bilanciamento del sistema sia necessaria al fine di garantire l'utilizzazione efficiente delle risorse, anche in considerazione delle interazioni tra il mercato del gas e i mercati che utilizzano il gas come prevalente fattore produttivo.

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

- il conferimento della capacità di trasporto, che si sostanzia nell'attribuzione di diritti di utilizzo delle capacità di trasporto del gas ai singoli utenti;

- il servizio di bilanciamento, che ha a oggetto le modalità attraverso le quali i terzi possono esercitare i propri diritti di utilizzo delle capacità di trasporto conferite.

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

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

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

Bilanciamento del sistema gas – Primi interventi

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

utenti del trasporto, e quindi del bilanciamento, minimizzando gli impatti economici, finanziari e amministrativi connessi.

In relazione all'attuale sistema di bilanciamento e al vigente quadro normativo e regolatorio, la consultazione individua sia una metodologia di trattamento delle partite fisiche di conguaglio conseguenti alle rettifiche tardive con il ricorso a un indice di prezzo di riferimento (con diverse possibili opzioni) per la valorizzazione economica delle partite fisiche oggetto di rettifica, sia diverse possibili soluzioni con riferimento alla frequenza di sessioni per la gestione di tali partite economiche. Al fine di incrementare l'efficienza dell'attuale sistema di bilanciamento, tenendo conto degli esiti dell'istruttoria conoscitiva avviata con delibera 15 aprile 2008, VIS 41/08, e conclusa con delibera 3 febbraio 2009, VIS 8/09, sulla corretta applicazione delle previsioni in materia di gas non contabilizzato delle reti di trasporto del gas naturale nel periodo 2004-2006, l'Autorità il 16 marzo 2009, ha pubblicato il documento per la consultazione DCO 3/09, in merito alla revisione delle modalità di trattamento delle partite gas non oggetto di misura diretta (perdite di rete, svasso/invaso delle reti, gas non contabilizzato) nell'ambito del servizio di bilanciamento gas. La proposta dell'Autorità prevede l'attribuzione all'impresa di trasporto della responsabilità dei termini dell'equazione di bilancio di sistema non oggetto di misura, tra cui anche il gas non contabilizzato, al fine di eliminare elementi di incertezza in capo agli operatori (utenti del bilanciamento), quali l'assegnazione *ex post* dei quantitativi di gas non contabilizzato, il cui andamento risente anche di incertezze legate alla precisazione della misura e di anomalie di carattere procedurale nella contabilizzazione delle altre partite gas non oggetto di misura.

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

Mercato all'ingrosso – Piattaforma organizzata per gli scambi di gas (POGAS)

Nell'ambito del processo di definizione di meccanismi per lo sviluppo di un sistema di mercato del gas naturale, volto alla promozione dell'efficienza e della trasparenza a vantaggio della concorrenza e della flessibilità, il 19 giugno 2008, l'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione, DCO 21/08, sulla proposta di istituire una POGAS. In considerazione degli obblighi definiti dalla normativa primaria in merito agli obblighi di cessione al mercato regolamentato sia di quote di gas prodotto dalla coltivazione di giacimenti dovute allo Stato sia di quote di gas importato, e dell'evoluzione del contesto europeo, l'Autorità ritiene che l'avvio di una piattaforma organizzata per la negoziazione del gas possa offrire al sistema maggiori flessibilità e liquidità, funzionali alla sua evoluzione in un contesto di completa liberalizzazione. Per il funzionamento di un mercato regolato sono necessari alcuni presupposti, quali:

- la disponibilità di un'offerta potenziale, adeguatamente superiore alla domanda (surplus di offerta), connessa con la disponibilità di infrastrutture e di *commodity*;
- la disponibilità di nuova capacità di importazione e stoccaggio;
- la presenza di una pluralità di operatori di dimensioni adeguate (pluralità di offerta);
- la piena garanzia della trasparenza e della neutralità del servizio di dispacciamento.

Le soluzioni individuate nel documento per la consultazione rappresentano una prima proposta dell'Autorità, nelle more della possibilità di attivare una vera e propria Borsa del gas, di un sistema organizzato che promuova gli scambi di gas tra gli operatori, rimuovendo gli ostacoli tipici delle negoziazioni *over the counter*. La consultazione dell'Autorità è, in particolare, relativa a:

- le caratteristiche del soggetto gestore (indipendenza da soggetti operanti nelle attività di acquisto e vendita del gas, solidità finanziaria, professionalità ed esperienza) e le modalità per la sua individuazione;
- i requisiti di partecipazione (utenti del servizio di trasporto e bilanciamento o soggetti abilitati a operare per conto dei medesimi);

- le caratteristiche dei contratti conclusi sulla POGAS (da contratti giornalieri e mensili per la fase di avvio, a contratti stagionali e annuali per una fase successiva);
- la definizione dei lotti trattati;
- le modalità di negoziazione (asta e negoziazione continua) e le modalità di formazione del prezzo;
- le sessioni di mercato, il periodo di negoziazione e di registrazione delle transazioni;
- i sistemi di pagamento e garanzia.

La partecipazione degli operatori alla POGAS è prevista su base volontaria e potrà garantire la disponibilità e la pubblicità di un adeguato insieme di informazioni, agevolando anche l'attività di monitoraggio dell'Autorità sul mercato del gas. La POGAS consentirà, secondo la proposta dell'Autorità, anche di evidenziare l'effettiva disponibilità di capacità di trasporto sulle reti e potrà fornire al sistema gas nel suo complesso un utile riferimento in termini di prezzo, tanto più significativo quanto maggiori saranno la partecipazione degli operatori e i quantitativi negoziati. Secondo il documento per la consultazione proposto dall'Autorità, l'esecuzione fisica delle transazioni concluse sulla POGAS potrà garantirsi attraverso la registrazione delle medesime, insieme con le transazioni bilaterali tra gli operatori, al Punto di scambio virtuale.

Vendita al dettaglio

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 3 agosto 2007, n. 208/07, per la definizione delle disposizioni relative al mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale (in attuazione della legge recante conversione, con modificazioni, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73), l'Autorità ha stabilito di verificare l'attuale assetto di tutela nei due settori regolati, controllando in particolare le previsioni riguardanti le condizioni economiche di fornitura per i clienti finali.

Con la delibera 6 maggio 2008, ARG/gas 52/08, l'Autorità ha quindi prorogato dal 30 giugno al 30 settembre 2008 l'applicazione dei criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura di cui alla delibera 29 novembre 2002, n. 195/02, come integrati e modificati dalle delibere 28 giugno 2006, n. 134/06 e 29 marzo 2007 n. 79/07, che prevedevano:

- l'integrazione degli intervalli di applicazione del parametro α , di cui alla delibera 29 dicembre 2004, n. 248/04, che garantiva variazioni della componente materia prima ridotte a un valore pari al 75% qualora le quotazioni medie del petrolio Brent ricadessero al di fuori dell'intervallo compreso tra 20 e 35 \$/barile, con l'introduzione di un ulteriore parametro β , che porta al 95% la suddetta variazione della materia prima, nel caso in cui le citate quotazioni medie siano maggiori o uguali a 60 \$/barile;
- l'introduzione di un Corrispettivo aggiuntivo in forma fissa (QF) all'interno del CCI di cui all'art. 7 della delibera 4 dicembre 2003, n. 138/03.

