

3.

Regolamentazione nel settore del gas

Regolamentazione tariffaria

Nel corso dell'anno di riferimento l'attività dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ambito tariffario ha riguardato alcune modifiche integrative della disciplina della tariffa di trasporto, le tariffe di utilizzo dei terminali di GNL; sono inoltre stati avviati i lavori per la revisione della tariffa di distribuzione per il terzo periodo regolatorio orientata a operare una netta cesura con la disciplina in vigore nel primo e secondo periodo regolatorio, connotato, come è noto, da un forte contenzioso.

Trasporto

Ai sensi della delibera 29 luglio 2005, n. 166, le imprese di trasporto hanno trasmesso all'Autorità le proposte tariffarie relative all'anno termico 2007-2008. Il numero di tali imprese è aumentato in seguito alla riclassificazione di alcune reti da reti di distribuzione a reti di trasporto; conseguentemente, in esito alla verifica delle informazioni pervenute, con delibera 2 agosto 2007, n. 205, l'Autorità ha approvato le tariffe di trasporto delle società Carbotrade Spa, Consorzio della Media Valtellina, Edison Stoccaggio Spa, Netenergy Service Srl, Retragas Srl, Società Gasdotti Italia Spa e Snam Rete Gas Spa, e Metanodotto Alpino Srl.

L'Autorità, sempre con la delibera n. 205/07, ha ritenuto necessario prevedere transitoriamente per l'anno termico 2007-2008

l'introduzione di un corrispettivo tariffario unitario integrativo CV^F , addizionale al corrispettivo unitario variabile, per il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti dall'impresa di trasporto in merito all'acquisto del gas per la compressione e le perdite di rete. L'Autorità non ha però ancora quantificato tale corrispettivo in quanto è in corso una verifica complessiva della equazione di bilanciamento della rete di trasporto, poiché, nel triennio appena trascorso, sono emersi alcuni elementi di incongruenza.

GNL

Ai sensi della delibera 4 agosto 2005, n. 178, GNL Italia Spa ha trasmesso all'Autorità i dati necessari alla determinazione delle tariffe relative all'anno termico 2007-2008. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, con delibera 16 luglio 2007, n. 182, l'Autorità ha approvato la proposta tariffaria di GNL Italia e ha pertanto pubblicato le tariffe di rigassificazione per il servizio continuativo e per il servizio su base *spot* per l'utilizzo del terminale di Panigaglia.

L'Autorità ha inoltre avviato con delibera 14 settembre 2007, n. 222, il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di GNL per il periodo di regolazione 2008-2012 (terzo periodo di regolazione); in un'ottica di stabilità regolatoria, tra i principali

interventi di revisione della disciplina tariffaria proposti nel Documento per la consultazione 13 marzo 2008, n. 7 (DCO), per il terzo periodo di regolazione, si evidenziano:

- la sostituzione dell'attuale fattore correttivo con un fattore di garanzia che assicuri all'impresa una quota dei propri ricavi e la cui copertura avvenga tramite il sistema tariffario del trasporto;
- l'applicazione del criterio del *profit sharing*, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, una quota parte dei maggiori recuperi di produttività realizzati nel corso del precedente periodo di regolazione;
- l'applicazione del recupero di produttività alle sole componenti del vincolo dei ricavi relative ai costi operativi, escludendo gli ammortamenti dall'ambito di applicazione del *price cap*;
- la conferma della disciplina incentivante relativa ai nuovi investimenti e all'introduzione di meccanismi di efficientamento e riduzione dei costi;
- la definizione di tariffe per l'erogazione di eventuali ulteriori servizi associati ma non ricompresi nel servizio di rigassificazione offerti dall'impresa sulla base dell'analisi dei costi sottostanti, in modo da definire anche per tali servizi le modalità di applicazione dei recuperi di efficienza;
- la possibilità di prevedere conferimenti di capacità su base infrannuale e relativi corrispettivi riproporzionati sulla base di opportuni coefficienti moltiplicativi;
- l'articolazione dei corrispettivi tariffari in funzione della tipologia del servizio offerto dall'impresa, e in particolare prevedendo corrispettivi differenziati per impegni di capacità inferiori all'anno con criterio analogo a quello adottato nei punti di entrata della rete di trasporto nazionale;
- la revisione del sistema di garanzie nel caso di allacciamenti di nuovi terminali di GNL alla rete di trasporto, e in particolare la rimozione dell'obbligo di sottoscrizione di un impegno di capacità di trasporto in linea con le potenzialità del terminale entro un anno dalla sua disponibilità.

Stoccaggio

Con delibera 29 marzo 2007, n. 78, l'Autorità, in attuazione della delibera 3 marzo 2006, n. 50, ha approvato i corrispettivi d'impresa e determinato i corrispettivi unici di stoccaggio relativi all'anno termico 2007-2008 e il coefficiente per la

capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione; inoltre sono state anche approvate proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di erogazione per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile.

Distribuzione

Con il 30 settembre 2008 si concluderà il secondo periodo di regolazione per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, attualmente disciplinati dalla delibera dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 170. Come noto, il secondo periodo di regolazione è stato caratterizzato da un forte contenzioso amministrativo, con conseguente perdurare di incertezze sui valori definitivi delle tariffe per il servizio di distribuzione; solamente con l'approvazione delle tariffe per l'anno termico 2007-2008, avvenuta nel corso del 2007, si è riusciti ad approvare, con sufficiente tempestività, le tariffe del servizio per la maggior parte dei distributori.

La imminente conclusione del secondo periodo regolatorio, ha comportato l'avvio di un procedimento (delibera 18 settembre 2007, n. 225) per la predisposizione delle nuove regole ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481. Nell'ambito di tale procedimento, inserito tra quelli oggetto dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR), le proposte contenute nel primo Documento per la consultazione prospettano una netta cesura con la disciplina in vigore nel primo e nel secondo periodo di regolazione, nell'auspicio che la discontinuità rispetto al passato e l'approdo verso un nuovo assetto regolatorio possano favorire una riduzione del contenzioso e quindi dare maggior certezza a clienti e operatori.

Le principali direttrici di riforma dell'attuale impianto regolatorio sono:

- la revisione dei criteri di determinazione del capitale investito riconosciuto ai fini regolatori;
- la disaggregazione dei vincoli ai ricavi ammessi in una parte centralizzata per impresa e una parte riferita alla località, al fine di garantire la massima flessibilità nel cambiamento di gestore;
- la revisione degli ambiti territoriali per l'applicazione delle tariffe e l'introduzione di meccanismi di perequazione per permettere una maggiore uniformità tariffaria a livello territoriale;

- la revisione della struttura tariffaria e la riduzione dell'impatto della variabilità stagionale sui ricavi delle imprese;
- l'individuazione tariffaria separata per le attività di distribuzione, misura e commercializzazione del servizio.

Inoltre, il sistema tariffario per il terzo periodo dovrà tenere conto delle disposizioni del decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159, in materia di concorrenza e qualità dei servizi essenziali nel settore della distribuzione del gas, in particolare in materia di proposte per l'individuazione degli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribu-

zione del gas. In questo contesto, l'Autorità ritiene che:

- debba essere perseguita una riduzione del numero di imprese di distribuzione, ancora troppo elevato, per raggiungere una dimensione critica tale da garantire un efficiente impiego dei fattori produttivi;
- non possano essere messi in discussione i diritti acquisiti, se conformi alle prescrizioni legislative;
- gli incentivi alle aggregazioni debbano essere mirati a compensare tali diritti in una prospettiva di più rapida messa a regime delle nuove concessioni.

Regolamentazione non tariffaria

Per quanto riguarda la promozione della concorrenza e dei mercati l'Autorità anche quest'anno ha adottato una serie di provvedimenti volti a garantire l'adeguatezza dell'offerta di gas e la prevenzione di emergenze quali quella dell'anno termico 2005–2006. In particolare questi, adottati di concerto con il Ministero per lo sviluppo economico, hanno riguardato i conferimenti di capacità inutilizzata, la massimizzazione delle importazioni e il contenimento dei consumi finali. Sono stati adottati inoltre provvedimenti relativi alle procedure di offerta al Punto di scambio virtuale (PSV), tesi a promuovere il mercato regolamentato del gas. L'Autorità ha inoltre adottato i provvedimenti necessari a portare a compimento le procedure concorsuali per la scelta del fornitore di ultima istanza per i clienti finali, che si sono concluse con l'individuazione dell'operatore per ciascuna delle sei aree geografiche. Relativamente alle condizioni economiche di fornitura ai clienti finali tutelati, sono state aggiornate le componenti commercializzazione all'ingrosso, stoccaggio e trasporto, mentre è stata effettuata una prima revisione della componente relativa alla vendita al dettaglio.

Per quanto riguarda la regolamentazione delle infrastrutture, da

segnalare il parere positivo all'esenzione concessa per l'accesso di terzi alla rete (ai sensi dell'art. 22 della Direttiva 2003/55/CE) dal Ministero per lo sviluppo economico e la collaborazione con lo stesso per adeguare le richieste della Commissione europea in materia. Sono state approvati i codici o le loro modifiche presentate dalle principali società di trasporto, distribuzione, GNL e stoccaggio. In quest'ultimo segmento sono state emanate nuove disposizioni per l'utilizzo degli stoccaggi in fase di erogazione, al fine di ottimizzarne la disponibilità. Nell'ambito della procedura per la riforma del meccanismo di bilanciamento l'Autorità ha inoltre determinato la disciplina che definisce i profili di prelievo standard. È stato infine avviato un gruppo di lavoro di supporto alla definizione della regolazione della telemisura.

In merito alla qualità e sicurezza dei servizi gas da segnalare nell'anno appena trascorso l'avvio dei lavori, nonché la diramazione di prime proposte per la regolazione della qualità per il terzo periodo regolatorio. Inoltre sono stati definiti gli standard di comunicazione fra gli operatori del settore, sono stati rivisti gli standard di qualità del gas e del servizio di trasporto nonché alcune disposizioni per la sicurezza a valle del misuratore.

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

Emergenza gas – Disposizioni per i conferimenti ai punti di interconnessione con l'estero

L'Autorità è intervenuta, con delibera 2 luglio 2007, n. 163, prevedendo la possibilità di conferimenti di durata inferiore a un anno termico, integrando così la disciplina dell'accesso contenuta nella delibera 17 luglio 2002, n. 137, e nei Codici di rete per l'attività di trasporto, nonché le disposizioni assunte ai fini della gestione di eventuali periodi di emergenza del settore.

