

3.

Regolamentazione nel settore del gas

Regolamentazione tariffaria

Nel corso dell'anno passato l'attività svolta in tema di regolamentazione tariffaria è stata molto intensa. Tra la fine del 2005 e l'inizio del 2006 è giunto a conclusione, infatti, il primo periodo di regolazione delle tariffe di trasporto, delle tariffe per l'utilizzo dei terminali di GNL e delle tariffe di stoccaggio. Secondo una prassi di lavoro ormai consolidata, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha quindi diffuso, a partire dalla primavera del 2005, numerosi Documenti per la consultazione così da pervenire in tempo, e cioè prima dell'inizio del nuovo anno termico, alla definizione di condivisi e nuovi criteri di calcolo delle tariffe per tutte queste fasi della filiera. Per l'attività di distribuzione, invece, il cui secondo periodo di regolazione era già in corso, essendo iniziato nel settembre 2004, l'attività svolta dall'Autorità durante il 2005 ha riguardato la predisposizione di modifiche e integrazioni alla disciplina in vigore, rese necessarie dal disposto di alcune sentenze del TAR Lombardia.

L'esposizione dei provvedimenti è, nel seguito, in ordine cronologico, così da indicare che si sono realizzati: nel giugno 2005 le modifiche alla disciplina delle tariffe di distribuzione, nel luglio 2005 i nuovi criteri di calcolo per le tariffe di trasporto, nell'agosto 2005 le nuove tariffe per l'utilizzo dei terminali di GNL e, infine, nel marzo 2006 le nuove tariffe per lo stoccaggio.

Distribuzione

Nel corso del 2005, l'Autorità ha avviato, con delibera 31 marzo 2005, n. 62, un procedimento per apportare modifiche e integrazioni ai criteri di calcolo delle tariffe di distribuzione del gas naturale e degli altri tipi di gas (di cui alle delibere 29 settembre 2004, n. 170, e 30 settembre 2004, n. 173) al fine di riconoscere gli investimenti effettuati dalle imprese di distribuzione, in parziale ottemperanza di quanto disposto della sentenza del TAR Lombardia 16 febbraio 2005, n. 531.

Sebbene la sopra richiamata sentenza fosse stata emanata con riferimento all'attività di distribuzione del gas naturale, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere modalità di riconoscimento degli investimenti diversi nell'attività di distribuzione di gas analoghe a quelle previste per l'attività di distribuzione di gas naturale. La fase di consultazione svolta nell'ambito del procedimento ha pertanto presentato le proposte di modifica e integrazione dei criteri di calcolo delle tariffe di distribuzione per entrambe le attività. In esito al procedimento, sono state adottate le delibere 21 giugno 2005, n. 122, e 27 giugno 2005, n. 128, che, apportando modifiche e integrazioni alle delibere n. 170/04 e n. 173/04, hanno previsto un nuovo invio delle proposte tariffarie per l'anno termico 2004-

2005 da parte delle imprese di distribuzione.

Alla presentazione delle proposte è seguita la fase di controllo da parte degli Uffici che ha consentito di procedere all'approvazione di quanto formulato secondo il regime ordinario da 332 esercenti l'attività di distribuzione di gas naturale con le delibere 20 gennaio 2006, n. 8, e 21 marzo 2006, n. 57. Inoltre, a completamento del quadro regolatorio, con la delibera 20 gennaio 2006, n. 9, è stato avviato un procedimento volto alla determinazione delle tariffe di distribuzione del gas naturale per l'anno termico 2004-2005 di 47 esercenti che avevano omissso la presentazione delle proposte, formulate in accordo alla normativa modificata, nei termini previsti.

L'Autorità, allo scopo di garantire un quadro di riferimento certo per gli operatori anche nelle more della risoluzione del contenzioso, nonché della approvazione delle proposte formulate in accordo alle normative modificate come sopra descritto, aveva proceduto ad approvare le proposte tariffarie relative all'anno termico 2004-2005 formulate per le attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi in accordo alle versioni iniziali delle delibere n. 170/04 e n. 173/04. In particolare erano state approvate le proposte di 394 imprese con la delibera 16 febbraio 2005, n. 22, di 48 imprese con la delibera 27 aprile 2005, n. 74, e di ulteriori 25 imprese con la delibera 27 giugno 2005, n. 130. Inoltre, con delibera 31 maggio 2005, n. 99, l'Autorità aveva determinato le tariffe di distribuzione di 7 imprese.

Allo scopo di verificare la corretta applicazione delle tariffe approvate da parte degli operatori, gli Uffici dell'Autorità hanno svolto una ricognizione presso le imprese di distribuzione. Da essa è emerso che a circa un terzo dei clienti finali non erano applicate le tariffe approvate, ma condizioni di norma maggiormente onerose. Per porre termine a tale situazione, lesiva dei diritti dei clienti, l'Autorità ha adottato la delibera 26 settembre 2005, n. 196, con cui si è ordinata l'applicazione immediata delle tariffe approvate dall'Autorità agli esercenti che risultavano praticare condizioni diverse.

Sull'attuazione della regolazione ha però avuto, e continua ad avere, un forte impatto il prolungato contenzioso amministrativo, che in alcuni casi potrebbe richiedere ulteriori modifiche alla normativa vigente.

Le procedure per l'approvazione delle tariffe di distribuzione e fornitura di gas diversi da gas naturale per gli anni termici 2004-2005 e 2005-2006, nonché quelle per la distribuzione di gas naturale per l'anno termico 2005-2006, risentono ancora della situa-

zione del contenzioso amministrativo. In entrambi i casi si è in attesa del pronunciamento del Consiglio di Stato relativamente ai valori del recupero di produttività da adottare per il calcolo del relativo vincolo sui ricavi.