Con la delibera ARG/gas 52/08 l'Autorità, alla luce del procedimento avviato con delibera n. 208/07, ha anche abrogato le disposizioni della delibera n. 134/06, che prevedevano la verifica, da compiere entro il 30 giugno 2008, delle condizioni per l'estensione fino al 30 giugno 2009 delle disposizioni appena richiamate nei due precedenti alinea. Al fine di continuare l'attività istruttoria relativa a tale procedimento, l'Autorità ha infine ulteriormente prorogato fino al 30 giugno 2009 tali disposizioni con delibera 24 luglio 2008, n. 100/08.

Interventi successivi alla conclusione del processo di rinegoziazione dei contratti di compravendita all'ingrosso

A valle del contenzioso relativo alla disciplina sull'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, di cui alla delibera n. 248/04, il decreto legge n. 73/07, ha confermato l'assetto di tutele in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale, definito dall'Autorità con le delibere n. 195/02, 12 dicembre 2002, n. 207/02, e n. 138/03. Tale decreto ha previsto che l'Autorità indichi le condizioni standard di erogazione del servizio di vendita ai clienti finali, facendo altresì salvi i poteri di vigilanza e d'intervento dell'Autorità «a tutela dei diritti degli utenti anche nei casi di verificati e ingiustificati aumenti di prezzi e alterazioni delle condizioni del servizio per i clienti che non hanno ancora esercitato il diritto di scelta».

In seguito alla conclusione del contenzioso sui criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale stabiliti alla delibera n. 138/03, aggiornamento

introdotto con la delibera n. 248/04, l'Autorità ha promulgato la delibera n. 79/07 che ha:

- rideterminato i valori del CCI per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2005, data di entrata in vigore della delibera n. 248/04, e l'1 aprile 2007, data di entrata in vigore della delibera n. 79/07;
- imposto agli esercenti la vendita all'ingrosso del gas naturale di offrire ai propri clienti, controparti di contratti di compravendita conclusi successivamente all'1 gennaio 2005 e in essere nel periodo 1 gennaio 2006 – 30 giugno 2006, nuove condizioni economiche per un valore pari o inferiore a quello risultante dalla rideterminazione del CCI;
- riconosciuto parte degli oneri così sostenuti, c.d. "oneri pro rinegoziazione", alle parti di tali contratti che rinegozino i prezzi nei termini indicati nella sopracitata delibera;
- riconosciuto agli esercenti la vendita al dettaglio la facoltà di recuperare, nel rispetto dell'obbligo di rinegoziazione e dell'applicazione del CCI, le somme relative ai parziali conguagli in precedenza disposti a favore dei clienti finali con delibere 27 marzo 2006, n. 65/06, n. 134/06, 27 settembre 2006, n. 205/06 e 28 dicembre 2006, n. 320/06;
- previsto che, per gli esercenti la vendita al dettaglio, il riconoscimento degli oneri pro rinegoziazione nonché dei predetti recuperi, avvengano nell'ambito di appositi conguagli con i propri clienti finali secondo modalità da adottare con successivo provvedimento dell'Autorità.

L'Autorità ha definito l'obbligo di rinegoziazione di cui sopra al fine di trasferire, fino all'esercente la vendita all'ingrosso titolare di contratti d'importazione, l'eventuale riduzione delle condizioni economiche di fornitura conseguenti alla rideterminazione del CCI. Tale finalità pone l'esigenza di riconoscere gli oneri pro rinegoziazione a tutti gli esercenti la vendita al dettaglio, fatta salva la necessità di recuperare, in seguito alle predette verifiche, gli importi riconosciuti a coloro che eventualmente risultino responsabili del mancato accordo. In merito alla disciplina delle modalità di effettuazione dei conguagli sopracitati, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 21 maggio 2008, DCO 12/08, le cui osservazioni hanno evidenziato una sostanziale convergenza sulle indicazioni prospettate, in particolare:

- la necessità di trattare in modo contestuale il riconosci-

mento degli oneri di rinegoziazione e i conguagli di cui alla delibera n. 79/07;

- l'opportunità di riconoscere agli esercenti la vendita al dettaglio la facoltà di stabilire modalità e tempi di esecuzione dei conguagli, funzionali alle rispettive esigenze gestionali e organizzative, sia pur entro un termine prefissato;
- l'esigenza di escludere dal conguaglio le partite economiche afferenti alla componente tariffaria dello stoccaggio (QS) in quanto eccessivamente oneroso, sotto il profilo gestionale, per l'esercente la vendita.

L'Autorità, inoltre, ha riconosciuto che per l'esercente la vendita al dettaglio l'esigenza di gestire autonomamente le concrete modalità di esecuzione dei conguagli trova un limite sia nell'esigenza di certezza e trasparenza del sistema che i conguagli siano conclusi entro un termine predefinito, sia in quella di assicurare ai clienti finali – a carico dei quali eventualmente risultino conguagli per importi di rilievo – la facoltà di rateizzare tali importi, anche tenendo conto della disciplina in materia di rateizzazione di cui alla delibera 18 ottobre 2001, n. 229/01.

Coerentemente l'Autorità ha promulgato la delibera 1 luglio 2008, ARG/gas 89/08, prevedendo:

- la definizione delle modalità di effettuazione dei conguagli di cui alla delibera n. 79/07 secondo criteri che assicurino l'applicazione delle condizioni economiche di fornitura, contestualmente al recupero, da parte degli esercenti la vendita al dettaglio, degli oneri pro rinegoziazione nonché delle somme eventualmente corrisposte ai sensi delle delibere n. 65/06, n. 134/06, n. 205/06 e n. 320/06;
- che la predetta disciplina sia applicata a tutti gli esercenti la vendita al dettaglio, fatta salva la necessità di recuperare gli oneri pro rinegoziazione riconosciuti a quegli esercenti che eventualmente risultino responsabili del mancato accordo col proprio venditore all'ingrosso tenuto all'obbligo di rinegoziazione;
- che gli esercenti la vendita al dettaglio dispongano i conguagli nei confronti dei clienti finali tuttora serviti, salvo il diritto dei clienti finali che hanno cambiato fornitore e dei clienti cessati di ottenere, in seguito a specifica richiesta, i conguagli loro spettanti limitatamente alla durata della propria fornitura;

- i termini entro i quali devono essere completati i conguagli, assicurando, in caso di conguagli a debito del cliente finale per importi di rilievo, la rateizzazione;
- che le partite relative al QS di cui alla delibera 30 marzo 2006, n. 68/06, siano escluse dal calcolo del predetto conguaglio.

Riforma dei meccanismi di tutela dei clienti finali del gas naturale e dei criteri di aggiornamento del Corrispettivo variabile concernente la commercializzazione all'ingrosso (CCI)

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera n. 208/07, il 28 maggio 2008 è stato pubblicato il documento per la consultazione DCO 14/08, indicando le proposte per una modifica dell'assetto della tutela per i clienti finali contenuto nelle delibere n. 207/02, n. 138/03 e n. 195/02; in particolare, tale riforma dovrebbe comportare:

- una revisione dell'ambito e delle modalità applicative delle condizioni economiche di fornitura;
- una modifica dei parametri di indicizzazione del CCI, prevedendo tra l'altro la rimozione della soglia di invarianza di cui alla delibera n. 195/02.