L'Autorità, con la delibera 9 novembre 2005, n. 234, aveva avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di accesso, di erogazione del servizio e di tariffe riguardanti il trasporto di gas naturale. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha diffuso il Documento per la consultazione 28 giugno 2006, da cui sono emersi: una generale condivisione del principio dell'introduzione di conferimenti di durata inferiore all'anno termico, elementi di criticità circa il rilascio obbligato di capacità su base mensile e una comune condivisione del principio di un meccanismo concorsuale per l'assegnazione delle capacità.

Il Ministero dello sviluppo economico, con decreto del 4 agosto 2006, aveva altresì previsto che l'Autorità, al fine di massimizzare l'utilizzo della capacità conferita, disciplinasse la riallocazione delle capacità non utilizzate, incentivando per il periodo invernale 2006-2007 il riacquisto di capacità non utilizzata nei punti di interconnessione con l'estero.

L'Autorità è dunque intervenuta con la delibera 16 novembre 2006, n. 254, riconoscendo all'utente del servizio di trasporto, per il periodo 1 dicembre 2006 – 31 marzo 2007, la facoltà di rinunciare, mese per mese, all'utilizzo di parte delle capacità continue conferitegli presso i punti di entrata interconnessi con l'estero, al fine della loro assegnazione da parte dell'impresa di trasporto ad altri utenti.

L'Autorità inoltre, con la delibera 27 febbraio 2007, n. 45, ha integrato la delibera n. 166/05, introducendo, limitatamente ai punti di entrata interconnessi con l'estero, corrispettivi di capacità infrannuale, dimensionati in ragione della durata del conferimento e della stagionalità dello stesso, per un periodo di due anni a partire dall'anno termico 2007-2008.

La delibera n. 163/07 ha sancito pertanto una corrispondente disciplina del conferimento della capacità di trasporto di durata non superiore all'anno, nei punti di entrata interconnessi con l'estero, strettamente legata alle effettive disponibilità di gas in importazione determinate considerando la durata e le quantità dei contratti di importazione. In particolare, limitatamente ai punti di entrata interconnessi con l'estero, è stato stabilito che l'impresa di trasporto effettui conferimenti di durata inferiore a un anno con i seguenti criteri e modalità:

- all'inizio dell'anno termico, contestualmente all'assegnazione della capacità di trasporto di durata annuale e con decorrenza a partire dall'inizio dell'anno termico, ovvero con decorrenza ad anno termico avviato, nel solo caso di contratti pluriennali il cui inizio è previsto in corso d'anno termico;
- in corso di anno termico, con decorrenza a partire dal mese successivo al mese in cui è effettuato il conferimento;
- nel rispetto di un ordine di priorità che privilegia i conferimenti di maggiore durata;
- per una durata complessiva del conferimento non eccedente la durata dei contratti di importazione;
- considerando inclusi nella durata di un contratto di importazione i mesi all'interno dei quali ricadono la data di decorrenza e/o di conclusione del medesimo contratto.

Tali disposizioni sono finalizzate a temperare l'esigenza, manifestata dagli operatori nella fase di consultazione, di poter disporre della capacità di trasporto conferita in funzione dei propri contratti di importazione, con la necessità di un utilizzo efficiente dei margini di capacità di trasporto. Ciò in considerazione dell'attuale momento di carenza delle infrastrutture di importazione e in coerenza con le misure di massimizzazione delle importazioni che potrebbero essere richieste dal Ministero dello sviluppo economico nell'evenienza di situazioni di emergenza del sistema nazionale.

Emergenza gas – Massimizzazione di importazioni e riempimento degli stoccaggi per fronteggiare la domanda dell'inverno 2007-2008

L'Autorità, con delibera 1 agosto 2007, n. 202, ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico sullo Schema di decreto recante misure di massimizzazione delle importazioni di gas naturale e di riempimento degli stoccaggi ai fini della sicurezza del sistema del gas per il ciclo invernale 2007-2008. L'Autorità ha altresì ritenuto opportuno che il decreto individui esplicitamente il soggetto preposto a compiere la valutazione della sussistenza delle cause di provata forza maggiore che, se accertate, autorizzano il ricorso allo stoccaggio strategico in caso di mancato utilizzo della capacità conferita e conseguenti mancate importazioni; e che tale soggetto, coerentemente con la normativa in vigore per le autorizzazioni per l'utilizzo dello stoccaggio strategico, sia individuato nello stesso Ministero dello sviluppo economico.

Il Ministero è quindi intervenuto con decreto del 30 agosto 2007; il provvedimento, per il periodo dal 5 novembre 2007 al 31 marzo 2008, pone in capo alle imprese titolari di capacità di trasporto di gas naturale a ogni punto di entrata della rete nazionale di trasporto del gas naturale interconnesso con l'estero, l'obbligo di massimizzare le immissioni complessive di gas in rete, utilizzando completamente la capacità di trasporto, tenuto conto dei volumi massimi consentiti dai contratti di importazione e della loro gestione. I quantitativi di gas che dovessero complessivamente risultare non importati per il mancato utilizzo della capacità conferita, sono considerati quali prelievi virtuali non autorizzati dallo stoccaggio strategico e soggetti al corrispettivo determinato secondo i criteri

indicati dalla delibera 21 giugno 2005, n. 119 (come modificata dalla delibera n. 50/06).

Emergenza gas – Interventi per il contenimento dei consumi di gas naturale

L'Autorità, con delibera 22 agosto 2007, n. 211, ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico sullo Schema di decreto recante l'introduzione dell'obbligo per i clienti finali di contribuire al contenimento dei consumi di gas a seguito di richiesta del ministero in caso di emergenza per il sistema. L'Autorità inoltre ha ritenuto conveniente che il decreto, al fine di promuovere l'adesione volontaria da parte di soggetti disponibili a ridurre i consumi per primi in caso di necessità (la cosiddetta "prima linea di intervento"), nonché la massima partecipazione alla procedura anche da parte dei clienti finali in particolari situazioni (per esempio, caratterizzati da un ciclo produttivo con oggettivi vincoli di prelievo di gas continuo e costante per tutti i giorni di più mesi dell'anno), debba prevedere la facoltà di definire gli impegni alla riduzione dei consumi in termini di entità e durata.

Con il decreto 11 settembre 2007 il Ministero dello sviluppo economico ha ipotizzato che tutti i clienti finali siano obbligati a contribuire al contenimento dei consumi di gas naturale: alcuni direttamente, attraverso il contenimento dei propri consumi, gli altri esclusivamente tramite il versamento di un corrispettivo. Il decreto stabilisce un sistema di premi e penali, diretto ai clienti obbligati, il cui saldo netto è alimentato da corrispettivi applicati alla generalità dei clienti finali. Il meccanismo prevede due differenti livelli di premio. Il primo, più elevato, riguarda la sopraccitata "prima linea di intervento". Il secondo, di minore entità, è destinato ai soggetti afferenti la cosiddetta "seconda linea di intervento". Il decreto, infine, riconosce compensi alle imprese di vendita di gas per gli oneri connessi con le attività di coinvolgimento dei loro clienti finali nelle misure di contenimento dei consumi.

L'Autorità, dando seguito alle previsioni contenute nel decreto, con delibera 31 ottobre 2007, n. 277, ha definito:

- un corrispettivo a titolo di maggiorazione del corrispettivo unitario variabile della tariffa di trasporto applicato all'energia associata al gas immesso nella rete a carico di tutti gli utenti del trasporto;

- per coloro che aderiscono al contenimento dei consumi nell'ambito della prima linea di intervento, l'articolazione del premio in una parte fissa da applicare all'impegno assunto per l'anno termico 2007-2008 di riduzione giornaliera dei prelievi e in una parte variabile in funzione della riduzione effettuata; è stata inoltre prevista la possibilità di scelta tra due combinazioni alternative di premio fisso e variabile, al fine di massimizzare la partecipazione alla prima linea, commisurate al differenziale di costo di combustibili alternativi e alla riduzione ipotizzabile del margine operativo dei clienti finali conseguenti al contenimento dei consumi di gas;
- per i clienti finali soggetti all'obbligo di riduzione dei consumi che non aderiscono alla prima linea di intervento un premio significativamente ridotto rispetto al premio riconosciuto ai clienti finali che vi aderiscono;
- incentivi, commisurati ai costi presumibilmente sostenuti, a favore delle imprese di vendita che si assumano la responsabilità del contenimento dei consumi aggregando le disponibilità di propri clienti finali.

L'Autorità, inoltre, con il medesimo provvedimento ha ritenuto necessario:

- avvalersi della Cassa conguaglio per il settore elettrico ai fini della gestione dei flussi finanziari derivanti dall'applicazione delle disposizioni del decreto 11 settembre 2007;
- prevedere in via transitoria e urgente, tenendo conto di quanto stabilito con la delibera 25 giugno 2007, n. 144, in materia di recesso dai contratti per la fornitura di energia elettrica e/o gas, la possibilità, per i clienti finali che ne hanno i requisiti ai sensi del decreto 11 settembre 2007, di recedere dai contratti di fornitura sottoscritti alla data di entrata in vigore del medesimo decreto, al solo fine di sottoscrivere nuovi contratti di fornitura di gas naturale che prevedono l'adesione al contenimento dei consumi tramite l'impresa di vendita;
- prevedere per l'esercizio della suddetta facoltà un termine e un congruo preavviso, in coerenza con le tempistiche per l'adesione al contenimento dei consumi previsti dal decreto 11 settembre 2007.

Il Ministro dello sviluppo economico, con il decreto 14 dicembre 2007, ha integrato quanto previsto dal precedente decreto

dell'11 settembre in materia di contenimento dei consumi di gas naturale. Il provvedimento ha esteso, per il periodo compreso tra il 14 gennaio e il 6 aprile 2008, la possibilità di assumere congiuntamente l'impegno a contenere i propri consumi a raggruppamenti volontari e temporanei di clienti finali e di loro consorzi, che diano a tal fine mandato irrevocabile a un soggetto che si assuma la responsabilità del risultato complessivo del contenimento dei consumi dei mandatari e benefici di incentivi determinati dall'Autorità.

L'Autorità pertanto è intervenuta con la delibera 14 dicembre 2007, n. 323, prevedendo le penali per inadempienza, i premi per ottemperanza, gli incentivi per il soggetto mandatario e le possibilità e le modalità di recesso dall'adesione al contenimento dei consumi di gas assunta in base al decreto 11 settembre 2007.

Al soggetto mandatario, infine, sono applicate condizioni economiche analoghe a quelle definite con la delibera n. 277/07 per le imprese di vendita che si assumano la responsabilità del contenimento dei consumi dei propri clienti aderenti in forma congiunta.