Nelle more della decisione del Consiglio di Stato, l'Autorità con la delibera 30 settembre 2005, n. 206, ha disposto la proroga della validità delle tariffe di distribuzione di gas naturale approvate nonché determinate dall'Autorità per l'anno termico 2004-2005; con riferimento all'attività di distribuzione e fornitura di gas diversi dal gas naturale, invece, l'Autorità ha previsto l'applicazione, per gli anni termici 2004-2005 e 2005-2006, dei corrispettivi indicati nelle proposte approvate nonché di quelli determinati da essa stessa per l'anno termico 2004-2005.

L'Autorità ha disposto l'applicazione delle suddette tariffe, salvo successivo conguaglio, al fine di assicurare certezza ai consumatori finali e di tutelarli dagli effetti negativi che verrebbero a prodursi in seguito all'applicazione dell'attuale disciplina di aggiornamento delle tariffe di distribuzione del gas naturale, in carenza della disciplina del recupero di produttività, nonché da possibili abusi cui l'assenza di tariffe validamente approvate dall'Autorità li espone.

Con riferimento al regime individuale, con la delibera 2 agosto 2005, n. 171, sono stati definiti i criteri per il calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione in regime individuale, di cui alle delibere n. 170/04 e n. 173/04.

Per l'anno termico 2004-2005, sono state 9 le imprese di distribuzione che hanno presentato le istanze al regime individuale predisposte in accordo alla normativa emanata, nei termini previsti. Si tratta delle società: Trentino Servizi Spa, AIR Spa, Energas Suedgas Spa, Aquamet Spa, Cnea Gestioni Srl, Metanalpi Valchisone Srl, Metanifera Gavirate Srl, Siciliana Gas Spa, Cons.Coop.

Il controllo delle proposte formulate con il regime individuale, svolto con il supporto della Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), si è concluso giungendo a 5 delibere di approvazione di tariffe di distribuzione calcolate a partire dal vincolo sui ricavi in regime individuale, e 3 rinunce al procedimento da parte delle imprese Trentino Servizi, AIR e Metanalpi Valchisone.

Relativamente alle istanze sui gas diversi da gas naturale, presentate da 3 imprese, due delle quali le hanno formulate sia per il gas naturale sia per gli altri tipi di gas, l'approvazione delle tariffe di distribuzione potrà essere emanata solo a conclusione del contenzioso amministrativo in corso.

Trasporto

In previsione del termine (30 settembre 2005) del primo periodo di regolazione del trasporto del gas naturale, l'Autorità ha avviato, con la delibera 29 marzo 2005, n. 53, un procedimento per la definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto per il secondo periodo di regolazione, con inizio 1 ottobre 2005 e conclusione 30 settembre 2009.

Nell'ambito di tale procedimento l'Autorità ha diffuso il 2 maggio 2005 il Documento per la consultazione *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto di gas naturale per il secondo periodo di regolazione*.

In esito alla consultazione l'Autorità ha adottato la delibera 29 luglio 2005, n. 166, che stabilisce la nuova disciplina per la determinazione delle tariffe di trasporto.

Per la determinazione dei livelli tariffari l'Autorità ha disposto:

- la riduzione del tasso di remunerazione del capitale investito, reale pre-tasse, dal 7,94% del primo periodo di regolazione al 6,7%, in linea con i tassi adottati con gli altri servizi a rete nazionali ed europei;
- l'applicazione del criterio del *profit sharing* per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, convalidando alle imprese la metà degli ulteriori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi della delibera 30 maggio 2001, n. 120, tenuto anche conto dei costi operativi riconosciuti per i nuovi investimenti effettuati nel primo periodo di regolazione;
- l'incentivazione dello sviluppo delle infrastrutture di trasporto nazionali e di quelle di interconnessione con l'estero per migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti e per creare le condizioni affinché l'Italia diventi un *hub* di rilevanza europea. L'incentivazione, variabile in funzione della tipologia di investimento, si ottiene mediante il riconoscimento di ricavi addizionali sui nuovi investimenti realizzati in misura pari a un incremento del tasso di remunerazione e all'ammortamento relativo; l'incentivo è garantito per una durata superiore al periodo di regolazione e tali ricavi sono comunque assicurati indipendentemente dai volumi trasportati;
- il riconoscimento di costi operativi incrementali relativamente agli investimenti diretti in nuove infrastrutture di interconnessione o finalizzati a rendere operative nuove infrastrutture di importazione ed esportazione, nel caso in cui sia compromesso l'e-

quilibrio economico e finanziario della società di trasporto;

- la revisione del meccanismo di conguaglio mediante la ripartizione dell'ammontare su più anni termici nel caso in cui vengano calcolati fattori correttivi superiori a una determinata soglia dei ricavi di riferimento, in modo da garantire una maggiore stabilità tariffaria durante il periodo di regolazione;
- l'applicazione del recupero di produttività (*price cap*), nell'aggiornamento annuale delle tariffe, alle componenti del vincolo relative ai costi operativi e alla quota ammortamento e non più sul totale del vincolo, come avveniva per il primo periodo di regolazione; la nuova disciplina prevede infatti che la quota parte dei ricavi garantiti riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto sia aggiornata ogni anno mediante il ricalcolo grazie al metodo del costo storico rivalutato.