Le osservazioni pervenute dagli operatori durante il sopraccitato processo di consultazione hanno evidenziato l'esigenza di compiere ulteriori approfondimenti anche mediante l'istituzione di appositi gruppi di lavoro con i soggetti interessati. Facendo seguito a tale consultazione, dunque, con la delibera ARG/gas 100/08, l'Autorità ha stabilito:

- di continuare l'attività istruttoria del procedimento avviato con delibera n. 208/07, approfondendo i profili di criticità emersi dalla consultazione, anche al fine di pervenire alla definizione di una disciplina organica e unitaria dei meccanismi di tutela dei clienti finali del gas naturale e dei criteri di aggiornamento del CCI; che sia inoltre opportuno adottare tale disciplina nel successivo anno 2009 entro termini che assicurino tempi adeguati per la negoziazione dei contratti di compravendita all'ingrosso;
- di svolgere i predetti approfondimenti anche mediante l'istituzione di un Gruppo di lavoro composto da rappresentanti degli esercenti la vendita al dettaglio e all'ingrosso,

oltre che di valutare, nell'ambito di tale Gruppo di lavoro, le modalità di sostituzione nel calcolo dell'indice dei prezzi di riferimento I_t , relativo al gas naturale, di cui alla delibera n. 195/02, delle quotazioni gasolio 0,2 con le quotazioni di gasolio 0,1, così come pubblicate da *Platt's Oilgram Price Report*;

- di prorogare conseguentemente sino al 30 settembre 2009 l'efficacia della delibera n. 195/02.

L'Autorità ha anche adottato misure urgenti per la modifica dei predetti criteri d'aggiornamento della fornitura del gas naturale per clienti in regime di tutela, prevedendo, con la delibera 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08, di:

- rimuovere la soglia d'invarianza a partire dall'aggiornamento relativo al trimestre gennaio-marzo 2009, in modo da ottemperare al disposto del decreto legge n. 185/08 entro la data del 28 febbraio 2009;
- tutelare l'interesse degli operatori che, ai fini dell'applicazione delle condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti in regime di tutela, hanno concluso, nel mercato della compravendita all'ingrosso, contratti che prevedono modalità di aggiornamento con la soglia d'invarianza;
- adottare una direttiva, ai sensi della legge n. 481/95, che imponga a tutte le parti venditrici dei contratti di compravendita all'ingrosso di gas, attualmente in essere, di proporre alle controparti acquirenti la soppressione di eventuali clausole contrattuali che prevedono la soglia d'invarianza;
- continuare l'attività istruttoria per gli altri aspetti relativi ai meccanismi di tutela dei clienti finali del gas naturale e dei criteri di aggiornamento del CCI, al fine di addivenire a una riforma organica di tali meccanismi;
- considerare le eventuali esigenze delle imprese di vendita, ai clienti sia finali sia all'ingrosso, connesse con i costi conseguenti alla rimozione delle soglie d'invarianza, mediante la previsione di sistemi di compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili;
- modificare per il trimestre gennaio-marzo 2009 le condizioni economiche di fornitura di cui alla delibera n. 138/03 nella misura della variazione dell'indice I_t sopra riportata rispetto al valore definito nella delibera 29 settembre 2008, ARG/gas 141/08.

Anche in esito ai soprarichiamati interventi, gli aggiornamenti del corrispettivo variabile per la commercializzazione all'ingrosso CCI per l'anno 2008 sono stati i seguenti:

- per il primo trimestre 2008 ai sensi della delibera 28 dicembre 2007, n. 346/07, è stato previsto un aumento di 0,0691 c€/MJ (0,691 €/GJ); tale aumento è pari a 2,6617 c€/m³ per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/m³;
- per il secondo trimestre 2008 la delibera 28 marzo 2008, ARG/gas 39/08, ha stabilito un aumento di 0,0632 c€/MJ (0,632 €/GJ); tale incremento è pari a 2,4345 c€/m³ per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/m³;
- per il trimestre 1 luglio – 30 settembre 2008, per effetto delle disposizioni della delibera 27 giugno 2008, ARG/gas 84/08, il corrispettivo CCI è aumentato di 0,0757 c€/MJ (0,757 €/GJ); tale aumento è pari a 2,9160 c€/m³ per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/m³.

Con la delibera ARG/gas 141/08, l'Autorità ha stabilito un aumento di 0,0991 c€/MJ (0,991 €/GJ); tale aumento è pari a 3,8173 c€/m³ per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/m³ (vedi anche il Capitolo 3 del Volume 1). Nel primo trimestre 2009 è stata infine deliberata una diminuzione di 0,0171 c€/MJ (0,171 €/GJ); tale diminuzione è pari a 0,6587 c€/m³ per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/m³ (delibera ARG/gas 192/08).

Aggiornamento delle componenti stoccaggio, trasporto e distribuzione e proroga del termine relativo alla revisione della componente vendita al dettaglio

Con riferimento alla componente dello stoccaggio (QS) delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, di cui alla delibera dell'Autorità n. 138/03, la delibera ARG/gas 40/08 ne ha aggiornato il valore ponendolo pari a 0,256819 €/GJ per il periodo 1 aprile 2008 – 31 marzo 2009.

Per quanto riguarda invece la componente a copertura dei costi di trasporto delle medesime condizioni economiche di fornitura, con la delibera 29 settembre 2008, ARG/gas 140/08,

l'Autorità ha stabilito, che:

- per il periodo 1 ottobre 2008 – 30 settembre 2009 il valore del corrispettivo medio unitario C_{pe} della componente trasporto sia pari a 1,076905 €/a/Sm³/g;
- il corrispettivo unitario variabile CV^{oc} (addizionale al corrispettivo variabile di trasporto e transitorio per l'anno termico 2008-2009), per la contribuzione alla reintegrazione dei maggiori costi sostenuti per la sicurezza del sistema del gas naturale nell'anno termico 2005-2006, di cui alla delibera 23 settembre 2008, ARG/gas 133/08, sia sommato al corrispettivo del trasporto delle condizioni economiche di fornitura di cui alla delibera n. 138/03. Il valore di tale corrispettivo per il trimestre ottobre-dicembre 2008 è stato posto pari a zero.

Inoltre, per quanto concerne la componente relativa alla distribuzione, con la delibera ARG/gas 128/08, l'Autorità ha previsto un periodo transitorio in cui continuano ad avere efficacia le determinazioni tariffarie relative alla distribuzione del gas naturale fissate per il secondo periodo, in attesa dell'avvio delle tariffe di distribuzione per il terzo periodo regolatorio. La validità delle tariffe di distribuzione approvate per l'anno termico 2007-2008 è stata successivamente estesa sino al 30 giugno 2009 con la delibera ARG/gas 159/08, che ne ha previsto anche i successivi conguagli. Infine, per la componente relativa alla vendita al dettaglio, facendo seguito alla procedura di consultazione avviata il 30 novembre 2007, la delibera n. 347/07 ha modificato l'articolazione delle condizioni economiche di fornitura relativa alla vendita al dettaglio di cui alla delibera n. 138/03. In particolare, con la delibera n. 347/07, l'Autorità:

- ha modificato le disposizioni della delibera n. 138/03, stabilendo che con decorrenza 1 gennaio 2008 la componente vendita al dettaglio sia costituita da un corrispettivo fisso e da uno variabile coincidente, in una prima fase, con i corrispettivi unitari attualmente esistenti in ciascun ambito tariffario;
- ha conferito mandato al Direttore della Direzione mercati affinché, attraverso monitoraggi, approfondimenti e verifiche valuti la possibilità di omogeneizzare i corrispettivi a livello nazionale a partire dal 1° ottobre 2008.

La delibera ARG/gas 140/08 ha prorogato il mandato al Direttore della Direzione mercati affinché valuti la possibilità di modifica-

re la componente vendita al dettaglio successivamente all'avvio del terzo periodo regolatorio della distribuzione del gas e alla definizione del nuovo assetto della misura.