Mercato regolamentato delle capacità e del gas

Con la delibera 8 marzo 2007, n. 56, l'Autorità ha avviato un provvedimento finalizzato all'individuazione delle procedure per l'offerta di gas presso il PSV per tre tipologie di soggetti importatori/producenti di gas naturale, ossia:

- i soggetti che accedono alle capacità non oggetto di esenzione relativamente alle infrastrutture per le quali è stata già concessa un'esenzione;
- tutti i soggetti che accedono alle capacità non oggetto di esenzione e alle corrispondenti capacità presso il sistema nazionale di gasdotti, nonché alle capacità presso il medesimo sistema che residuali rispetto al riconoscimento di un diritto all'allocazione prioritaria;
- i soggetti produttori di gas naturale nel territorio nazionale e i soggetti che richiedono l'autorizzazione all'importazione. Tali soggetti infatti, ai sensi della legge 2 aprile 2007, n. 40 (di conversione del decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7), sono tenuti rispettivamente a corrispondere le *royalty* in natura attraverso una vendita al PSV e a rilasciare, presso il medesimo PSV, il 10% dei volumi importati.

Sempre nell'ottica di promuovere la concorrenza sul mercato regolamentato delle capacità e del gas, con la delibera 28 settembre 2007, n. 245, l'Autorità ha approvato, su proposta dell'impresa maggiore di trasporto, un'ulteriore modifica al PSV. Le integrazioni contenute nella delibera n. 245/07 introducono elementi di novità rispetto alle condizioni in vigore per l'anno termico 2006-2007; al fine di favorire un più ampio utilizzo del mercato regolamentato delle capacità e del gas, è stato consentito agli utenti del servizio di rigassificazione di gestire in maniera più flessibile i flussi di gas riconsegnati dall'impresa di rigassificazione, attraverso la registrazione delle operazioni di riconsegna del GNL rigassificato al PSV e la possibilità per gli utenti del servizio di rigassificazione di effettuare transazioni volte a limitare le differenze tra i quantitativi di gas programmati in riconsegna dal terminale di rigassificazione e i quantitativi effettivamente riconsegnati.

L'Autorità, infine, con la delibera 17 dicembre 2007, n. 326, ha provveduto a determinare le modalità economiche di offerta delle aliquote del prodotto della coltivazione di giacimento di gas dovute allo Stato come stabilito dal decreto 12 luglio 2007 del Ministro dello sviluppo economico, ai sensi della sopraccitata legge n. 40/07. Su tale decreto la stessa Autorità ha espresso il suo parere favorevole, con la delibera 28 giugno 2007, n. 162. L'Autorità ha stabilito che la cessione delle predette aliquote relative a ciascun anno presso il PSV avvenga attraverso una procedura concorsuale a evidenza pubblica secondo modalità e criteri predefiniti. In particolare la delibera n. 326/07 prevede che:

- ciascun titolare offra, nell'ambito della procedura concorsuale, quantitativi di gas con consegna al PSV rispettivamente nei mesi di febbraio e marzo 2008 (quote mensili);
- le quote mensili, ai sensi di quanto previsto all'art. 1, comma 7, del decreto 12 luglio 2007, siano riportate in unità di energia considerando un potere calorifico superiore pari a 38,52 MJ/S(m³);
- ciascuna quota mensile sia suddivisa in un numero intero di lotti pari almeno a due e tale che il quantitativo di gas associato a ciascun lotto risulti il più prossimo a 100.000 GJ;
- i quantitativi di gas associati ai lotti assegnati siano consegnati al PSV dal titolare al soggetto assegnatario in quantità giornaliere costanti nel corso del mese.

Procedura a evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza

Facendo seguito agli indirizzi contenuti nella legge 23 agosto 2004, n. 239, l'Autorità ha definito, con la delibera 18 gennaio 2007, n. 10, la procedura a evidenza pubblica finalizzata a individuare, per ciascun anno, i fornitori di ultima istanza per i clienti finali con consumi annui inferiori o pari a 200.000 S(m³). Destinatari di tale provvedimento sono tutti i clienti privi di fornitore per cause indipendenti dalla loro volontà: i clienti il cui venditore di mercato libero dichiara fallimento, veda revocata la propria licenza di attività, oppure decida di non rifornire più determinate fasce di clientela, così come i clienti privi di fornitore che in passato siano risultati morosi ma che attualmente dimostrino solvibilità.

I fornitori, selezionati tra gli operatori di vendita in possesso dei requisiti previsti dalla delibera n. 10/07, devono:

- essere individuati per ciascuna delle 5 macroaree di prelievo la cui composizione è verificata anno per anno;
- presentare alla Cassa conguaglio per il settore elettrico una garanzia il cui ammontare è definito annualmente dall'Autorità, qualora non siano in possesso di un *rating* creditizio pari ad almeno Baa3 (*Moody's Investor Services*) o BBB (*Standard & Poor's Corporation*).

La delibera ha fissato il primo termine per la presentazione dell'istanza di partecipazione alla procedura concorsuale al 5 febbraio 2007, ma entro quella data nessun operatore di vendita si era candidato all'assunzione dell'incarico. Ha quindi stabilito che entro il 15 settembre di ogni anno gli esercenti interessati presentino all'Autorità istanza corredata da documenti e informazioni.

Al fine di fornire chiarimenti agli operatori e recepire alcune loro osservazioni, tra le quali la necessità di procrastinare i sopramenzionati termini per l'anno termico 2007-2008, l'Autorità, con delibera 6 settembre 2007, n. 213, ha provveduto a spostare in avanti il suddetto termine, ammettendo alla partecipazione alla procedura a evidenza pubblica per l'anno termico 2007-2008 (periodo dal 1° ottobre 2007 al 30 settembre 2008) gli operatori di vendita che ne abbiano fatto richiesta entro il 22 settembre 2007.

L'Autorità ha poi chiarito il ruolo del fornitore di ultima istanza con la delibera 13 settembre 2007, n. 221, stabilendo che tale fornitore:

- non è responsabile delle partite pregresse del cliente finale, né dell'inadempienza agli obblighi di comunicazione riguardo al numero dei clienti forniti, passati ad altro fornitore o sospesi per morosità, e dei corrispondenti volumi, se tale inadempienza si è verificata per cause non dipendenti dalla sua volontà;
- è tenuto all'erogazione del servizio alle condizioni economiche offerte nell'ambito delle procedure concorsuali, indipendentemente dalle modalità di riconoscimento definite dall'Autorità con successivo provvedimento.

Con la suddetta delibera, l'Autorità ha infine stabilito alcune modifiche alle procedure operative introducendo:

- l'applicazione graduale degli obblighi di cui alla delibera 18 ottobre 2001, n. 229 (concernente le condizioni contrattuali del servizio di vendita del gas) e alla delibera 29 settembre 2004, n. 168 (riguardante le disposizioni in materia

di qualità del servizio di vendita), in considerazione delle particolari condizioni di attivazione del servizio;

- l'alleggerimento della procedura prevista in caso di ritardato pagamento da parte dei clienti finali;
- la verifica delle garanzie prestate dal fornitore in occasione dell'istanza di partecipazione alla procedura a evidenza pubblica;
- la definizione dei tempi per la richiesta di subentro al fornitore, del contenuto della richiesta e dell'insieme minimo delle informazioni trasmesse al fornitore di ultima istanza come previsto dalla delibera n. 168/04 sulla qualità commerciale;
- l'obbligo, a carico del fornitore di ultima istanza, di effettuare una comunicazione al cliente finale al momento dell'attivazione;
- l'obbligo per ciascun soggetto interessato all'incarico di dichiarare il quantitativo minimo di gas che è disponibile a erogare annualmente ai clienti serviti.

La graduatoria risultante da tale procedura è stata approvata dall'Autorità con la delibera 28 settembre 2007, n. 243 (Tav. 3.1).

TAV. 3.1

Graduatoria delle offerte

Graduatoria delle offerte presentate nella procedura a evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza

MACROAREA	N.	OPERATORE	QUANTITÀ (m³)
Nord piemontese (E1), Sud piemontese e Liguria (E2)	1	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000
Lombardo orientale (C), Lombardo occidentale (D)	1	Asm Energia e Ambiente	30.000.000
	2	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000
Friuli Venezia Giulia (A), Trentino Alto Adige e Veneto (B), Basso Veneto (G)	1	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000
Emilia e Liguria (F), Romagna (I), Toscana e Lazio (H), Umbria e Marche (L)	1	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000
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

Provvedimenti in materia di condizioni economiche di fornitura ai clienti finali per la componente commercializzazione all'ingrosso

A valle del contenzioso relativo alla disciplina sull'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, di cui alla delibera 29 dicembre 2004, n. 248, e nel rispetto delle decisioni dell'adu-

nanza plenaria del Consiglio di Stato n. 1 e n. 2 dell'11 gennaio 2007, che hanno confermato il potere a provvedere sulla materia, l'Autorità ha fissato, nella delibera 29 marzo 2007, n. 79, le condizioni economiche che gli esercenti devono applicare per il periodo compreso tra il 5 gennaio 2005 e il 31 marzo 2007.

Tale delibera fa seguito al Documento per la consultazione, di cui all'Atto 27 febbraio 2007, n. 11, nel quale è stata evidenziata la

necessità di superare, attraverso un nuovo provvedimento, la situazione di incertezza generata dal suddetto contenzioso, tenendo però in considerazione l'impatto della ritardata adozione del provvedimento stesso, in termini di conguagli, rinegoziazione delle condizioni di acquisto del gas, possibile intensificazione del contenzioso tra esercenti e tra clienti ed esercenti. La valorizzazione delle condizioni economiche in oggetto è pertanto fissata in modo da:

- minimizzare i costi amministrativi legati ai conguagli, confermando per il 2005 i valori di aggiornamento definiti nella delibera 29 novembre 2002, n. 195, e prevedendo che i venditori recuperino le somme precedentemente conguagliate ai clienti finali a fronte delle delibere 27 marzo 2006, n. 65, 28 giugno 2006, n. 134, 27 settembre 2006, n. 205 e 28 dicembre 2006, n. 320;
- porre a carico del sistema una parte degli oneri di rinegoziazione delle condizioni di acquisto gas prevedendone un incremento rispetto a quanto definito con la delibera n. 134/06.

L'aggiornamento delle condizioni economiche è pertanto fissato:

- per l'anno 2005, su valori incrementali eguali a quelli risultanti dall'applicazione dei criteri di indicizzazione previsti dalla delibera n. 195/02;
- per il primo semestre 2006 sui valori incrementali di cui alle delibere 29 dicembre 2005, n. 298 e 27 marzo 2006, n. 63;
- a partire dall'1 luglio 2006 sui valori incrementali risultanti dall'applicazione dei criteri introdotti dalla delibera n. 134/06.