Con riferimento alla struttura e all'articolazione tariffaria, l'Autorità ha disposto:

- il mantenimento della ripartizione iniziale dei ricavi tra le componenti *capacity* e *commodity* nel rapporto rispettivamente pari a 70 e 30;
- la conferma del modello tariffario *entry exit* per la determinazione dei corrispettivi di capacità sulla rete nazionale, al quale sono state apportate alcune modifiche come l'individuazione di corrispettivi specifici per i punti di esportazione e la valorizzazione dei costi di trasporto in controflusso in misura pari al 14% dei costi di trasporto in flusso;
- la previsione di un servizio di trasporto di tipo interrompibile nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti, tale da incentivare l'utilizzo di contratti di interrompibilità da parte delle grandi utenze, al fine di incrementare la flessibilità del sistema e la sua sicurezza nei casi di emergenza climatica;
- la definizione di corrispettivi specifici di uscita per il transito di gas sulla rete nazionale di gasdotti, confermando in tali casi l'applicazione di corrispettivi variabili ridotti;
- la definizione, a partire dall'anno termico 2006-2007, di un corrispettivo per il servizio di misura, in sostituzione di quello fisso introdotto nel primo periodo di regolazione, al fine di rimuovere limitazioni allo sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita a clienti finali; nel primo anno di applicazione della nuova disciplina il valore del corrispettivo di misura è stato posto pari a zero;
- la definizione, a partire dall'anno termico 2006-2007, di una

- tariffa regionale unica a livello nazionale, al fine sia di attenuare le penalizzazioni delle aree con minori dotazioni infrastrutturali, sia di evitare che gli utenti del servizio incorrano nel cosiddetto fenomeno del *pancaking*, ovvero sia nel pagamento di più corrispettivi di trasporto nel caso in cui si debba richiedere il servizio a più operatori di trasporto regionale;
- la conferma della possibilità di ottenere riduzioni tariffarie nei casi di avviamento e di prelievi concentrati nel periodo fuori punta, introdotte nel primo periodo di regolazione con le delibere 5 agosto 2004, n. 144, 18 gennaio 2005, n. 5, e 18 gennaio 2005, n. 6.

Ai sensi della delibera n. 166/05 le imprese di trasporto hanno trasmesso all'Autorità le proposte tariffarie relative all'anno termico 2005-2006.

In esito alla verifica di quanto pervenuto, con delibera 4 agosto 2005, n. 179, l'Autorità ha approvato le tariffe di trasporto per le società Snam Rete Gas Spa, Retragas Srl, Comunità Montana della Valtellina di Sondrio e ha autorizzato la provvisoria applicazione delle tariffe presentate dalle società SGI Spa e Netenergy Service Srl. Per queste ultime l'Autorità ha inoltre avviato un'attività istruttoria, richiedendo integrazioni e chiarimenti, finalizzata all'approfondimento di alcuni elementi così da valutare la correttezza delle relative proposte tariffarie.

L'istruttoria si è conclusa con l'adozione della delibera 29 settembre 2005, n. 204, tramite la quale l'Autorità ha approvato la proposta dalla società SGI in quanto coerente con i criteri di cui alla delibera n. 166/05, mentre ha rigettato la proposta tariffaria presentata dalla Netenergy Service, provvedendo alla determinazione d'ufficio dei costi riconosciuti ai fini tariffari e delle tariffe per l'anno termico 2005-2006.

I valori dei corrispettivi di trasporto per l'anno termico 2005-2006 sono dunque quelli approvati definitivamente con la delibera n. 204/05 (si veda il Capitolo 3 del volume sullo stato dei servizi).

Il provvedimento dell'Autorità ha comportato, a volumi costanti di gas trasportato, una riduzione dei ricavi pari al 3,9% in termini nominali e al 5,9% in termini reali, considerando un'inflazione pari al 2%. L'Autorità ha avviato infine, con la delibera 9 novembre 2005, n. 234, un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di trasporto di gas naturale, ai sensi della delibera n. 166/05, sui seguenti temi specifici:

- definizione di un corrispettivo di misura per ciascun punto di riconsegna;

- determinazione di tariffe e conferimenti di capacità nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con l'estero per periodi inferiori all'anno;
- definizione di incentivi al mercato interrompibile in relazione al servizio di interrompibilità fornito al sistema;
- verifica in merito sia alla necessità di definizione di un servizio di pressione per la fornitura di una prestazione superiore a quella standard definita nel Codice di rete dell'impresa di trasporto, sia alla revisione del meccanismo di aggiornamento previsto per i costi sostenuti dall'impresa di trasporto per la compressione e le perdite di rete.

GNL

Nel corso del 2005 si è concluso anche il primo periodo di regolazione per l'utilizzo dei terminali GNL. L'Autorità ha avviato, con la delibera 29 marzo 2005, n. 52, un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di GNL per il secondo periodo di regolazione. In tale ambito l'Autorità ha diffuso, il 20 giugno 2005, il Documento per la consultazione *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di GNL per il secondo periodo di regolazione*. In esito alla consultazione l'Autorità ha adottato la delibera 4 agosto 2005, n. 178, che prevede la regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione per il periodo intercorrente tra l'1 ottobre 2005 e il 30 settembre 2008.

Analogamente all'attività di trasporto, anche attraverso la regolazione tariffaria per l'utilizzo dei terminali GNL, l'Autorità ha inteso assicurare condizioni più favorevoli per lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione; ciò in modo da garantire sicurezza di approvvigionamento, maggiore concorrenza nel mercato interno e più liquidità del mercato a supporto di una prospettica funzione di *hub* del territorio italiano per il resto del continente europeo. La nuova disciplina ha previsto un periodo di regolazione della durata di tre anni, congruente con il presumibile avviamento di nuovi terminali e utile sia per verificare l'efficacia delle novità introdotte in termini di promozione dei nuovi investimenti, sia per valutare la necessità di eventuali ulteriori azioni.