Individuazione dei fornitori di ultima istanza

Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/gas 114/08, l'Autorità ha modificato le previgenti procedure a evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza per i clienti finali di gas naturale, previste dalla delibera 18 gennaio 2007, n. 10/07; ciò al fine di garantire, tra l'altro, un più efficiente svolgimento della procedura nonché dell'incarico di fornitore di ultima istanza, assicurando la massima concorrenzialità, la più grande trasparenza e la parità di trattamento tra i diversi partecipanti. Con predetta delibera ARG/gas 114/08, dunque, l'Autorità ha:

- modificato e integrato la delibera n. 10/07 al fine di garantire un più efficiente svolgimento sia delle imminenti procedure concorsuali per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza per l'anno termico 1 ottobre 2008 – 30 settembre 2009 sia dell'incarico stesso di fornitore di ultima istanza nel medesimo periodo;
- aggiornato e più chiaramente definito i requisiti di partecipazione e le modalità di svolgimento delle procedure per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza;
- definito in dettaglio alcuni ulteriori aspetti relativi alle procedure di subentro dei fornitori di ultima istanza, anche con particolare riferimento al subentro tra il fornitore uscente e il nuovo fornitore, nonché eliminato gli elementi di incertezza che sono stati segnalati pure alla luce del primo anno di operatività del fornitore di ultima istanza;

- definito in dettaglio gli obblighi informativi dei fornitori di ultima istanza nei confronti dei clienti finali serviti e modificato altresì gli obblighi di comunicazione ai fini del monitoraggio da parte dei fornitori di ultima istanza, prevedendo che tali comunicazioni avvengano con frequenza trimestrale al fine, tra l'altro, di meglio consentire la verifica del corretto svolgimento del servizio di fornitura di ultima istanza.

Con la delibera 22 settembre 2008, ARG/gas 127/08, l'Autorità ha inoltre approvato la graduatoria per le proposte pervenute per la procedura a evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza, relativa all'anno termico 2008-2009 (Tav. 3.1).

La delibera 28 marzo 2008, ARG/gas 39/08, ha istituito un apposito Fondo presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico, alimentato dal gettito derivante dall'applicazione della maggiorazione al corrispettivo per la commercializzazione all'ingrosso (previsto dalla delibera n. 138/03), definito *Corrispettivo unitario variabile Fondo oneri fornitori grossisti di ultima istanza* (CFGUI). Tale fondo è destinato alla copertura degli oneri relativi ai costi di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio eventualmente non coperti dalle componenti previste dalla delibera n. 138/03 per i fornitori grossisti di ultima istanza. Il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 29 settembre 2006 ha infatti attribuito all'Autorità il compito di determinare le modalità di copertura dei sopraccitati oneri. Secondo quanto stabilito dalla delibera ARG/gas 39/08, l'Autorità con delibera ARG/gas 84/08 ha quindi definito le modalità di gestione del Fondo e di erogazione ai soggetti aventi diritto; in particolare ha previsto che:

TAV. 3.1

Graduatoria delle offerte per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza

Graduatoria delle offerte presentate nella procedura a evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza ai sensi della delibera n. 10/07 (Allegato A, delibera ARG/gas 127/08)

MACROAREA	N.	OPERATORE	QUANTITÀ (m ³)
AREA 1: Nord piemontese (E1), Sud piemontese e Liguria (E2)	1	Eni Divisione Gas & Power	30.000.000
AREA 2: Lombardo orientale (C), Lombardo occidentale (D)	1	Eni Divisione Gas & Power	30.000.000
AREA 3: Friuli Venezia Giulia (A), Trentino Alto Adige e Veneto (B), Basso Veneto (G)	1	Eni Divisione Gas & Power	30.000.000
AREA 4: Emilia e Liguria (F), Romagna (I), Toscana e Lazio (H), Umbria e Marche (L)	1	Enel Energia	30.000.000
	2	Eni Divisione Gas & Power	30.000.000
AREA 5: Lazio (N), Marche e Abruzzo (M), Basilicata e Puglia (O), Campania (P), Calabria (Q) e Sicilia (R)	1	Eni Divisione Gas & Power	30.000.000

- gli esercenti l'attività di vendita al dettaglio di gas naturale versino le somme relative all'applicazione del CFGUI all'apposito Fondo entro 60 giorni dal termine di ciascun bimestre, trasmettendo entro lo stesso termine i dati relativi agli importi fatturati oggetto dell'applicazione del CFGUI, con indicazione dei periodi e dei volumi cui si riferisce la fatturazione;
- a decorrere dall'1 ottobre 2008 la Cassa conguaglio per il settore elettrico trasmetta trimestralmente all'Autorità un rapporto sulla gestione del Fondo, fornendo elementi utili per la determinazione del livello di gettito raggiunto.

Attività cognitiva e informativa sull'evoluzione nella fornitura dell'energia elettrica e del gas ai clienti finali

Facendo seguito al decreto legislativo n. 164/00, il quale ha stabilito che a decorrere dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti finali di gas naturale sono idonei, ovvero hanno la capacità di stipulare contratti di fornitura sul mercato libero, e alla legge n. 481/95 che attribuisce all'Autorità la funzione di studiare e pubblicizzare l'evoluzione delle condizioni di svolgimento dei

singoli servizi, la delibera 23 dicembre 2008, ARG/com 202/08, ha modificato gli obblighi di comunicazione dei prezzi medi di fornitura nonché di trasmissione di altri dati e informazioni ai fini della verifica del grado di concorrenza nella vendita ai clienti finali, imposti alle imprese operanti nel settore gas. La sopracitata delibera ARG/com 202/08 ha previsto che vengano diffusi e aggiornati periodicamente dati di sintesi dell'evoluzione concorrenziale dei mercati liberalizzati dell'energia elettrica e del gas, con particolare riguardo all'uscita dal servizio di maggior tutela e al cambio di fornitore da parte dei clienti finali, nel pieno rispetto delle esigenze di riservatezza; la stessa delibera ha inoltre previsto che vengano effettuati approfondimenti sulle informazioni raccolte dall'Autorità e individuati opportuni adeguamenti e integrazioni, anche attraverso il coinvolgimento degli operatori e delle associazioni di categoria.

A tal fine, ha conferito mandato al Direttore della Direzione mercati affinché vengano pubblicati, attraverso il sito Internet dell'Autorità, secondo un primo schema informativo, i predetti dati di sintesi e che tali dati siano aggiornati con cadenza trimestrale.

Regolamentazione delle infrastrutture

Trasporto

Nell'anno appena concluso, l'Autorità ha approvato, in conformità con la delibera 17 luglio 2002, n. 137/02, il Codice di rete formulato da Edison Stoccaggio (delibera 20 maggio 2008, ARG/gas 68/08).

Società Gasdotti Italia ha presentato alcune proposte di modifica al proprio Codice di rete, in risposta ai rilievi avanzati dall'Autorità, concernenti le disposizioni sulla qualità del gas naturale contenute nella delibera 6 settembre 2005, n. 185/05.

L'Autorità ha ritenuto che tali proposte fossero coerenti con la succitata delibera e ha pertanto approvato la proposta di modifica del Codice di rete di Società Gasdotti Italia con delibera 16 settembre 2008, ARG/gas 126/08.

Anche la società Snam Rete Gas ha proposto alcune modifiche al proprio Codice di rete, a seguito dell'approvazione della delibera ARG/gas 92/08, la quale stabilisce che, a partire dall'anno termico 2007-2008, l'impresa di trasporto renda disponibile nei punti di uscita interconnessi con i terminali di GNL, fino all'inizio del periodo di avviamento, un servizio di trasporto

continuo riproporzionando il corrispettivo di capacità CP_u su base mensile. L'Autorità, ritenuto che le proposte fossero coerenti con le disposizioni della delibera ARG/gas 92/08, ha deciso di approvare la modifica del Codice di rete di Snam Rete Gas con delibera 4 novembre 2008, ARG/gas 158/08.