La delibera n. 79/07 definisce dunque l'aggiornamento, per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2005 e il 31 marzo 2007, del corrispettivo variabile di commercializzazione all'ingrosso, di cui all'art. 7 della delibera 4 dicembre 2003, n. 138, in materia di criteri per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali.

La stessa delibera n. 79/07 ha fissato inoltre al 30 aprile 2007 il termine entro il quale gli esercenti l'attività di vendita erano tenuti a rinegoziare i contratti di compravendita all'ingrosso di gas naturale, stipulati successivamente al 1° gennaio 2005 e in essere nel periodo 1 gennaio 2006 – 30 giugno 2006, secondo le nuove condizioni economiche, e al 31 maggio il termine entro

il quale darne comunicazione all'Autorità assieme al proprio fornitore all'ingrosso. Su richiesta di alcune associazioni di categoria degli operatori di vendita all'ingrosso e al dettaglio e di diversi operatori, tali termini sono stati prorogati rispettivamente al 4 e al 29 giugno 2007 con delibera 26 aprile 2007, n. 101.

Per il secondo e il terzo trimestre 2007, le condizioni economiche di fornitura di gas naturale, con riferimento al corrispettivo variabile per la commercializzazione all'ingrosso, sono state aggiornate in diminuzione, rispettivamente di 0,0587 e di 0,0239 c€/MJ (o di 2,2611 e di 0,9206 c€/m³ per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore a quello di riferimento, pari a 38,52 MJ/m³), nella delibera 29 marzo 2007, n. 80, per il periodo aprile-giugno 2007, e nella delibera 27 giugno 2007, n. 158, per il periodo luglio-settembre 2007.

Gli aggiornamenti per il quarto trimestre 2007 e per il primo trimestre 2008, di cui rispettivamente alla delibera 27 settembre 2007, n. 242, e alla delibera 28 dicembre 2007, n. 346, rivedono invece in aumento le suddette condizioni economiche, rispettivamente per 0,0326 e per 0,0691 c€/MJ (o per 1,2558 e per 2,6617 c€/m³ per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore a quello di riferimento, pari a 38,52 MJ/m³), conseguentemente al rialzo dei prezzi internazionali degli idrocarburi, il cui impatto non è attenuato dagli oneri di sistema, e alla mancanza di concorrenza nel settore del gas naturale (vedi anche Volume 1, Capitolo 3).

Revisione delle condizioni economiche di fornitura – Componenti stoccaggio e trasporto

L'Autorità, con delibera n. 50/06, ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per il secondo periodo di stoccaggio secondo gli indirizzi contenuti nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come indicato all'art. 6 della delibera n. 138/03. Secondo tali criteri, per la movimentazione fisica del gas stoccato, gli utenti del servizio devono sostenere gli oneri connessi con i consumi delle centrali di compressione e di trattamento, attraverso il pagamento del corrispettivo variabile di commercializzazione all'ingrosso. A seguito dell'approvazione dei corrispettivi di stoccaggio per l'anno termico 1 aprile 2007 – 31 marzo 2008, con la delibera n. 78/07 e del richiamato aggiornamento del corrispettivo variabile per la commercializzazione all'ingrosso di cui alla delibera n. 79/07, l'Autorità ha ritenuto di dover aggiornare, con la delibera 30

marzo 2007, n. 84, la componente QS, di cui all'art. 3 della delibera n. 138/03, per il periodo 1 aprile 2007 – 31 marzo 2008, fissandola pari a 0,254892 €/GJ. Si tratta della componente tariffaria dello stoccaggio delle condizioni economiche di fornitura fissate dall'Autorità per i clienti finali domestici di minore dimensione oggetto di tutela, vale a dire la componente a copertura dei costi di stoccaggio sostenuti dai fornitori. La delibera n. 138/03 stabilisce all'art. 6, comma 2, anche le modalità di calcolo della componente tariffaria del trasporto delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale. In particolare è previsto che il corrispettivo medio unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale per i conferimenti nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti (CP_g) debba essere definito dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun anno termico. Tale corrispettivo, per l'anno termico 1 ottobre 2007 – 30 settembre 2008, è fissato a 1,290953 €/a/Sm³/g dalla delibera 27 settembre 2007, n. 241.

Infine, la delibera n. 346/07 ha rivisto le modalità di calcolo della componente tariffaria del trasporto sopraccitata, relativamente alla parte della formula riferita alla quota relativa al costo per l'impegno di capacità di rete nazionale e regionale e al costo variabile (QTV^k) nella quale è stato aggiunto anche il corrispettivo unitario variabile per la contribuzione a titolo oneroso al contenimento dei consumi di gas (CV^l), introdotto dalla delibera n. 277/07 e ne è stato fissato il relativo valore in 0,010439 €/GJ.

Revisione delle condizioni economiche di fornitura – Componente vendita al dettaglio

L'art. 8 della delibera n. 138/03 stabilisce le modalità di calcolo della componente relativa alla vendita al dettaglio (QVD) delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale. Alcune associazioni di categoria hanno segnalato il disallineamento della QVD rispetto agli effettivi costi di commercializzazione, con riferimento sia al livello sia all'articolazione di tale componente.

L'Autorità ha pertanto ritenuto di avviare, con la delibera 19 dicembre 2006, n. 297, un procedimento per la revisione della componente QVD, in cui tener conto anche:

- dell'evoluzione normativa subito dopo il 2003 dai mercati del gas e dell'energia elettrica, con particolare riferimento

all'impatto economico degli obblighi in materia di standard contrattuali, qualità commerciale e procedure d'accesso, e dell'evoluzione dell'assetto relativo alle attività di misura, i cui costi sono attualmente coperti dalla componente QVD per quanto riguarda la lettura dei misuratori e la gestione delle letture;

- della reale corrispondenza tra la responsabilità dei clienti finali nella formazione dei costi in oggetto e il loro attuale criterio di attribuzione.

A tale proposito, nella comunicazione del 18 settembre 2007, la Direzione Mercati, ha richiesto agli esercenti la vendita al dettaglio informazioni sui costi sostenuti per gli adempimenti normativi e regolatori.

L'analisi dei dati pervenuti ha mostrato un'effettiva inadeguatezza della componente QVD nella copertura dei costi legati ai suddetti adempimenti, ma ha rivelato altresì l'incompletezza e a volte l'incongruità dei dati trasmessi, che ha reso necessari ulteriori approfondimenti prima di procedere a una revisione completa dell'articolazione del QVD, anche confrontando i risultati ottenuti con analogha rilevazione condotta sul mercato elettrico.

Con la delibera 27 settembre 2007, n. 240, l'Autorità ha quindi provveduto a modificare il valore della componente QVD di cui all'art. 8 della delibera n. 138/03 già a partire dall'1 ottobre 2007, innalzando il coefficiente rappresentativo dei costi unitari dell'attività di vendita al dettaglio a 35,82 €/cliente e rimandando a successivo provvedimento la revisione dell'articolazione della componente.

Con Atto 30 novembre 2007, n. 48, l'Autorità ha presentato in consultazione gli orientamenti in materia di commercializzazione di energia elettrica e gas nei mercati al dettaglio, in cui viene affrontata simultaneamente per i due mercati la revisione della disciplina relativa alle componenti QVD e PCV (Prezzo di commercializzazione della vendita per il mercato elettrico di maggior tutela), partendo dal presupposto che, fatte salve le differenze di assetto, molte delle attività di commercializzazione ricorrono in entrambi i mercati.

Dopo una sezione dedicata all'analisi comparata dei due settori con riferimento alla gestione delle richieste di prestazioni e in generale alle attività di commercializzazione con l'indicazione delle principali voci di costo (costo di acquisizione del cliente, costo della rete commerciale presente sul terri-

torio, costo delle infrastrutture per la gestione dei clienti e dei sistemi informativi), il documento passa a esporre il regime proposto per i due settori che si differenziano principalmente per il fatto che, mentre nel mercato elettrico i clienti di maggior tutela e i clienti liberi vengono gestiti attraverso operatori di vendita dedicati, nel mercato gas la gestione è in capo a un unico operatore, cosa che rende inutile la differenziazione tra prezzo di commercializzazione e remunerazione delle attività di commercializzazione ipotizzata per l'elettrico.

L'analisi dei costi degli operatori, finalizzata alla revisione dell'articolazione della componente QVD, evidenzia che:

- la maggior parte dei costi sostenuti per la commercializzazione dipende dal numero dei clienti, anche se esiste una relazione diretta tra i costi per cliente e il livello dei consumi unitari;
- esistono costi fissi, indipendenti dal volume di attività dell'operatore;
- non si riscontrano differenze di costo significative legate alla localizzazione geografica degli operatori.

Accertata l'incoerenza di tale struttura di costo con la natura interamente variabile della componente QVD e la sua forte differenziazione tra ambiti geografici, l'Autorità ha proposto nel documento una diversa articolazione dalla componente QVD, attraverso l'introduzione di una quota fissa, e un'articolazione di corrispettivi variabili per scaglioni di consumo, oltre che l'eliminazione della attuale differenziazione per ambito tariffario.

Infine, visti gli impatti sulla spesa annua di alcune categorie di clienti e sulla situazione economico-finanziaria degli operatori, nel medesimo documento sono stati proposti regimi di gradualità verso il regime definitivo.

La delibera 28 dicembre 2007, n. 347, che modifica l'art. 8 e l'art. 13 della delibera n. 138/03, conferma nella sostanza l'impostazione proposta nel suddetto Documento per la consultazione, ma rimanda a un momento successivo e comunque a valle della definizione dell'assetto delle attività di misura, l'uniformazione su base nazionale della componente QVD, affidando al Direttore della Direzione mercati il compito di verificare la fattibilità di tale uniformazione a partire eventualmente dall'1 ottobre 2008.