Per la determinazione dei livelli tariffari sono stati fundamentalmente confermati i meccanismi già in vigore nel primo periodo regolatorio, definendo un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,6% reale pre-tasse, valore ridotto rispetto al precedente e in linea con gli altri servizi a rete nazionali ed europei.

TAV. 3.1

Misura delle agevolazioni riconosciute per la realizzazione di nuovi investimenti in terminali GNL

Maggiorazioni del tasso di remunerazione riconosciuto sul capitale investito e durata del riconoscimento

	TIPOLOGIA DEI NUOVI INVESTIMENTI	MAGGIORAZIONE DEL TASSO DI REMUNERAZIONE DEL CAPITALE	DURATA DEL RICONOSCIMENTO
T1	Investimenti di sostituzione	0%	–
T2	Investimenti destinati alla sicurezza che non determinano un incremento del fattore di utilizzazione del terminale	1%	5 anni
T3	Investimenti che determinano un incremento del fattore di utilizzazione del terminale senza richiedere potenziamenti	2%	7 anni
T4	Investimenti di potenziamento o in nuovi terminali	3%	15 anni

Con l'applicazione del criterio del *profit sharing* è stata inoltre equamente ripartita, tra utenti e gestore dell'esistente terminale di rigassificazione, la maggiore efficienza ottenuta da quest'ultimo nei propri costi operativi.

Data la necessità di nuova capacità di rigassificazione è stato previsto il riconoscimento di un ricavo addizionale a fronte della realizzazione di nuovi investimenti, anche in corso d'opera; la componente di ricavo addizionale è calcolata come somma della quota di ammortamento relativo a tali investimenti e della quota di remunerazione del valore dei medesimi, riconoscendo un tasso di remunerazione maggiorato rispetto a quello sul capitale esistente al termine dell'esercizio 2004 e per una durata superiore al periodo di regolazione in funzione delle diverse tipologie di investimento (Tav. 3.1).

Lo sviluppo di nuovi terminali è favorito, oltre che con il meccanismo appena descritto, anche assicurando il ritorno del capitale investito netto attraverso la sottoscrizione di impegni di lungo periodo o, in alternativa, con un onere di sistema in capo al trasporto; inoltre, a partire dall'entrata in esercizio dei nuovi terminali, è prevista una riduzione del corrispettivo di entrata alla rete nazionale interconnessa con gli stessi da applicarsi ai soggetti che richiedono capacità continua di rigassificazione.

Con riferimento alla struttura e all'articolazione tariffaria, si è mantenuta una ripartizione del vincolo sui ricavi RL nelle componenti *capacity* e *commodity*, ma i ricavi massimi annuali vengono suddivisi in una componente *capacity* RL^C pari all'80% del vincolo e una componente *commodity* RL^E pari al 20%.

La componente *capacity*, RL^C, viene poi ulteriormente suddivisa in una quota di ricavo RL^Q, pari al 90% di RL^C relativa alla capacità di rigassificazione del terminale, e in una quota di ricavo RL^A, pari al rimanente 10% di RL^C, relativa agli approdi annui. A partire dalle suddette quote di ricavo vengono calcolati, rispettivamente, i corrispettivi unitari associati agli approdi e all'impegno associato ai quantitativi di GNL.

A partire invece dal valore della componente *commodity* RL^E, viene definito il corrispettivo variabile di rigassificazione CVL. L'articolazione dei corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione è stata definita in funzione della tipologia del servizio offerto dall'impresa, secondo criteri che favoriscono sia la messa a disposizione delle capacità impegnate, ma non utilizzate, sia l'attività *spot* di rigassificazione.

La struttura tariffaria è aggiornata annualmente applicando: il recupero di produttività (*price cap*) alle sole componenti del vincolo relative ai costi operativi e alla quota ammortamento e non sul totale del vincolo, come avveniva per il primo periodo di regolazione, sottoponendo la quota parte dei ricavi garantiti riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto; un aggiornamento mediante ricalcolo annuale del costo storico rivalutato del capitale investito netto. Per garantire una maggior stabilità tariffaria durante il periodo di regolazione si è rivisto il meccanismo di conguaglio ripartendone l'ammontare su più anni termici nel caso in cui vengano calcolati fattori correttivi superiori a una determinata soglia dei ricavi di riferimento.

Ai sensi della delibera n. 178/05, l'unica impresa di rigassificazione attualmente in esercizio, GNL Italia Spa, ha trasmesso all'Autorità i dati necessari alla determinazione delle tariffe relative all'anno termico 2005-2006. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, con delibera 26 settembre 2005, n. 197, l'Autorità ha rigettato la proposta tariffaria di GNL Italia, in quanto difforme rispetto ai criteri stabiliti per la determinazione dei corrispettivi unitari di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL liquido e di approdo. Con la medesima delibera l'Autorità ha quindi determinato d'ufficio le tariffe per il servizio di rigassificazione (riportate nel Capitolo 3 del volume sullo stato dei servizi).

Le tariffe approvate sono mediamente inferiori del 21% rispetto a quelle precedentemente in vigore. Infatti, sulla base delle nuove tariffe, il costo medio di rigassificazione passa da 0,8494 c€/m³

del 2004-2005 a 0,6711 c€/m³ del 2005-2006. Nel caso di servizio di rigassificazione su base *spot*, cioè non continuativo, il corrispettivo di impegno è scontato del 30%.

Stoccaggio

In previsione della conclusione, fissata per il 31 marzo 2006, del primo periodo di regolazione dello stoccaggio, l'Autorità ha avviato, con la delibera 28 aprile 2005, n. 78, un procedimento per la definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio per il secondo periodo di regolazione (1 aprile 2006 – 31 marzo 2010).