La società Snam Rete Gas ha successivamente presentato due ulteriori modifiche al proprio Codice di rete. Una modifica, relativa alla responsabilità delle parti, di cui alla delibera 3 luglio 2006, n. 139/06, è stata approvata dall'Autorità con delibera 9 gennaio 2009, ARG/gas 2/09. L'altra modifica, approvata dall'Autorità con delibera 21 gennaio 2009, ARG/gas 7/09, conferma il Codice di rete alla delibera 4 agosto 2008, ARG/gas 111/08, relativa ai conferimenti di capacità di durata inferiore a un anno termico anche nei punti di entrata interconnessi con terminali di rigassificazione, e all'introduzione di corrispettivi di scostamento presso i punti di entrata interconnessi con terminali di GNL di entità pari a quelli definiti presso i punti di entrata interconnessi con l'estero.

Trasporto – Open season per il gasdotto Poseidon

Relativamente al gasdotto di interconnessione tra Italia e Grecia, denominato Poseidon, in considerazione dell'obbligo di eseguire, da parte delle società Edison e DEPA, una procedura di *open season* per l'allocazione a terzi di capacità di trasporto incrementale non inferiore a 800 milioni di metri cubi, come stabilito dal decreto 21 giugno 2007 del Ministero dello sviluppo economico, l'Autorità, con delibera 3 giugno 2008, ARG/gas 72/08, ha approvato la regolamentazione della procedura pubblica.

In particolare, l'Autorità ha approvato che la procedura di *open season* abbia a oggetto una capacità di trasporto incrementale, definita sulla base delle specificità tecniche del gasdotto Poseidon e delle caratteristiche del mercato greco del gas, pari a 0,12688 milioni di $N(m^3)/h$, corrispondenti a circa un miliardo di metri cubi annui, da assegnare tramite 10 lotti di capacità pari a 0,012688 milioni di $N(m^3)/h$ ciascuno, con una durata dei servizi di trasporto per ciascun lotto compresa tra i 10 e i 25 anni.

Distribuzione

L'Autorità, con delibera 28 maggio 2008, ARG/gas 67/08, ha avviato un'istruttoria conoscitiva per l'adozione di provvedimen-

ti in tema di contratto di servizio tipo per l'attività di distribuzione di gas, come previsto dal decreto legislativo n. 164/00. Il decreto, infatti, all'art. 14, comma 1, prevede che il rapporto tra ente locale e gestore sia regolato da un contratto di servizio, sulla base di un contratto tipo predisposto dall'Autorità, e approvato dal Ministero dello sviluppo economico.

Con delibera 2 febbraio 2007, n. 17/07, l'Autorità ha ridefinito i processi allocativi in termini sia di responsabilità dei soggetti interessati sia di tempistiche e modalità operative, in quanto essenziale al raggiungimento dell'obiettivo di predisposizione giornaliera del bilancio commerciale definitivo e all'istituzione di un mercato giornaliero di bilanciamento.

L'Autorità, quindi, con la delibera 23 settembre 2008, ARG/gas 130/08, ha aggiornato i profili di prelievo standard necessari per la stima dei consumi gas giornalieri, che le imprese di distribuzione dovranno rendere pubblici fino all'entrata in vigore di provvedimenti inerenti la rilevazione almeno su base giornaliera dei consumi dei clienti finali.

L'Autorità, con la delibera 23 settembre 2008, ARG/gas 131/08, ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in merito alla determinazione delle componenti dell'equazione di bilancio commerciale degli stessi impianti. Il procedimento è volto a considerare non solo i quantitativi immessi e prelevati degli impianti, ma anche a definire modalità, criteri e procedure per l'identificazione del "gas non contabilizzato".

Stoccaggio

Con delibera 21 giugno 2005, n. 119/05, l'Autorità ha disciplinato l'accesso e l'erogazione del servizio di stoccaggio in situazioni di normale esercizio e dunque i criteri e le priorità di accesso atti a garantire a tutti gli utenti la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del servizio di stoccaggio, ai quali le imprese di stoccaggio devono attenersi nell'adozione del proprio Codice.

La versione del Codice di stoccaggio predisposto dalla società Edison Stoccaggio, approvata dall'Autorità con delibera 15 maggio 2007, n. 116/07, nel corso del 2008 è stata emendata dalla stessa Edison Stoccaggio. In particolare, le proposte di modifica hanno riguardato, dapprima, l'eliminazione del servizio di *pooling* e l'adeguamento normativo del tasso di interesse per ritardato pagamento (queste proposte sono state approvate dall'Autorità con delibera 14 maggio 2008,

ARG/gas 58/08), in seguito, il recepimento del decreto legislativo n. 26/07, *Attuazione della Direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità* (queste proposte sono state approvate dall'Autorità con delibera 16 settembre 2008, ARG/gas 125/08).

L'Autorità, inoltre, con delibera 3 giugno 2008, ARG/gas 73/08, ha approvato la proposta di modifica del Codice di stoccaggio predisposto dalla società Stogit, relativa all'aggiornamento delle modalità di prenotazione e agli impegni di iniezione ed erogazione, necessaria per l'implementazione del sistema informatico STS (*Storage Trading System*) nonché dello schema di condizioni generali di contratto per l'utilizzo del sistema, tra la stessa Stogit e i sottoscrittori del servizio.

Nel 2009, poi, l'Autorità, con delibera 21 gennaio 2009, ARG/gas 8/09, nelle more dell'introduzione di un'apposita regolazione che incentivi l'impresa di stoccaggio a una gestione efficiente del proprio sistema, ha riscontrato conforme la proposta di aggiornamento del Codice di Stogit in relazione alla procedura di ripartizione dei consumi di iniezione/erogazione, anche con riferimento a compressione e trattamento nei casi di controflusso virtuale.

L'Autorità, con delibera 12 gennaio 2009, ARG/gas 4/09, ha confermato, anche per l'anno termico dello stoccaggio 2008-2009, i valori dei corrispettivi per la reintegrazione degli stoccaggi strategici già fissati con le delibere 30 gennaio 2006, n. 21/06, 28 novembre 2006, n. 265/06, e 29 novembre 2007, n. 297/07. Queste ultime, infatti, rispondevano sia all'esigenza di riequilibrare il costo dell'utilizzo delle riserve strategiche rispetto agli elevati prezzi registrati, anche sui mercati internazionali, negli inverni 2005-2006, 2006-2007 e 2007-2008, sia alla necessità di disincentivare l'utilizzo del gas detenuto a fini di stoccaggio strategico, anche in considerazione della fase di emergenza sperimentata nel corso dell'inverno 2005-2006. I corrispettivi, inoltre, si sono dimostrati rispondenti anche all'inverno 2008-2009, in cui vi è stata una minor disponibilità di gas causata da un incidente del sistema di trasporto Trans Mediterranean Pipeline Company (TMPC) che trasporta il gas prodotto in Algeria e della significativa riduzione dei quantitativi di gas importati dalla Russia, determinatasi in esito al contenzioso tra la Gazprom e la società del gas ucraina Naftogas.