Regolamentazione delle infrastrutture

Trasporto – Modifiche al decreto 31 gennaio 2007 in merito al gasdotto Poseidon

Con il decreto 31 gennaio 2007, il Ministro dello sviluppo economico, dietro parere favorevole dell'Autorità, nonché delle competenti Autorità greche, ha concesso un'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi, ai sensi della legge n. 239/04 e in conformità alla Direttiva 2003/55/CE, alle società Edison Spa e Depa SA, in relazione al gasdotto di interconnessione tra Italia e Grecia denominato Poseidon, alle seguenti condizioni:

- assoggettamento della capacità relativa al flusso virtuale inverso (dall'Italia alla Grecia) del gasdotto Poseidon alle norme di accesso regolato;
- obbligo per le società di indire, entro un anno dalla data di inizio dell'operatività del gasdotto Poseidon, una procedura pubblica, approvata dalle competenti Autorità, per l'allocatione a terzi di una quota della capacità marginale del gasdotto Poseidon, pari a 800 milioni di metri cubi all'anno, da realizzare in caso di esito positivo della suddetta procedura;
- obbligo per i soggetti importatori che utilizzano la capacità oggetto di esenzione del gasdotto Poseidon, di offrire

annualmente il 10% dei volumi di gas importati nell'ambito del PSV, secondo condizioni trasparenti e non discriminatorie;

- inammissibilità di domande di autorizzazione, ai sensi dell'art. 8 del decreto ministeriale 11 aprile 2006, relative a cessioni o scambi della capacità di trasporto attribuita a soggetti importatori che determinino situazioni in cui un soggetto importatore disponga di una capacità di trasporto superiore all'80% della capacità oggetto di esenzione;
- alla capacità in esenzione si applicano, tra l'altro, disposizioni in materia di cessione a terzi della capacità di trasporto non utilizzata, in accordo alle disposizioni del Regolamento n. 1775/2005 del Parlamento europeo e del Consiglio del 28 settembre 2005.

L'Autorità, con delibera 18 giugno 2007, n. 138, ha espresso parere favorevole in relazione alle modifiche del decreto 31 gennaio 2007 proposte dal Ministero dello sviluppo economico, al fine di soddisfare alcune osservazioni espresse dalla Commissione europea. In particolare è stato infine stabilito che la capacità marginale del gasdotto sia non inferiore a 800 milioni di metri cubi; che le imprese diano comunicazione della durata dei contratti di acquisto di gas naturale relativi alla capacità del gasdotto oggetto di esenzione, al fine di una valutazione da parte dell'Autorità della possibilità di accordare periodi diversi di esenzione in funzione delle suddette durate; che l'esenzione è revocata, salvo deroghe motivate, in caso il gasdotto non avvii l'operatività entro il 2012.

Trasporto – Modifiche del Codice di rete di Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia

Come più sopra descritto, con la delibera n. 163/07, l'Autorità ha disposto delle integrazioni alla delibera n. 137/02 in relazione alla disciplina dei conferimenti di capacità di trasporto, introducendo conferimenti di durata inferiore a un anno termico, limitatamente ai punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con l'estero.

In recepimento di tale delibera, la società Snam Rete Gas ha presentato e successivamente integrato alcune proposte di modifica al proprio Codice di rete.

L'Autorità ha ritenuto che tali proposte fossero coerenti con la nuova disciplina riguardante i conferimenti di capacità di

trasporto e ha così deciso di approvare la proposta di modifica del Codice di rete per le attività di trasporto formulate dalla società Snam Rete Gas con delibera 24 luglio 2007, n. 194.

Con la delibera 2 febbraio 2007, n. 17, l'Autorità ha definito i profili di prelievo standard e categorie d'uso del gas di cui alla delibera 29 luglio 2004, n. 138, attuando una ridefinizione delle modalità di ripartizione del gas tra le diverse società di vendita, in termini sia di responsabilità dei soggetti interessati sia di tempistiche e modalità operative. In particolare, tali profili, il cui utilizzo sarà obbligatorio a partire dall'anno termico 2007-2008, devono essere utilizzati da tutte le imprese di distribuzione per la stima dei dati necessari alla fatturazione del servizio di distribuzione e per la corretta ripartizione del gas tra le diverse società di vendita, sia in caso di non disponibilità di letture, sia per la ripartizione temporale dei dati misurati (vedi *infra*).

In recepimento di tale delibera le società Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia hanno presentato proposte di modifica dei propri Codici di rete; l'Autorità, ritenuto che tali proposte fossero coerenti con le disposizioni della delibera n. 17/07, ha deciso di approvarle con delibera 1 agosto 2007, n. 203.

Distribuzione – Definizione di profili di prelievo standard e categorie d'uso del gas

L'Autorità, ai fini della riforma del bilanciamento gas, ha emanato la delibera n. 17/07, in materia di definizione di profili di prelievo standard e categorie d'uso del gas, come previsto all'art. 7 della delibera n. 138/04. Con questo provvedimento l'Autorità ha modificato la precedente delibera n. 138/04 al fine di attuare una ridefinizione degli attuali processi allocativi in termini sia di responsabilità dei soggetti interessati sia di tempistiche e modalità operative, in quanto essenziale al raggiungimento dell'obiettivo di predisposizione giornaliera del bilancio commerciale definitivo e all'istituzione di un mercato giornaliero di bilanciamento. Con lo stesso provvedimento, sono stati stabiliti i profili di prelievo standard che dovranno essere utilizzati con omogeneità su tutto il territorio nazionale. Questi provvedimenti sono entrati in vigore a partire dall'1 ottobre 2007.

A seguito di queste nuove disposizioni, con la delibera 2 otto-

bre 2007, n. 247, l'Autorità ha ritenuto opportuno aggiornare il Codice di rete tipo per il servizio di distribuzione al fine di recepire le modifiche e le integrazioni alla delibera n. 138/04 e la definizione dei profili di prelievo standard, di cui alla delibera n. 17/07.

Distribuzione – Approvazioni e modifiche dei Codici di rete di alcune imprese

Con la delibera n. 138/04, l'Autorità ha disciplinato le condizioni di accesso ed erogazione del servizio di distribuzione del gas naturale, disponendo che in seguito all'entrata in vigore del Codice di rete tipo, l'impresa di distribuzione predispone il proprio Codice di rete ai sensi dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00:

- adottando la disciplina prevista dal Codice di rete tipo, mediante apposita dichiarazione scritta trasmessa all'Autorità;
- trasmettendo all'Autorità, per la sua approvazione, una proposta di Codice redatta sulla base dello schema allegato alla delibera n. 138/04.

Nell'ipotesi di cui al primo alinea, il comma 3.3 della predetta delibera prevede che:

- l'approvazione di competenza dell'Autorità si intende rilasciata con decorrenza dalla data di ricevimento della dichiarazione dell'impresa;
- l'impresa di distribuzione ha facoltà di integrare il proprio Codice di rete, previa approvazione da parte dell'Autorità, mediante apposite clausole che si giustificano in ragione di specifiche esigenze debitamente motivate.

Con delibera 7 giugno 2007, n. 131, l'Autorità ha chiuso il procedimento di approvazione delle proposte di modifica e integrazione del Codice di rete presentate dalla Società Italiana per il Gas Spa (Italgas). La maggior parte delle proposte di modifica e integrazione presentate è risultata coerente con il quadro normativo di riferimento, in quanto finalizzate ad agevolare l'esercente nella gestione dei rapporti con i propri numerosi utenti del servizio e con i clienti finali. Un'altra parte delle proposte, invece, è stata respinta dall'Autorità poiché

esse non incidono sulla disciplina sostanziale contenuta nelle clausole del Codice di rete tipo, ma si risolvono in modifiche volte a migliorarne la formulazione o, in alcuni casi, l'applicazione, e pertanto si tratta di proposte non giustificabili dalle esigenze specifiche della società.

Sempre in riferimento alla società Italgas, con la delibera 2 ottobre 2007, n. 248, l'Autorità ha provveduto ad approvare ulteriori aggiornamenti della disciplina del Codice di rete relativamente ai seguenti aspetti:

- la verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale;
- la verifica della pressione di fornitura su richiesta del cliente finale;
- la disciplina relativa al servizio di pronto intervento;
- i parametri qualitativi caratterizzanti il gas riconsegnato.

Nel corso dell'anno 2007, sono stati effettuati aggiornamenti e modifiche ai Codici di rete di altre imprese di distribuzione, richiesti dalla stessa Autorità o dalle società per adeguare i Codici alle nuove disposizioni.

Di seguito sono menzionate le società e le rispettive delibere dell'Autorità di approvazione delle proposte di modifica e integrazione dei rispettivi Codici di rete:

- AES Torino Spa con delibera 2 ottobre 2007, n. 249;
- Toscana Energia Spa con delibera 2 ottobre 2007, n. 250;
- Siciliana Gas Spa con delibera 2 ottobre 2007, n. 251;
- Napoletanagas Spa con delibera 2 ottobre 2007, n. 252.

Distribuzione – Modifiche del Codice di rete tipo

Con la delibera 14 dicembre 2007, n. 324, l'Autorità, in accoglimento delle proposte di modifica e integrazione del Codice di rete tipo, disciplinato dalla delibera 6 giugno 2006, n. 108, contenente le regole per l'accesso e per l'erogazione del servizio di distribuzione del gas, ha previsto che nel medesimo Codice di rete tipo venga:

- introdotta, nel glossario, la definizione di "giorno lavorativo";
- estesa a tutte le prestazioni elencate nel Codice di rete tipo le regole di cui all'art. 48.8 della delibera n. 168/04 per il computo dei tempi di esecuzione delle prestazioni individuate dalla medesima delibera;

- introdotta la possibilità per l'impresa di distribuzione di utilizzare automaticamente, nel caso di mancata lettura di sostituzione nella fornitura per cause indipendenti dalla propria volontà, i profili di prelievo ai fini della individuazione del consumo del cliente;
- estesa la procedura relativa alla sostituzione nella fornitura sul punto di riconsegna chiuso per morosità alla sostituzione nella fornitura su punto di riconsegna chiuso per pronto intervento;
- prevista l'attribuzione di una frequenza di lettura a ciascun punto di riconsegna, equivalente a quella prevista dalla delibera n. 229/01, nel caso di assenza di comunicazione della frequenza di lettura da parte dell'utente del servizio;
- prevista una durata minima di validità dell'attività di lettura in capo all'impresa di distribuzione e modificata contestualmente la durata della medesima attività in capo all'utente.

Stoccaggio – Disposizioni sui corrispettivi per mancato rispetto dei profili di utilizzo della capacità

L'Autorità, con delibera 23 marzo 2007, n. 68, è intervenuta prevedendo, limitatamente al mese di aprile 2007, la non applicazione dei corrispettivi di giacenza minima e di giacenza massima come definiti dalla delibera n. 119/05. Quest'ultima stabilisce che l'impresa di stoccaggio definisca un profilo di utilizzo della capacità, per la fase di iniezione, in relazione alle caratteristiche del proprio sistema di stoccaggio e alle necessità di ricostituzione dei giacimenti, compresa la riserva strategica, così da assicurare l'opportuna flessibilità all'utente. Stabilisce inoltre che il profilo di utilizzo contenga indicazioni sulla giacenza minima e massima consentita all'utente al termine di ciascun mese della fase di iniezione. L'intervento si è reso necessario in seguito alla segnalazione di Stogit Spa che informava sulle difficoltà riscontrate nel rispetto dei profili di utilizzo della capacità di stoccaggio definite dalla stessa società, imputabili alle giacenze in capo ai diversi utenti dello stoccaggio.