Il procedimento è stato inserito nell'ambito della sperimentazione triennale della metodologia di Analisi d'impatto della regolazione (AIR), che negli orientamenti definiti dall'Autorità per il triennio 2005-2007 è indicata tra gli indirizzi strategici nel quadro di azioni rivolte "alla semplificazione e manutenzione del quadro regolatorio; alla efficienza ed efficacia dei processi di comunicazione interni e di quelli dedicati ai consumatori, agli operatori, alle istituzioni".

Sulla base della procedura AIR, la Direzione tariffe ha operato una prima ricognizione tra le parti interessate ai fini di rilevarne le esigenze e raccoglierne le proposte in merito a un ventaglio di opzioni in cui poteva sostanzarsi la proposta regolatoria. In tale ambito l'Autorità ha organizzato incontri con il Ministero delle attività produttive, gli operatori dello stoccaggio (Stogit Spa, Edison Stoccaggio Spa) e i principali utenti del servizio (Edison Spa, Eni Spa – Divisione Gas & Power, Enel Spa, Plurigas Spa e Aiget).

Effettuata tale ricognizione l'Autorità ha diffuso il 14 dicembre 2005 il Documento per la consultazione *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio di gas naturale per il secondo periodo di regolazione*, che si è proposto, alla luce dei suggerimenti e delle valutazioni degli operatori, di evidenziare sia le criticità dello stoccaggio di gas in Italia tramite la descrizione dell'attuale sistema di regolazione tariffario, sia possibili alternative (opzioni) di intervento previste per il secondo periodo di regolazione.

A seguito delle osservazioni pervenute al primo Documento per la consultazione da parte dei soggetti interessati, la procedura AIR ha previsto un'ulteriore fase documentale attraverso:

- la pubblicazione nel sito Internet dell'Autorità di un documento di sintesi delle osservazioni ricevute;
- l'emanazione di un secondo Documento per la consultazione.

L'Autorità ha diffuso il 22 febbraio 2006 il secondo Documento per la consultazione nel quale sono state presentate le risposte alle esigenze evidenziate nella prima fase di consultazione, ed è stata descritta oltre che motivata l'opzione di intervento ritenuta preferibile dall'Autorità.

Raccolte ed esaminate le osservazioni al Documento per la consultazione del 22 febbraio 2006 inviate dai soggetti interessati, l'Autorità ha approfondito e integrato alcune tematiche affrontate in termini generali nel primo Documento, e ha adottato la delibera 3 marzo 2006, n. 50, *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio e modifiche e integrazioni alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 21 giugno 2005, n. 119 e alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2005, n. 166*, che prevede la nuova disciplina per la determinazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio.

Il provvedimento si è posto come obiettivo generale quello di favorire la realizzazione di nuove capacità di stoccaggio, soprattutto di punta di erogazione, per garantire la sicurezza del sistema nazionale del gas e per sviluppare un sistema di stoccaggio, sia fisico sia virtuale, a supporto di una funzione di *hub* del territorio italiano per il resto del continente europeo.

Al fine di promuovere il potenziamento e lo sviluppo dei nuovi giacimenti e delle infrastrutture esistenti meno efficienti è stata prevista una tariffa unica nazionale. Per garantire, comunque, a ogni impresa il recupero dei ricavi di propria competenza si è introdotto un sistema di perequazione per la cui gestione l'Autorità si avvale della CCSE.

È stato inoltre inserito, a copertura degli eventuali squilibri del sistema di perequazione, un corrispettivo variabile addizionale applicato all'energia movimentata.

Altri elementi caratterizzanti la nuova disciplina sono un apposito corrispettivo per il servizio di disponibilità di punta in fase di iniezione e la differenziazione tra i corrispettivi nelle fasi di iniezione ed erogazione, così da stimolare un corretto utilizzo delle disponibilità di stoccaggio da parte degli utenti, nonché di preservare le prestazioni del sistema al termine di dette fasi.

Le novità introdotte hanno reso necessaria la modifica delle delibere 21 giugno 2005, n. 119, *Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale, obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio e norme per la predisposizione dei Codici di stoccaggio* e n. 166/05, *Criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale*.

Con riferimento alla delibera n. 119/05, le modifiche hanno ri-

TAV. 3.2

Durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture

CATEGORIA DI CESPITI	DURATA IN ANNI
Pozzi	60
Fabbricati	40
Condotte	40
Centrali di compressione	20
Centrali di trattamento	25
Sistemi di misura	20
Altre immobilizzazioni	10

TAV. 3.3

Misura delle agevolazioni riconosciute per la realizzazione di nuovi investimenti in stoccaggio

Maggiorazioni del tasso di remunerazione riconosciuto sul capitale investito e durata del riconoscimento

TIPOLOGIA DEI NUOVI INVESTIMENTI	MAGGIORAZIONE DEL TASSO DI REMUNERAZIONE DEL CAPITALE	DURATA DEL RICONOSCIMENTO
T1	Investimenti non destinati allo sviluppo e all'espansione della capacità di stoccaggio	0%
T2	Investimenti destinati al potenziamento e allo sviluppo delle capacità di stoccaggio dei giacimenti in esercizio alla data di entrata in vigore della delibera n. 50/06	4%
T3	Investimenti per la realizzazione di nuovi giacimenti di stoccaggio e impianti di <i>peak shaving</i>	4%

guardato il conferimento di una capacità di punta di iniezione e la revisione delle prestazioni di punta di erogazione associate alle capacità di erogazione conferite. È stata inoltre rimossa la previsione del conferimento di capacità di erogazione per il servizio di stoccaggio strategico, mantenendo al contempo agli utenti di tale servizio il medesimo trattamento riconosciuto nel precedente periodo di regolazione, nel caso di ricorso allo strategico.