GNL

A seguito della richiesta di accesso alla rete nazionale di gasdotti, presentata in data 18 marzo 2008 dalla società Terminale GNL Adriatico relativamente al punto di entrata interconnesso con il terminale GNL Adriatico, Snam Rete Gas, in data 25 marzo 2008, ha avviato, ai sensi dell'art. 4 della delibera 31 luglio 2006, n. 168/06, la procedura aperta alla partecipazione di tutti i soggetti interessati a presentare le proprie richieste per il conferimento di capacità di trasporto in corrispondenza del predetto punto di entrata. Con lettera del 30 aprile 2008, Terminale GNL Adriatico ha espresso l'esigenza di ridurre dai 6 mesi previsti dall'art. 5.6 della delibera n. 168/06 a 3 mesi il termine ultimo per la definizione della data definitiva di messa a disposizione della capacità di trasporto nel punto di entrata interconnesso con il terminale GNL Adriatico. Al fine di valutare tale riduzione, è stato chiesto a Snam Rete Gas di evidenziare eventuali criticità relative alle tempistiche di realizzazione dei lavori funzionali a rendere disponibile detta capacità di trasporto. Nel giugno 2008 Snam Rete Gas ha replicato che, nel caso in esame, la riduzione del termine avrebbe garantito maggiore flessibilità agli operatori intenzionati a prenotare capacità di trasporto, senza arrecare né danni né benefici all'impresa di trasporto. L'Autorità ha quindi deciso, con delibera 8 luglio 2008, ARG/gas 93/08, di concedere la deroga al regime previsto all'art. 5.6, della delibera n. 168/06.

Disposizioni urgenti in materia di conferimenti presso i punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con terminali di rigassificazione

Con delibera ARG/gas 111/08, l'Autorità, dando attuazione alla delibera ARG/gas 92/08, ha introdotto una serie di modifiche alla delibera n. 137/02. In modo particolare, le modifiche introdotte consentono conferimenti di durata inferiore a un anno termico anche nei punti di entrata interconnessi con terminali di rigassificazione; allo stesso tempo, sono introdotti corrispettivi di scostamento presso i punti di entrata interconnessi con terminali di GNL di entità pari a quelli definiti presso i punti di entrata interconnessi con l'estero.

Misura

Con la delibera 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08, l'Autorità ha

reso obbligatoria per tutti i distributori di gas la messa in servizio di contatori elettronici per le famiglie e le imprese. La delibera ha fatto seguito al documento per la consultazione 3 giugno 2008, DCO 16/08, contenente gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di telelettura dei consumi dei clienti finali allacciati alle reti di distribuzione del gas naturale e di telegestione dei misuratori del gas, e si inquadra nell'ambito delle disposizioni previste dall'art. 17 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, che ha recepito la Direttiva europea 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici (in particolare l'art. 13). L'adozione della telelettura e della telegestione consentirà all'Autorità di perseguire una serie di obiettivi non più rinviabili quali:

- sviluppare la concorrenza nel mercato del gas naturale;

- porre i presupposti per lo sviluppo del mercato regolamentato del gas naturale e del nuovo servizio di bilanciamento;
- migliorare il processo 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, assicurando medesimi livelli funzionali e prestazionali a tutti i clienti finali, favorendo la consapevolezza dei consumi.

I nuovi contatori saranno messi in servizio con gradualità, dapprima per i clienti di maggiore dimensione e successivamente per le famiglie. La tavola 3.2 illustra il piano di messa in servizio in funzione della classe del contatore.

TAV. 3.2

Piano per la messa in servizio dei nuovi contatori del gas per ogni distributore di gas naturale

CLASSE DEL CONTATORE	TERMINE PER LA MESSA IN SERVIZIO	PERCENTUALE DI PUNTI DI RICONSEGNA
> G40	31 dicembre 2010	100%
≥ G16 e ≤ G40	31 dicembre 2011	100%
> G6 e < G16	31 dicembre 2011	30%
	31 dicembre 2012	100%
≤ G6	31 dicembre 2012	5%
	31 dicembre 2013	20%
	31 dicembre 2014	40%
	31 dicembre 2015	60%
	31 dicembre 2016	80%

Le funzioni innovative che caratterizzeranno i nuovi contatori del gas sono molte:

- la lettura periodica a distanza dei consumi effettivi o che potrà consentire ai clienti finali di meglio valutare le offerte per eventuali libere scelte di fornitori più convenienti;
- la possibilità di fruire di prezzi differenziati per fasce giornaliere e stagionali;
- la correzione in temperatura del volume del gas misurato per qualsiasi tipo di contatore;
- la correzione in pressione del volume del gas misurato per i contatori destinati alla sola clientela non domestica;

- la possibilità di chiudere a distanza la fornitura dei clienti domestici, per ragioni sia contrattuali sia di sicurezza.

La sostituzione degli attuali contatori, talora vetusti e obsole- ti, dovrà essere preannunciata ai clienti con opportuno anticipo e non comporterà alcun addebito in bolletta.

Al Comitato italiano gas (CIG) è stato assegnato il compito di predisporre le norme necessarie allo sviluppo dei progetti da parte dei costruttori dei contatori e dei distributori di gas naturale, garantendo i necessari requisiti di interoperabilità e standardizzazione.

Sempre in tema di contatori del gas, l'11 marzo 2008 l'Autorità ha inviato una segnalazione a Governo e Parlamento in tema

di controlli sui misuratori del gas (PAS 1/08), con l'obiettivo di evidenziare la necessità di iniziative a tutela dei consumatori finali. In particolare, l'Autorità ha sottolineato l'importanza di definire, per i contatori del gas, obblighi di verifiche periodiche e termini di scadenza massima per la loro vita utile, nonché di

armonizzare la normativa sugli enti responsabili delle verifiche e sulla disciplina fiscale, in modo da assicurare la necessaria attività di controllo sulla corrispondenza tra la quantità di gas contabilizzata dai contatori e quella effettivamente prelevata dai consumatori.

Regolamentazione della qualità

L'attività di regolazione della qualità e della sicurezza dei servizi gas ha riguardato:

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

Nei paragrafi successivi vengono illustrate, per gli ambiti sopra elencati, le principali attività sulle quali si è concentrata nel corso dell'ultimo anno l'attività di regolazione.

Qualità dei servizi gas

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

La RQDG è stata emanata nel quadro del procedimento avviato con la delibera 26 settembre 2007, n. 234/07, per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di distribuzione, vendita e misura del gas che si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per le tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il medesimo periodo di regolazione, avviato con la delibera n. 225/07. Entrambi questi procedimenti sono stati inseriti nella sperimentazione triennale

dell'AIR, avviata con la delibera 28 settembre 2005, n. 203/05. La delibera ARG/gas 120/08 ha disposto l'emanazione di un Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, di cui la RQDG costituisce la Parte I.

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

- il documento diffuso il 15 febbraio 2008, DCO 1/08 (primo documento per la consultazione), *Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel terzo periodo di regolazione (2009-2012)*, conteneva alcune opzioni alternative di regolazione per ciascuno degli aspetti più rilevanti in esame; per ogni opzione è stata condotta, attraverso un'analisi multi-criteri, una valutazione qualitativa preliminare e sono stati sollecitati ai soggetti interessati osservazioni ed elementi quantitativi per la scelta dell'opzione preferibile;
- il documento diffuso il 17 giugno 2008, DCO 19/08 (secondo documento per la consultazione), *Orientamenti finali per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel terzo periodo di regolazione*, conteneva

le proposte in merito alle opzioni preferite dall'Autorità a seguito della valutazione delle osservazioni pervenute e lo schema di provvedimento del *Testo integrato della qualità gas 2009-2012*.