Stoccaggio – Approvazioni e modifiche dei Codici delle imprese

Con delibera n. 119/05, l'Autorità ha disciplinato l'accesso e l'erogazione del servizio di stoccaggio in situazioni di norma-

le 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. Edison Stoccaggio ha trasmesso all'Autorità una prima versione del proprio Codice di stoccaggio in data 14 luglio 2006, che però non è risultata conforme alla disciplina stabilita dall'Autorità, la quale ha così chiesto a Edison Stoccaggio di provvedere alle dovute modifiche.

Una seconda versione del Codice di stoccaggio, trasmessa da Edison Stoccaggio in data 15 gennaio 2007, è stata successivamente emendata dalla stessa Edison Stoccaggio al fine di eliminare alcuni profili di incompletezza e di incoerenza rispetto alla normativa vigente rilevati dall'Autorità.

L'Autorità, inoltre, con delibera 22 novembre 2007, n. 291, ha approvato la proposta di modifica del Codice di stoccaggio predisposto dalla società Stogit relativamente alla determinazione e pubblicazione della Capacità di iniezione fisicamente disponibile per il sistema.

Stoccaggio – Definizione dei corrispettivi per l'anno termico 2007-2008, ai fini della reintegrazione degli stoccaggi strategici

L'Autorità, con delibera 29 novembre 2007, n. 297, ha confermato, anche per l'anno termico dello stoccaggio 2007-2008, i valori dei corrispettivi per la reintegrazione degli stoccaggi strategici già fissati con le delibere 30 gennaio 2006, n. 21, e 28 novembre 2006, n. 265. 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 e 2006-2007, 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.

Stoccaggio – Disposizioni per l'utilizzo del servizio di modulazione durante la fase di erogazione

Con delibera n. 119/05 sono state definite le procedure volte a conferire le capacità strumentali al libero accesso; al tal proposito, anche in ragione dell'insufficienza della capacità dispo-

nibile rispetto alle domande, nella medesima delibera si è definito un ordine di priorità tra le diverse richieste, secondo le seguenti finalità di utilizzo:

- approvvigionamento delle riserve strategiche;
- modulazione oraria e bilanciamento operativo delle imprese di trasporto;
- modulazione mineraria dei titolari delle concessioni di coltivazione;
- modulazione dei clienti finali con consumi fino a 200.000 S(m³), relativa a un periodo di punta stagionale mediamente rigido;
- modulazione dei clienti finali con consumi fino a 200.000 S(m³), relativa a un periodo di punta stagionale rigido con frequenza ventennale;
- finalità sottese ai restanti servizi di stoccaggio offerti dall'esercente.

Pertanto, con il conferimento l'utente acquisisce il diritto a immettere e prelevare gas in stoccaggio entro i limiti e in misura funzionale a soddisfare le finalità per le quali è stata riconosciuta la relativa priorità.

L'uso efficiente e razionale dei sistemi di stoccaggio richiede che l'utilizzo delle capacità conferite per le esigenze di modulazione dei clienti finali con consumi annui sino a 200.000 S(m³) sia possibile per l'intera fase di erogazione (periodo compreso tra l'1 novembre e il 31 marzo dell'anno successivo). Ciò può avvenire solo se nel corso di tale fase la giacenza di gas dell'utente sia sufficiente a garantire il soddisfacimento delle esigenze di modulazione dei suoi clienti finali nel restante periodo.

L'Autorità, con il Documento per la consultazione 14 novembre 2007 (Atto n. 43), ha manifestato l'intenzione di prevedere, con riferimento alle capacità di stoccaggio conferite con finalità di modulazione dei clienti finali con consumi fino a 200.000 S(m³) relative sia a un periodo di punta stagionale mediamente rigido sia a un periodo di punta stagionale rigido con frequenza ventennale:

- da un lato, un obbligo in capo agli utenti del servizio, titolari delle suddette capacità di mantenere in stoccaggio, nel corso dell'intera fase di erogazione, una giacenza minima di gas definita, tenuto conto dell'esistenza di strumenti

alternativi di flessibilità del sistema;

- dall'altro, obblighi informativi in capo alle imprese di stoccaggio e di trasporto del gas naturale volti sia ad assicurare agli utenti del servizio di stoccaggio di disporre degli elementi necessari per adempiere all'obbligo di giacenza minima, sia ad attivare flussi informativi che consentano all'Autorità di verificare il predetto adempimento.

L'Autorità quindi, con delibera 4 dicembre 2007, n. 303, al fine di assicurare una gestione efficiente e razionale della capacità complessiva di erogazione da stoccaggio nonché di disciplinare le modalità di utilizzo delle capacità conferite con finalità di modulazione stagionale, ha introdotto per gli utenti, titolari di tale capacità, l'obbligo di disporre, al termine di ciascun mese della fase di erogazione, di una giacenza minima. Quest'ultima è individuata nel minor valore fra:

- la giacenza risultante dalla differenza fra capacità conferita e i prelievi di gas da stoccaggio riconducibili alle esigenze di modulazione dei consumi dei clienti finali con consumo annuo inferiore o pari a 200.000 S(m³), tenuto conto delle effettive condizioni climatiche, della quota di consumi che può essere soddisfatta senza il ricorso allo stoccaggio e della variabilità del gradiente termico del consumo per riscaldamento nel corso della fase di erogazione;
- la giacenza necessaria a garantire la copertura dei consumi qualora si presentassero condizioni rigide con frequenza quarantennale per il proseguimento dell'inverno.

Viene inoltre stabilito che qualora l'utente disponga di gas per quantitativi superiori a quelli sopra indicati, possa, in deroga a quanto previsto dalla delibera n. 119/05, prelevare il gas in eccesso e utilizzare la relativa capacità per finalità diverse da quelle per le quali gli è stata riconosciuta la priorità relativa.

Stoccaggio – Determinazioni per il conferimento delle capacità e della punta giornaliera per il servizio di modulazione per l'anno termico 2008-2009

Nell'ambito del processo di revisione delle modalità e delle procedure per il conferimento della capacità di stoccaggio di modulazione, avviato con la delibera 7 marzo 2005, n. 37, e

proseguito con i Documenti per la consultazione 12 dicembre 2005 e 22 febbraio 2007, l'Autorità è intervenuta con il Documento per la consultazione del 4 dicembre 2007 (Atto n. 51), recante criteri per il conferimento della capacità di stoccaggio di gas naturale finalizzato ad analizzare i principali aspetti di carattere procedurale per l'ordinato svolgimento del processo di conferimento. In particolare si proponeva di utilizzare quale base dati per il conferimento i dati relativi ai consumi e alla tipologia di utilizzo del gas dei clienti finali allacciati agli impianti di distribuzione, raccolti dalle imprese distributrici a partire dall'1 ottobre 2007 ai sensi della delibera n. 17/07.

Le osservazioni ricevute hanno evidenziato profili di criticità circa l'affidabilità dei dati resi disponibili ai sensi della delibera n. 17/07 e alla disponibilità di adeguati flussi informativi tra operatori e utenti, e che tali criticità non consentono l'applicazione dei criteri illustrati nelle procedure di conferimento di capacità di stoccaggio per l'anno termico 2008-2009.

In data 5 febbraio 2008 Stogit, al fine di garantire agli utenti una tempistica adeguata per la presentazione della documentazione necessaria e permettere una gestione ordinata del processo, ha segnalato l'opportunità di una revisione delle tempistiche del processo di conferimento della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2008-2009 rispetto alle scadenze previste nel Codice di stoccaggio (10 febbraio nel Codice di Stogit e 15 febbraio nel Codice di Edison).

L'Autorità quindi, con delibera 7 febbraio 2008, n. 11 (ARG/gas), ha ritenuto opportuno prorogare i termini per la presentazione delle richieste di conferimento di capacità di stoccaggio per il servizio di modulazione per l'anno termico 2008-2009 e non modificare i criteri per il conferimento della capacità di stoccaggio e della punta giornaliera per il servizio di modulazione.

È stato inoltre previsto che le imprese di stoccaggio definiscano procedure che consentano, a partire dall'anno termico di stoccaggio 2008-2009, la decorrenza dall'inizio dell'anno termico di stoccaggio dei trasferimenti di capacità di stoccaggio per il servizio di modulazione in relazione alle sostituzioni nella fornitura dei clienti finali di cui all'art. 18, commi 2 e 3, del decreto legislativo n. 164/00, comunicate nei mesi di febbraio e di marzo, compatibilmente con le tempistiche necessarie al medesimo trasferimento.

Infine, in relazione alla determinazione della richiesta massima

di capacità di stoccaggio, come prevista dalla delibera n. 119/05, è stato dato mandato al Direttore della Direzione mercati dell'Autorità di istituire un gruppo di lavoro composto da rappresentanti delle imprese di stoccaggio, degli utenti dei servizi di stoccaggio, delle imprese di trasporto e di distribuzione al fine di prospettare le modalità di soluzione delle criticità segnalate dagli utenti in relazione alla disciplina proposta in materia dall'Autorità con il Documento per la consultazione del 4 dicembre 2007. I lavori del gruppo saranno conclusi entro il 30 aprile 2008, affinché il successivo provvedimento possa essere adottato tempestivamente, con lo scopo di risolvere le criticità riscontrate e consentire un efficace svolgimento delle procedure di conferimento per l'anno termico di stoccaggio 2009-2010.