Relativamente alla delibera n. 166/05 la modifica ha riguardato, invece, l'introduzione di un corrispettivo unitario di *exit* nel punto di interconnessione virtuale con gli stoccaggi, al quale vengono attribuiti i costi di trasporto relativi alla fase di iniezione.

Per la determinazione dei livelli tariffari sono sostanzialmente confermati i meccanismi già in vigore nel primo periodo regolatorio, ed è stato definito un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,1% reale pre-tasse. Rispetto al primo periodo regolatorio, nella determinazione dell'attivo immobilizzato, sono state utilizzate categorie di cespiti e durate convenzionali leggermente modificate, allo scopo di una migliore allocazione dei costi alle diverse categorie (Tav. 3.2). Per quanto riguarda la valorizzazione del gas naturale di proprietà dell'impresa di stoccaggio presente nei giacimenti attivi al 31 dicembre 2005, la nuova disciplina ha previsto il ricorso al metodo del costo storico originario d'ac-

quisizione opportunamente rivalutato, facendo salvo il valore del gas riconosciuto nel primo periodo di regolazione al fine di garantire continuità dei livelli di remunerazione riconosciuti.

I costi operativi riconosciuti vengono determinati con riferimento alle spese ricorrenti effettivamente sostenute nell'esercizio 2005, al netto degli oneri relativi ai consumi tecnici delle centrali di compressione e trattamento, allocati direttamente agli utenti del sistema dello stoccaggio. Si è inoltre previsto che nel terzo periodo di regolazione venga applicato, nella determinazione dei costi operativi stessi, il criterio del *profit sharing*.

I nuovi investimenti vengono incentivati prevedendo il riconoscimento di un tasso di remunerazione maggiorato rispetto a quello riconosciuto sul capitale esistente al termine dell'esercizio 2005, e per una durata superiore al periodo di regolazione. Sia l'incremento del tasso di remunerazione sia la durata sono differenziati in funzione delle diverse tipologie di investimento.

Con riferimento alla struttura tariffaria si è proceduto alla ripartizione dei ricavi in due quote relative una ai corrispettivi di impegno di capacità di stoccaggio, soggetta a garanzia, l'altra ai corrispettivi variabili applicati all'energia movimentata nel periodo. Tale ripartizione garantisce all'impresa di stoccaggio una quota prevalente dei ricavi e l'incentivo a un più elevato utilizzo delle infra-

strutture, stante i maggiori ricavi derivanti dall'espansione dei quantitativi movimentati. La struttura tariffaria viene aggiornata annualmente applicando il recupero di produttività (*price cap*) al corrispettivo unitario variabile e alla quota ammortamento; mentre la quota parte dei ricavi garantiti riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto è sottoposta a un aggiornamento mediante ricalcolo annuale del costo storico rivalutato del capitale investito netto.

Con riguardo alla struttura della tariffa di stoccaggio, viene sostanzialmente confermata dall'Autorità una tariffa multiparte, combinazione lineare dei corrispettivi unitari per le grandezze che quantificano la prestazione di stoccaggio. Nella formulazione più generale, la tariffa è calcolata in funzione: delle capacità (di spazio, di iniezione e di erogazione) conferite all'utente; dell'energia

associata al gas movimentato in erogazione e in immissione; dell'energia associata ai quantitativi di gas detenuti ai fini dello stoccaggio strategico. L'impresa di stoccaggio, nel solo caso di movimentazione fisica del gas dal sistema, attribuisce agli utenti del servizio, proporzionalmente ai quantitativi allocati, la quota percentuale degli oneri a copertura dei consumi tecnici delle centrali di compressione e di trattamento.

Ai sensi della delibera n. 50/06, le imprese di stoccaggio hanno trasmesso all'Autorità i dati necessari alla verifica dei corrispettivi d'impresa relativi all'anno termico 2006-2007. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, con delibera 16 marzo 2006, n. 56, l'Autorità ha approvato i corrispettivi d'impresa e determinato quelli unici nazionali per l'anno termico 2006-2007 (riportati nel Capitolo 3 del volume sullo stato dei servizi).

Regolamentazione non tariffaria

Accanto ai provvedimenti tariffari appena descritti, numerose attività sono state poste in essere dall'Autorità per promuovere la concorrenza e i mercati. Nell'ambito della predisposizione delle procedure volte a dare attuazione al mercato regolamentato delle capacità e del gas, l'Autorità ha approvato e pubblicato l'aggiornamento del contratto di utilizzo del Punto di scambio virtuale (PSV) avviando, al contempo, una consultazione sulla proposta di creare un contratto standard per la compravendita di gas al PSV. Sul fronte internazionale, invece, è da registrare come l'Autorità abbia operato di concerto con l'associazione dei regolatori ener-

getici internazionali e soprattutto con l'Autorità del settore energetico austriaca per risolvere i problemi delle congestioni sui gasdotti d'importazione e, in particolare, sul TAG (*Trans Austria Gasleitung*).