La revisione della regolazione della qualità commerciale della vendita di energia elettrica e di gas per il terzo periodo di regolazione, pur essendo inserita nei procedimenti avviati con le delibere 27 settembre 2006, n. 209/06 e n. 234/07, rispettivamente per i settori elettrico e gas, è stata demandata a un separato procedimento bisettoriale concluso con l'emanazione della delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, con la quale è stato approvato il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale*. Per una illustrazione della regolazione bisettoriale della vendita si rimanda al capitolo della *Relazione Annuale* relativo alla qualità dei servizi elettrici (vedi Capitolo 2, Volume I).

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

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

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

servizio di distribuzione riguarda invece il numero e la durata delle interruzioni della fornitura di gas ai clienti finali.

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

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

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

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

In materia di sicurezza del servizio di distribuzione di gas,

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

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

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

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

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

- dall'1 gennaio 2010 per le imprese distributrici di gas naturale che al 31 dicembre 2007 servivano almeno 50.000 clienti finali;
- dall'1 gennaio 2011 per le imprese distributrici di gas naturale che al 31 dicembre 2007 servivano meno di 50.000 e almeno 10.000 clienti finali;
- dall'1 gennaio 2012 per le imprese distributrici di gas naturale che al 31 dicembre 2007 servivano meno di 10.000 clienti finali.

Le imprese distributrici di gas naturale con almeno 50.000 clienti finali possono partecipare in via volontaria al sistema incentivante i recuperi di sicurezza anche per l'anno 2009, dandone comunicazione scritta all'Autorità entro il 31 marzo

2009. A differenza del sistema volontario previgente, la nuova regolazione prevede però che la partecipazione al sistema incentivante i recuperi di sicurezza debba riguardare tutti gli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa distributtrice.

All'inizio del 2009 è stata svolta un'attività di controllo relativa all'adempimento da parte dei distributori degli obblighi in materia di pronto intervento. In esito a tale attività è stata emanata la delibera 23 febbraio 2009, VIS 13/09, con la quale l'Autorità ha ordinato a 19 imprese distributrici di gas di ottemperare, entro il 31 marzo 2009, a quanto disposto dalla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione in materia di attivazione di recapiti telefonici dedicati al servizio di pronto intervento gas, pena l'avvio di procedimenti individuali a fini sanzionatori. La regolazione dispone infatti che le imprese attivino uno o più recapiti telefonici con linea fissa, dedicati esclusivamente al servizio, con risposta diretta di un operatore, senza necessità di comporre altri numeri telefonici. È invece risultato che alcune imprese si sono limitate a fornire, nei casi più gravi (12), solo numeri di telefonia mobile e, negli altri casi (7), recapiti sia di rete fissa sia di rete mobile, con il rischio di creare confusione tra gli utenti che avessero chiamato per segnalare una situazione di potenziale pericolo (per esempio, per dispersione di gas). All'inizio del 2008 l'Autorità e il CIG hanno siglato un Protocollo di intesa con l'obiettivo di avviare ulteriori iniziative a sostegno della sicurezza ed efficienza del mercato. Il CIG è l'organismo federato all'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI) che ricopre ruoli istituzionali in materia di normazione, prevenzione, formazione e informazione per la sicurezza negli utilizzi dei gas combustibili. L'attività del CIG costituisce un naturale complemento di dettaglio tecnico delle disposizioni emanate dall'Autorità. L'accordo, valido per 3 anni, prevede un rafforzamento del coordinamento e della collaborazione per le attività di comune interesse nel settore del gas per lo sviluppo di un lavoro organico di elaborazione di un quadro normativo sempre più avanzato.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione e vendita del gas

La regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e di vendita del gas è stata introdotta il 1° gennaio 2001 con l'entrata in vigore della delibera 2 marzo 2000, n. 47/00, ed è stata successivamente rivista nel corso del 2003-2004; alla luce sia degli effetti positivi sia delle criticità evidenziate dal-

l'attuazione della precedente disciplina, quest'ultima è stata sostanzialmente confermata nel *Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas* approvato con la delibera n. 168/04.

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

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

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

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

- l'estensione della regolazione dal 1° gennaio 2009 a tutti i distributori di gas naturale con un numero di clienti finali alimentati in bassa pressione inferiore a 5.000, ma maggiore di 3.000 e dal 1° gennaio 2010 ai distributori di gas

naturale con un numero di clienti finali alimentati in bassa pressione inferiore a 3.000;

- in caso di richieste di preventivo per lavori semplici e complessi presentate da clienti finali alimentati in media pressione/alta pressione, l'obbligo per il distributore di:
 - formulare il preventivo anche in caso di potenziamento/estensione della rete e tenuto conto della pressione minima richiesta dal cliente finale;
 - inserire tra i dati minimi che il preventivo deve contenere anche quello inerente il valore di pressione minima di fornitura;
 - garantire la pressione minima di fornitura al singolo cliente finale, anche attraverso la continua revisione dei propri piani di estensione/potenziamento della rete di distribuzione;
- l'introduzione di uno standard specifico per la verifica della pressione di fornitura del gas naturale.

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

- si è introdotto il concetto di "appuntamento posticipato" al posto di "appuntamento personalizzato" e si è previsto che nel caso in cui l'appuntamento non vada a buon fine per mancata presenza del cliente, il tempo per l'esecuzione della prestazione decorre dal momento in cui il richiedente fissa un nuovo appuntamento con l'esercente;
- si è stabilito che l'importo dell'indennizzo cresca in relazione al ritardo nell'esecuzione della prestazione (a esclusione di quello per mancato rispetto della fascia di puntualità) e sono state riviste le modalità di corresponsione dell'indennizzo automatico.

Standard di comunicazione tra gli operatori del settore del gas

Con la delibera 18 dicembre 2006, n. 294/06, in materia di standard di comunicazione tra i distributori, gli utenti del servizio di distribuzione e i venditori di gas naturale, a seguito di un procedimento sottoposto alla sperimentazione della metodologia AIR ai sensi della delibera n. 203/05, l'Autorità ha approvato le disposizioni in tema di standard di comunicazione e ha istituito un Gruppo

di lavoro con le associazioni dei distributori e dei venditori di gas, finalizzato al completamento della regolazione in materia.

In data 14 aprile 2008, sulla base della disciplina vigente, degli esiti delle attività svolte dal Gruppo di lavoro nonché di una ricognizione circa la prassi in uso presso alcuni distributori di gas e di energia elettrica, l'Autorità ha pubblicato il terzo documento per la consultazione 14 aprile 2008, DCO 9/08, contenente proposte di completamento della regolazione in termini sia di definizione dei flussi di comunicazione, per la quasi totalità delle prestazioni di ambito, sia di caratterizzazione dello standard di comunicazione evoluto.

Alla luce delle osservazioni pervenute al terzo documento per la consultazione, con la delibera 23 settembre 2008, ARG/com 134/08, l'Autorità ha ritenuto opportuno modificare e integrare le disposizioni in tema di standard di comunicazione, stabilendo tra l'altro:

- per lo standard di comunicazione evoluto alcune funzionalità minime e l'utilizzo come vettore del formato XML (*Extensible Markup Language*);
- il differimento del termine temporale di adozione dello standard di comunicazione evoluto, fissato dalla delibera n. 294/06 al 1° ottobre 2008, con la definizione di due differenti tempistiche della sua adozione in ragione del numero di clienti finali alimentati in bassa pressione al 31 dicembre 2008, in modo da riconoscere agli operatori interessati un periodo più lungo per l'effettuazione degli adeguamenti, anche in considerazione del protrarsi delle attività del Gruppo di lavoro dovute alla complessità della materia;
- nel periodo transitorio, l'obbligo di accettare e processare le richieste che pervengono con la posta elettronica certificata, nei termini previsti dalle disposizioni sullo standard di comunicazione approvate con la delibera n. 294/06;
- la conferma della possibilità per il distributore di mettere a disposizione, in alternativa alla posta elettronica certificata, modalità tecniche di trasmissione evolute, del tipo *Application-to-Application* e/o applicazioni Internet, purché aventi almeno alcune caratteristiche minime, individuate anche a seguito di diverse segnalazioni pervenute.