GNL – Approvazione del Codice di GNL Italia

Con la delibera 15 maggio 2007, n. 115, l'Autorità ha accolto la proposta del Codice di rigassificazione presentata da GNL Italia, completando il quadro della regolamentazione dell'accesso e dell'utilizzo del sistema delle infrastrutture gas previsto dal decreto legislativo n. 164/00 e, per quel che concerne il gas liquefatto, dalla disciplina di cui alla delibera 1 agosto 2005, n. 167, contenente le regole per l'accesso e l'erogazione del servizio di rigassificazione del gas secondo criteri di massima imparzialità e di libertà d'accesso di tutti gli utenti. La delibera n. 115/07, verificando che il Codice di rigassificazione proposto da GNL Italia ricalcasse i principi della delibera n. 167/05, ovvero la priorità di conferimento della capacità ai possessori di contratti pluriennali e, allo stesso tempo, la tempestività e la trasparenza del conferimento a terzi della capacità non utilizzata, al fine di promuovere il mercato *spot*, ha stabilito:

- l'entrata in vigore del Codice di rigassificazione presentato da GNL Italia in data 1 ottobre 2007, con eccezione delle disposizioni riguardanti i processi di conferimento di capacità e di programmazione del servizio entrati in vigore dal 30 maggio 2007;
- la trasmissione di una relazione, da parte di GNL Italia, entro il 31 marzo 2008, circa la gestione dell'accesso e dell'erogazione del servizio di rigassificazione in applicazione della disciplina, contenuta nel Codice di rigassificazione,

relativa alla definizione della capacità conferita (vedi il Capitolo 5) e alla programmazione delle consegne di GNL (vedi il Capitolo 9) al fine di consentire all'Autorità di verificarne l'efficienza nel perseguire la massimizzazione dell'utilizzo del terminale, nel rispetto del criterio di non discriminazione degli utenti.

GNL – Modifica dell'ordine di merito nell'allocazione della quota non soggetta a esenzione

L'Autorità, con delibera 18 dicembre 2007, n. 327, ha stabilito la modifica della metodologia di allocazione della quota non soggetta a esenzione per i terminali di nuova costruzione, al fine di armonizzare l'ordine di merito di assegnazione della capacità con quello previsto dal decreto del Ministero delle attività produttive del 28 aprile 2006. Infatti, l'applicazione delle procedure definite all'art. 8 della delibera 31 luglio 2006, n. 168, avrebbe potuto dare luogo a esiti diversi nel conferimento della capacità di rigassificazione rispetto agli esiti derivanti dall'applicazione dei criteri definiti all'art. 6 del decreto 28 aprile 2006, ingenerando possibili problemi applicativi e rischi di contenzioso nel corso del conferimento, con conseguenti ritardi nel completamento dello stesso.

Misura – Istituzione di un gruppo di lavoro per l'elaborazione di proposte in materia di requisiti funzionali dei misuratori del gas

Con la pubblicazione del Documento per la consultazione 9 luglio 2007 sulla *Telemisura dei consumi dei clienti finali allacciati alle reti di distribuzione del gas naturale* (Atto n. 27), l'Autorità ha formulato proposte in materia di requisiti funzionali dei misuratori del gas. Nello stesso Documento per la consultazione l'Autorità ha auspicato la costituzione di un tavolo di lavoro finalizzato all'armonizzazione dei processi decisionali dell'UNI (Ente nazionale di unificazione) e del CIG (Comitato italiano gas) e della stessa Autorità al quale invitare anche le amministrazioni competenti. In ottemperanza alle osservazioni precedenti l'Autorità, con determinazione 27 novembre 2007, n. 71, ha istituito un gruppo di lavoro composto da personale dell'Autorità e da personale in rappresentanza dell'UNI/CIG, dei distributori di gas, dei venditori di gas e dei costruttori di misuratori del gas; sono state quindi coinvolte le associazioni Anigas, Anima/Acism, Assogas,

Federestrattiva, Federutility. Le attività di gruppo di lavoro restano comunque circoscritte alla definizione di requisiti funzionali dei misuratori del gas e dei sistemi preposti alla loro telelettura o telegestione.

Unbundling

Con la delibera 18 gennaio 2007, n. 11, l'Autorità aveva approvato il *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e il gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione* che, accanto ad alcune semplificazioni della disciplina contabile precedentemente in vigore, introduceva nuove norme in materia di separazione funzionale, in applicazione delle Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE, con l'obiettivo di garantire l'indipendenza e la terzietà delle attività essenziali per la fornitura del servizio.

Questa delibera ha generato un contenzioso legale, non ancora concluso, ma che dalle risultanze del giudizio di primo grado ha sostanzialmente:

- confermato la sussistenza in capo all'Autorità del potere di adottare la delibera impugnata;
- avvalorato la liceità a imporre vincoli alle procedure che regolano i rapporti tra capogruppo e partecipata;
- negato la pretesa disparità di trattamento tra i soggetti regolati;
- confermato la correttezza del criterio di separazione funzionale alternativo, introdotto dalla delibera 4 ottobre 2007, n. 253, che permette di derogare dalla separazione funzionale dell'intero consiglio di amministrazione, ove sia previsto un comitato esecutivo o figura analoga, separato funzionalmente, il cui giudizio sia vincolante per tutte le decisioni gestionali e organizzative inerenti il servizio amministrato.

Le sentenze del Tribunale amministrativo definiscono l'intervento dell'Autorità "mite e calibrato", "morbido" e "proporzionato", riformando solo gli aspetti legati al ruolo dei dirigenti, il cui comportamento, però, dovrà essere condizionato con le direttive per la formulazione del *Programma degli adempimenti*, attualmente allo studio dell'Autorità.

Regolamentazione della qualità e della sicurezza

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

L'Autorità ha approvato con la delibera n. 168/04 il *Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas* che ha definito la regolazione della qualità dei servizi gas nel secondo periodo regolatorio (1 gennaio 2005 – 31 dicembre 2008) in continuità con quanto stabilito per il precedente periodo regolatorio (1 gennaio 2001 – 31 dicembre 2004). La regolazione della qualità dei servizi gas ha riguardato la disciplina della sicurezza e della continuità per il servizio di distribuzione e della qualità commerciale per i servizi di distribuzione e di vendita del gas.

Nel 2007, con la delibera del 26 settembre, n. 234, l'Autorità ha avviato il procedimento per la revisione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas per il terzo periodo di regolazione (1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2012); tale procedimento, data la sua rilevanza, è stato inserito nella sperimentazione dell'Air ai sensi della delibera 28 settembre 2005, n. 203, e si è posto le seguenti finalità:

- garantire che standard di qualità, indennizzi ai clienti finali e incentivi per il miglioramento della qualità dei servizi siano

definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione della tariffe e corrispettivi per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas, in particolare per quanto concerne la promozione degli investimenti finalizzati a migliorare aspetti di qualità non strettamente ricompresi nel sistema di standard e incentivi;

- assicurare coerenza con gli obiettivi di sviluppo del mercato interno del gas e con la separazione tra attività di distribuzione e di vendita;
- assicurare livelli di qualità nei servizi comparabili con i livelli di qualità raggiunti o proposti in altri Stati membri dell'Unione europea e omogenei sull'intero territorio nazionale per i clienti finali che si trovino in condizioni analoghe di erogazione dei servizi;
- contribuire a promuovere la concorrenza, la non discriminazione tra i soggetti interessati, la trasparenza e la completezza dell'informazione;
- favorire la convergenza delle disposizioni in materia di qualità commerciale dei servizi gas ed elettrici;
- passare, nel terzo periodo di regolazione, dal sistema di adesione volontaria al sistema degli incentivi da parte dei distributori di gas all'applicazione obbligatoria di tale sistema con l'introduzione di penalità nel caso di miglioramento inferiore al corrispondente livello tendenziale fissato dall'Autorità.

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, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito; essa dipende da un'adeguata odorizzazione del gas attraverso sostanze odorizzanti, finalizzata a consentire di avvertirne la presenza nell'aria ai fini della rapida individuazione di eventuali dispersioni di gas; da un servizio di pronto intervento che

assicuri 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, 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).

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 accertarne 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 su base volontaria.

I distributori di gas che hanno richiesto gli incentivi per recuperi di sicurezza per il 2006 sono stati 10 (dei quali 8 con più di 100.000 clienti finali allacciati, e 2 di dimensioni minori). Gli incentivi, approvati con la delibera 28 gennaio 2008, n. 6 (ARG/gas), sono stati pari a circa 3,4 milioni di euro: i maggiori importi erogati riguardano la componente "dispersioni" (2,2 milioni di euro a fronte di 1,2 milioni di euro per la componente "odorizzazione"). Gli impianti di distribuzione di gas naturale interessati dagli incentivi sono stati 564 al servizio di circa 4,4 milioni di clienti finali, rispetto a un totale di circa 3.000 impianti in Italia che servono complessivamente oltre 19

milioni di clienti finali.

A partire da tali risultati e al fine di favorire il comportamento virtuoso in materia di sicurezza da parte di tutti i distributori di gas, l'Autorità si è posta l'obiettivo generale di passare dal 2009, pur con la dovuta gradualità, da una adesione volontaria al sistema degli incentivi a una obbligatoria per tutti i distributori di gas naturale con l'introduzione, in aggiunta agli incentivi, di penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio predefinito per ogni impianto di distribuzione dall'Autorità stessa.

L'obiettivo generale dell'estensione a tutti i distributori del sistema degli incentivi/penalità è il cardine intorno al quale è stata impostata la revisione della regolazione in materia di sicurezza per il terzo periodo regolatorio che ha riguardato anche un significativo rafforzamento degli obblighi in materia di pronto intervento e una semplificazione e razionalizzazione di altre disposizioni.

Nel corso dell'anno 2007 è stata svolta un'attività di controllo relativa all'adempimento da parte dei distributori degli obblighi annuali di ispezione dei gasdotti. In esito a tale attività è stata emanata la delibera 23 luglio 2007, n. 192, con la quale l'Autorità ha intimato 13 esercenti inadempienti a ottemperare entro il 31 dicembre 2007 agli obblighi previsti dal *Testo integrato della qualità dei servizi gas* pena l'avvio di procedimenti individuali a fini sanzionatori.

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'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 tre 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,

ed è stata successivamente rivista nel corso del 2003-2004; alla luce sia degli effetti positivi sia delle criticità evidenziate dall'attuazione della precedente disciplina, tale disciplina 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.

All'interno del procedimento di revisione della regolazione della qualità dei servizi gas, avviato con la delibera n. 234/07, l'Autorità ha pubblicato il primo Documento per la consultazione inerente la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il terzo periodo di regolazione (2009-2012); in tale Documento l'Autorità ha presentato proposte in materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione e misura del gas al fine di perseguire le seguenti finalità:

- favorire la convergenza delle disposizioni in materia di qualità commerciale dei servizi gas ed elettrici, recependo le principali revisioni introdotte con il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*, approvato con la delibera 19 dicembre 2007, n. 333, e in particolare quelle riguardanti la modifica della disciplina degli appuntamenti con i clienti finali e degli indennizzi automatici;
- garantire parità di trattamento per i clienti finali con uguali caratteristiche di consumo indipendentemente dal distributore di gas che effettua il servizio;
- aumentare l'efficienza e la non discriminazione nell'esecuzione delle prestazioni richieste.