Sempre al fine di favorire la concorrenza, numerosi provvedimenti di regolazione tecnica hanno riguardato aggiornamenti o nuove disposizioni per l'accesso alle *essential facility* della filiera – trasporto, GNL, stoccaggio, distribuzione. Circa il trasporto si segnalano l'aggiornamento dei Codici di rete e le modifiche dei tempi di conferimento della capacità sulla rete nazionale. Cambiamenti al-

le norme per la predisposizione dei Codici di rete si sono avuti anche nel caso della distribuzione, per la quale, in aggiunta, è stata predisposta una nuova disciplina per la gestione dei *city gate*, oltre che avviata una consultazione sulla proposta di estendere la misura su base oraria anche a clienti finali di medie-grandi dimensioni. Completamente nuove sono invece le norme poste in essere per la garanzia di accesso al servizio di rigassificazione di GNL e a quello di stoccaggio; l'attività svolta in tema di stoccaggio registra anche l'avvio di una consultazione sulla determinazione degli obblighi di modulazione e dei criteri di priorità da seguire nel conferimento della capacità; nonché l'aggiornamento dei corri-

spettivi per la reintegrazione degli stoccaggi strategici, provvedimento reso necessario dalla situazione di emergenza che ha interessato il settore del gas nell'inverno appena trascorso.

In tema di emergenza gas è anche da evidenziare il provvedimento del gennaio 2006 in cui, in ottemperanza a un decreto del Ministero delle attività produttive, l'Autorità ha predisposto un sistema transitorio di interrompibilità delle forniture di gas su base volontaria. Tale provvedimento, insieme all'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura e agli ultimi interventi seguiti al contenzioso amministrativo della delibera 29 dicembre 2004, n. 248, sono i principali interventi effettuati sul mercato finale della vendita.

Promozione della concorrenza e dei mercati

Consultazione per il contratto standard al PSV

Nell'ambito della predisposizione delle procedure volte a dare attuazione al mercato regolamentato delle capacità e del gas, l'Autorità ha avviato nel luglio 2005 una consultazione sulla proposta di contratto standard per la compravendita di gas al PSV. Si tratta di uno dei provvedimenti previsti dalla delibera 26 febbraio 2004, n. 22, che prevedeva un percorso, articolato in più interventi regolatori, finalizzato al graduale passaggio a un mercato centralizzato del gas e delle capacità. Tale intervento riguarda appunto la definizione di contratti standard per gli scambi bilaterali di gas e capacità: un passaggio ritenuto utile a promuovere la liquidità del mercato, facilitando la conclusione di transazioni fra gli operatori, a cui verrebbe offerta la possibilità di definire i soli prezzo e volume della transazione.

Nel Documento del 19 luglio 2005 sono stati posti in consultazione gli aspetti del contratto standard quali:

- la procedura di transazione;
- il titolo, la garanzia e l'indennità;

- la risoluzione del contratto;
- l'oggetto del contratto;
- gli obblighi delle parti;
- il prezzo di vendita;
- la fatturazione, le modalità e i termini di pagamento;
- la forza maggiore.

Nell'ambito della consultazione è emerso come i soggetti interessati abbiano colto con favore l'intenzione dell'Autorità di agevolare lo sviluppo del PSV, considerandolo un passo di fondamentale importanza verso la creazione di un mercato nazionale del gas naturale maturo, concordando con il principio secondo cui una standardizzazione contrattuale è utile e funzionale allo sviluppo di mercati energetici liquidi, efficienti e trasparenti. Al tempo stesso sono emerse, però, alcune problematiche meritevoli di ulteriori approfondimenti, in particolar modo in relazione al grado di vincolabilità che si intende attribuire al contratto, nonché all'ambiguità connessa con la natura dello stesso, stante anche il fatto che l'architettura del mercato, nel quale tale contratto verrebbe inserito, non è ancora definita nelle sue *Linee guida*.

Al fine di favorire lo sviluppo di un mercato *spot*, gli operatori ritengono sostanzialmente opportuno che sia mantenuta ogni possibile forma di flessibilità di negoziazione, considerando, quindi, le clausole del contratto sempre emendabili e integrabili dalle parti. Il contratto dovrebbe dunque rappresentare solo una base di riferimento adottabile in modo esclusivamente volontario. Al momento, le condizioni di mercato non sono ancora mature per l'introduzione di un modello contrattuale vincolante e standardizzato che, tenuto anche conto sia della scarsa liquidità del mercato, causata tra l'altro dalla permanenza del potere dominante dell'*incumbent*, sia del limitato numero di operatori che vi operano, rischierebbe di causare distorsioni del mercato stesso.

Appare dunque necessario un approfondimento della materia, al fine di individuare quali elementi contrattuali possano essere ritenuti applicabili a tutti i contratti di compravendita di gas naturale, nonché di evidenziare quali modifiche apportare alle clausole attualmente sottoscritte dalle parti per promuovere ulteriormente la concorrenza nel mercato del gas.

Aggiornamento del contratto di utilizzo del PSV

In attesa della definizione del contratto-tipo, nell'ambito delle attività riguardanti il PSV previste dalla delibera n. 22/04, nel settembre 2005 l'Autorità ha pubblicato sul proprio sito Internet le versioni aggiornate sia del contratto tra Snam Rete Gas e gli utenti per l'utilizzo del sistema per scambi e cessioni di gas presso il PSV, sia del manuale per l'utilizzo del medesimo sistema per l'anno termico 2005-2006, documenti approvati in precedenza dall'Autorità con la delibera 18 aprile 2005, n. 68.

Interventi delle Autorità italiana e austriaca in merito al sistema di trasporto internazionale TAG

La domanda di gas in rapida crescita, la carenza infrastrutturale e la quasi totale dipendenza dell'Italia dall'estero rendono di cruciale importanza lo sviluppo di nuove infrastrutture per l'importazione e il potenziamento di quelle esistenti. Accanto agli aspetti relativi alla sicurezza degli approvvigionamenti, la creazione di nuova capacità può apportare notevoli benefici dal punto di vista della concorrenza, consentendo la presenza di una pluralità di operatori nel settore dell'approvvigionamento che permetterebbe di ridurre la dipendenza di questo settore dall'operatore dominante. Ciò, a condizione che le regole per l'accesso alle infrastrutture rispettino i principi co-

munitari della non discriminazione e della libera concorrenza, previsti dalle Direttive europee applicate dal regolatore.