Con la stessa delibera l'Autorità ha altresì disposto, nell'ottica di favorire l'individuazione di disposizioni univoche in tema di standard di comunicazione per i due settori dell'energia elet-

trica e del gas, di estendere le attività del Gruppo di lavoro al settore elettrico nel rispetto delle specificità di ambito.

Il 17 dicembre 2008, con la delibera 17 dicembre 2008, ARG/gas 185/08, l'Autorità ha:

- approvato le Istruzioni operative, che definiscono la sequenza minima obbligatoria dei messaggi e i contenuti minimi di ciascuno scambio informativo, nonché le codifiche univoche e le causali di inammissibilità, per le prestazioni commerciali analizzate dal Gruppo di lavoro;
- in considerazione dei tempi necessari agli adeguamenti informatici, posticipato al 1° luglio 2009 il termine temporale del 1° aprile 2009, concernente l'obbligo di dotarsi di uno strumento di comunicazione evoluto per i distributori con almeno 100.000 clienti finali alimentati in bassa pressione al 31 dicembre 2008.

Qualità del gas e qualità del servizio di trasporto del gas

Nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità del servizio di trasporto del gas naturale l'Autorità ha pubblicato due documenti per la consultazione, perseguendo i seguenti obiettivi:

- l'omogeneizzazione dei livelli minimi di qualità erogati dalle diverse aziende di trasporto;
- l'ulteriore miglioramento della qualità del servizio di trasporto del gas naturale erogata da ciascuno degli operatori coinvolti;
- il rafforzamento della tutela degli utenti del servizio e dei clienti finali allacciati alle reti di trasporto, anche attraverso una maggiore accessibilità alle informazioni e la pubblicazione comparativa dei dati di qualità forniti dai trasportatori.

Nel corso del 2008 si sono tenuti incontri tecnici di approfondimento sia con le due principali imprese di trasporto sia con gli utenti del servizio che hanno preso parte alle fasi di consultazione. In particolare, sono state somministrate due tipologie di questionario al fine di raccogliere indicazioni utili in termini di costi da sostenere e benefici ottenibili, connessi con le proposte regolatorie avanzate dall'Autorità. Le attività sono state condotte in vista di una terza fase di consultazione così da pervenire all'emanazione finale in tempo utile per l'entrata in vigore del terzo periodo di regolazione del servizio di trasporto (2009-2013).

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas – Accertamenti documentali degli impianti di utenza

Con la delibera 18 marzo 2004, n. 40/04, entrata in vigore dall'1 ottobre 2004, l'Autorità ha emanato il Regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas.

Il Regolamento prevede che il distributore di gas, prima di attivare la fornitura, accerti che l'impianto del cliente sia dotato della documentazione prevista dalla legislazione vigente in tema di sicurezza, con particolare riferimento alla legge 5 marzo 1990, n. 46. La documentazione certifica la corretta realizzazione dell'impianto di utilizzo del gas da parte dell'installatore abilitato e il suo accertamento è finalizzato a garantire la sicurezza dell'impianto stesso e a consentire l'individuazione dell'installatore che ha realizzato l'impianto. Il Regolamento ha l'obiettivo di garantire e promuovere la sicurezza dell'utilizzo degli impianti di utenza e la riduzione degli incidenti riconducibili all'uso di tutti i tipi di gas distribuiti a mezzo di reti (prevalentemente metano, ma anche GPL).

La delibera n. 40/04 ha prodotto significativi effetti positivi: nel periodo 1 ottobre 2004 – 30 settembre 2008, i distributori di gas hanno effettuato oltre 1,3 milioni di accertamenti per la sicurezza, relativi a nuovi impianti. Circa il 96% di essi ha avuto esito positivo a seguito del riscontro della adeguatezza di tutta la documentazione richiesta dalla legge.

Il Regolamento dell'Autorità ha inoltre favorito la conoscenza della legislazione vigente in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas e ha dato un nuovo impulso a corsi di aggiornamento sia degli installatori sia del personale tecnico incaricato degli accertamenti.

Con la delibera 10 marzo 2008, ARG/gas 27/08, l'Autorità ha differito all'1 aprile 2009 il termine di entrata in vigore del Titolo III della delibera n. 40/04, relativo agli impianti di utenza a gas modificati o riattivati, per recepire nel Regolamento le emanande nuove disposizioni ministeriali di revisione della legislazione in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas. Il 12 marzo 2008 è stato pubblicato il decreto del Ministero dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, entrato in vigore dal 27 marzo 2008, che ha introdotto una sostanziale revisione della legge n. 46/90 e della legislazione in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas.

Ai sensi della nuova delega conferita dalla legge 6 agosto

2008, n. 133, è prevista una ulteriore revisione di tale decreto. Per tale motivo, con delibera 25 marzo 2009, ARG/gas 32/09, l'Autorità ha deciso di rinviare l'entrata in vigore del Titolo III della delibera n. 40/04, relativo agli impianti di utenza riattivati e modificati, a successivo provvedimento da emanarsi una volta che sia stata completata la legislazione vigente in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas – Assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

L'Autorità, con la delibera 12 dicembre 2003, n. 152/03, ha introdotto, a partire dall'1 ottobre 2004 e fino al 30 settembre 2007, l'assicurazione minima obbligatoria per infortuni e incendi connessi con l'utilizzo del gas, vigente fino a quel momento su base volontaria e solo per il gas naturale. Il provvedimento dell'Autorità ha definito i contenuti delle coperture assicurative che ha esteso anche ai clienti che utilizzano gas diverso dal metano, come il GPL, purché distribuito a mezzo di rete.

L'assicurazione copre i rischi per infortuni, incendio e responsabilità civile connessi con l'uso del gas ed è stipulata dal CIG tramite gara a evidenza pubblica con un costo in bolletta per i consumatori non superiore a 0,40 € all'anno per cliente finale. Nel nuovo contesto liberalizzato del mercato del gas, i venditori possono comunque offrire ai propri clienti migliori condizioni integrative (per esempio, maggiori massimali) senza far venir meno le coperture minime stabilite dall'Autorità.

Con delibera 20 marzo 2007, n. 62/07, l'Autorità, sulla base degli esiti positivi del primo triennio di attuazione della delibera n. 152/03, ha confermato l'assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas, prolungandola fino al 30 settembre 2010; pertanto il CIG ha provveduto ad aggiudicare, tramite gara pubblica, il contratto per il triennio termico 2007–2010. Il rinnovo è avvenuto con un consistente ribasso (circa il 25%) del premio per utenza precedentemente in vigore.

L'analisi dei dati trasmessi da parte del CIG all'Autorità, in attuazione di quanto previsto dalla delibera n. 152/03, ha evidenziato la gravità degli effetti sociali ed economici derivanti dagli incidenti da gas e si può presumere che, in assenza dell'intervento regolatorio dell'Autorità, la quasi totalità degli effetti economici dei sinistri denunciati non avrebbe trovato alcuna copertura assicurativa.