L'Autorità, ritenendo necessario un rafforzamento della regolazione della materia di propria competenza in materia di verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale, ha altresì proposto:

- per tutte le richieste di verifica del gruppo di misura, una maggiore tutela del cliente finale sia in termini di tempestività dell'effettuazione della verifica sia in termini di costo sia di definizione degli effetti della verifica in caso di accertato malfunzionamento del misuratore;
- la trasformazione, dal 1° gennaio 2009, del livello generale previsto per la prestazione di verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale (effettuazione di almeno il 90% delle verifiche entro il tempo massimo di 10 giorni lavorativi) in livello garantito (effettuazione di tutte le verifiche entro il

tempo massimo di 10 giorni lavorativi, con indennizzo automatico in bolletta nel caso in cui tale tempo massimo non venisse rispettato per cause riconducibili all'esercente);

- per le richieste di verifica di gruppi di misura di produzione non recente, la definizione di condizioni di maggior favore in termini di costo per il cliente finale (rispetto ai 40 € fissati dall'Autorità) e di criteri di priorità che rendano sostenibili per i distributori di gas le nuove regole introdotte.

Stante la rilevanza del tema ai fini della tutela dei consumatori, in esito alla consultazione, l'Autorità ha emanato la delibera 29 aprile 2008, n. 51(ARG/gas), con la quale:

- ha stabilito che il distributore è tenuto a sostituire gratuitamente il gruppo di misura nel caso in cui l'apparato risulti non misurare correttamente il consumo, in base alla normativa tecnica vigente;
- ha introdotto 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;
- ha confermato le condizioni di maggior favore in termini di costo per il cliente finale domestico, proposte in consultazione, prevedendo che lo stesso paghi 5 € se la verifica conduca 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 cinque anni solari;
- ha fissato un tempo massimo per l'invio del resoconto della verifica, con il riconoscimento di un indennizzo automatico per il cliente finale in caso di non rispetto dello stesso per cause riconducibili al distributore, fatti salvi i casi nei quali il numero delle richieste di verifica ecceda nel semestre la soglia dell'1 per mille rispetto al numero totale dei gruppi di misura gestiti dal distributore;
- ha stabilito 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, in caso di esito negativo della verifica.

La revisione della regolazione della qualità commerciale della vendita di gas è stata invece fatta confluire in un unico e suc-

cessivo iter di consultazione per entrambi i settori, gas ed elettrico, con particolare attenzione al tema della gestione tempestiva e risolutiva dei reclami dei clienti finali. Al termine del processo di consultazione, l'Autorità intende approvare il *Testo integrato della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e del gas* che incorporerà la disciplina in tema di qualità dei *call center* dei venditori di energia già emanata con la delibera 19 giugno 2007, n. 139.

Standard di comunicazione tra gli operatori del settore del gas

Con la delibera 19 dicembre 2005, n. 279, l'Autorità ha avviato un procedimento, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di standard di comunicazione tra distributori e venditori di gas ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettere c), g) ed h), della legge n. 481/95. Il procedimento, che per la sua rilevanza è stato inserito nella sperimentazione dell'AIR ai sensi della delibera n. 203/05, riguarda lo scambio di informazioni sia per l'effettuazione delle prestazioni previste dal *Testo integrato della qualità dei servizi gas* sia per le richieste per la sostituzione del venditore nella fornitura di gas al cliente finale. Tale procedimento è stato, peraltro, inserito nella sperimentazione triennale della metodologia dell'AIR ai sensi della delibera n. 203/05.

A seguito di un'ampia consultazione con tutti i soggetti interessati, l'Autorità ha approvato la disciplina in tema di standard nazionale di comunicazione tra gli operatori nel settore del gas naturale (delibera 18 dicembre 2006, n. 294) e ha istituito un Gruppo di lavoro con le associazioni dei distributori e dei venditori di gas, nonché dei grossisti di energia, (avviato e disciplinato con la determinazione 17 gennaio 2007, n. 2 del Direttore Generale dell'Autorità) finalizzato al completamento della regolazione, anche con riferimento a standard evolutivi da utilizzare a regime, in coordinamento con le attività del Gruppo di lavoro sull'aggiornamento del Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale (delibera n. 108/06).

Con la delibera n. 294/06, l'Autorità ha individuato in materia di standard di comunicazione tra distributore, utente del servizio di distribuzione e venditore (quando diverso dall'utente):

- una soluzione base, minima e obbligatoria, contraddistinta dall'uso della posta elettronica certificata (PEC), con l'impiego per i file allegati, fino al 31 dicembre 2007 (termine

successivamente prorogato al 30 settembre 2008 con la delibera 11 dicembre 2007, n. 313), del formato excel o equivalente (intendendo per "equivalente" un prodotto software a codice sorgente aperto) per l'invio di dati numerici e pdf per quello di testi;

- a partire dall'1 ottobre 2008, l'obbligo per il distributore di rendere disponibili soluzioni più evolute del tipo *Application-to-Application* (AtoA) e/o applicazioni Internet e, per coloro che avessero già a disposizione tali soluzioni, la possibilità di utilizzarle, in alternativa alla PEC, dall'1 gennaio 2007 (data di entrata in vigore del provvedimento) nel rispetto dei criteri di imparzialità e non discriminazione.

In esito alle attività del Gruppo di lavoro, che si sono protratte fino a febbraio 2008 tenuto conto della complessità della materia, l'Autorità ha pubblicato in data 14 aprile 2008 il terzo Documento per la consultazione (Atto n. 9), recante proposte utili alla standardizzazione delle regole di processo, semantica e sintassi per le prestazioni commerciali maggiormente richieste, disciplinate dal *Testo integrato della qualità dei servizi gas*, nonché relative all'applicazione di soluzioni tecnologicamente evolute, anche per la definizione dell'appuntamento con il cliente finale.

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, avviato con la delibera 23 gennaio 2006, n. 15, l'Autorità ha pubblicato in data 19 dicembre 2006 il primo Documento per la consultazione (Atto n. 35), nel quale ha:

- individuato nella sicurezza, nella continuità e nella qualità commerciale gli aspetti generali di qualità del servizio di trasporto di gas naturale;
- descritto le prassi operative di Snam Rete Gas e di Società Gasdotti Italia;
- fornito la sintesi di una ricognizione della regolazione in materia in ambito internazionale;
- formulato proposte preliminari di regolazione in tema di sicurezza, continuità e qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale, prevedendo tra l'altro la possi-

bilità di introdurre nuovi indicatori di qualità, ispirati a criteri di semplicità, controllabilità ed efficacia, e la definizione, per alcuni di essi, di standard generali o di standard specifici con indennizzo automatico in caso di mancato raggiungimento dei livelli garantiti;

- approfondito anche alcuni temi connessi con la misura della qualità del gas naturale, formulando proposte di modifiche e integrazioni alla delibera 6 settembre 2005, n. 185, i cui esiti hanno portato all'emanazione della delibera 28 marzo 2007, n. 75.

In considerazione delle osservazioni pervenute in risposta al Documento per la consultazione n. 35/06 e di quanto già definito in precedenti provvedimenti, l'Autorità ha emanato in data 14 novembre 2007 il secondo Documento per la consultazione (Atto n. 44), nel quale ha proposto, tra l'altro, di introdurre:

- l'indicatore "percentuale di rete sulla quale sono state effettuate ispezioni interne con pig¹ rispetto al totale della rete sulla quale è tecnicamente possibile utilizzare tale metodologia" e i relativi obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità con cadenza annuale;
- l'obbligo di servizio di sottoporre a sorveglianza, a piedi o con altri mezzi, con cadenza almeno semestrale i tratti di rete appartenenti ai gasdotti maggiormente esposti a condizioni di rischio e con cadenza almeno annuale il resto della rete;
- un indicatore relativo al tempo di messa in sicurezza, definito come il tempo intercorrente tra la segnalazione di una emergenza di servizio e il ripristino delle normali condizioni di funzionamento del sistema (inclusa la ripresa della riconsegna del gas) nonché specifiche disposizioni relative ai conseguenti obblighi di registrazione e comunicazione;
- obblighi di registrazione e di comunicazione annuale all'Autorità dei dati e delle informazioni relativi alla protezione catodica delle reti di trasporto;
- un unico standard generale per le offerte di allacciamento;
- tempi massimi di risposta per alcune delle prestazioni più frequentemente richieste dagli utenti del servizio, insieme a uno standard generale inerente la percentuale minima di

risposte motivate a reclami scritti o a richieste scritte di informazioni (90% entro il tempo massimo di 20 giorni lavorativi) nonché obblighi di registrazione e di comunicazione annuale.

L'Autorità ha quindi emanato, in tema di qualità del gas, la delibera n. 75/07 con la quale ha stabilito, tra l'altro, l'adozione di una versione unica della metodologia di individuazione e modifica delle Aree omogenee di prelievo (AOP) per tutte le imprese di trasporto, a partire dall'1 ottobre 2007, con pubblicazione sul sito Internet delle stesse.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas: gli accertamenti documentali degli impianti di utenza

Con la delibera 18 marzo 2004, n. 40, 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).

L'Autorità, con la delibera 27 aprile 2006, n. 87, ha introdotto alcune semplificazioni al Regolamento, senza snaturarne i principi e l'impostazione originaria ed ha rafforzato l'informazione ai clienti finali mediante la previsione di un nuovo allegato informativo da consegnare all'atto della richiesta di attivazione della fornitura. La nuova procedura introdotta dalla delibera n. 87/06 è entrata in vigore a regime dall'1 aprile 2007.

La delibera n. 40/04 ha prodotto significativi effetti positivi: nel periodo 1 ottobre 2004 – 30 settembre 2007, i distributori

¹ Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte che percorrono l'interno delle tubazioni spinto dalla differenza di pressione che si crea a monte e a valle del suo passaggio. Tale tipologia di strumentazione consente al trasportatore di raccogliere informazioni dettagliate relative allo "stato di salute" del metanodotto ispezionato.

di gas hanno effettuato oltre 900.000 accertamenti per la sicurezza relativi a nuovi impianti. Il 95,6% di essi (oltre 865.000) ha avuto esito positivo a seguito del riscontro della adeguatezza di tutta la documentazione richiesta dalla legge n. 46 del 1990.

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.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas: l'assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

L'Autorità, con la delibera 12 dicembre 2003, n. 152, 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 e le ha estese 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 bol-

letta per i consumatori non superiore ai 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, 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. Prendendo come riferimento le 18,8 milioni di utenze interessate, si è quindi ottenuto un risparmio di circa 1,5 milioni di euro all'anno per il triennio termico 2007-2010, mantenendo inalterate le tutele per i consumatori.

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.