Tali regole non sono state rispettate, a giudizio dell'Autorità, nel sistema TAG (sistema di gasdotti che, attraversando l'Austria e in connessione con la Slovenia, collega l'Italia alle produzioni dell'area della Russia). Nel gennaio scorso, infatti, sono state effettuate le assegnazioni delle quote della nuova capacità che dovrebbe entrare in funzione l'1 ottobre 2008, secondo modalità e regole non in linea con i principi comunitari. L'Autorità segue con attenzione gli sviluppi relativi al gasdotto TAG e in passato ha segnalato più volte la necessità e l'urgenza del potenziamento di tale sistema, il quale riveste notevole importanza anche in un più ampio contesto europeo ai fini dell'aumento della flessibilità del sistema gas tra i diversi paesi.

Lo scorso 6 dicembre 2005 a Bruxelles, in occasione dell'ultima riunione annuale del CEER (*Council of European Energy Regulators*), in una conferenza stampa congiunta con l'Autorità di regolazione austriaca E-Control, l'Autorità ha denunciato i rischi per lo sviluppo della concorrenza e per la sicurezza degli approvvigionamenti derivanti dalle congestioni sul TAG, ormai insufficiente a soddisfare le richieste dei mercati italiano, austriaco e sloveno. Le due Autorità hanno sollecitato pubblicamente la società Trans Austria Gasleitung GmbH, controllata all'89% da Eni proprietaria e gestore dell'infrastruttura, ad assumere un comportamento responsabile nei confronti dei consumatori e a intraprendere azioni concrete per potenziare il gasdotto nella misura richiesta dal mercato; ciò, ritenendo insoddisfacenti gli investimenti programmati dalla società in termini sia di capacità di trasporto aggiuntiva, sia di tempi di realizzazione. A fronte dell'impegno di TAG ad ampliare la capacità di trasporto del sistema in due fasi – la prima consistente in 3,2 G(m³)/anno dall'1 ottobre 2008 e la successiva per ulteriori 3,3 G(m³)/anno – definendo essa stessa le tariffe e le regole di accesso, le Autorità di regolazione ritengono invece necessaria la realizzazione dell'intera capacità addizionale di 6,5 G(m³) (da sottoporre a regolazione secondo quanto previsto dalla Direttiva 2003/55/CE) nel più breve tempo possibile.

Alla luce delle modalità di assegnazione impiegate nello scorso gennaio per la nuova capacità di trasporto di 3,2 G(m³) relativa alla prima fase del potenziamento, l'Autorità ed E-Control sono nuovamente intervenute, segnalando congiuntamente alla società TAG le criticità e le difformità rispetto alle regole comunitarie.

I criteri adottati da TAG hanno determinato una notevole frammentazione della nuova capacità di trasporto, che è risultata assegnata a più o meno 150 operatori in quote esigue (lotti singoli da

circa 20 M(m³)/anno). A giudizio dei regolatori, una tale frammentazione potrebbe con grande probabilità indurre comportamenti di tipo opportunistico e speculativo da parte degli assegnatari, con la commercializzazione dei diritti di transito ottenuti, non giovando inoltre alla capacità competitiva degli stessi nelle negoziazioni per gli approvvigionamenti di importazione e nella vendita sul mercato italiano.

Secondo le due Autorità, i principi comunitari non rispettati riguardano in particolare:

- la tariffa di trasporto che, contrariamente alle previsioni delle norme comunitarie, non è stata preventivamente sottoposta ad approvazione del regolatore;
- la quota della nuova capacità oggetto di assegnazione e le procedure applicate per l'assegnazione.

Con riferimento a questo secondo aspetto, la Direttiva 2003/55/CE obbliga l'operatore ad assicurare un'adeguata capacità per soddisfare la domanda di trasporto di gas. In tal senso, i regolatori italia-

no e austriaco avevano già invitato la società TAG a definire l'ammontare delle nuove capacità sulla base delle richieste espresse dagli operatori. Le capacità previste dall'operatore, invece, non sono sufficienti a consentire la maggior disponibilità di gas necessaria per un aumentato livello di concorrenza, con ciò restringendo la possibilità di competizione per quanto riguarda il mercato italiano, a vantaggio di Eni.

Quanto alle procedure di assegnazione, si ritiene che i tempi e le modalità operative utilizzate per l'assegnazione della capacità contengano elementi potenzialmente discriminanti. In particolare, non sono stati previsti controlli sulla partecipazione di più società appartenenti a uno stesso gruppo industriale ed è stato indicato un termine per eventuali rinunce troppo breve, favorendo in tal modo le società dotate di consolidati rapporti con i fornitori a discapito dei nuovi entranti. Inoltre i contratti offerti, contrariamente a quanto previsto dalla Direttiva, né contengono regole per evitare l'accaparramento di capacità né prevedono una durata ventennale, con possibilità di rinnovo decennale, non contemplando quindi la possibilità del breve termine.

Regolamentazione tecnico-economica

Aggiornamento dei Codici di rete

Nel corso dell'anno termico 2004-2005 e nei primi mesi dell'anno termico 2005-2006 sono stati effettuati aggiornamenti e modifiche ai Codici di rete di Snam Rete Gas e di SGI, in parte richiesti dalla stessa Autorità o proposti per adeguare i Codici alle nuove disposizioni della stessa. Di seguito si ricordano i principali.

Delibera n. 87/05 – Il 10 maggio 2005, con la delibera n. 87, l'Autorità ha approvato le modifiche ai Codici di rete, proposte dalle imprese di trasporto, riguardanti la disciplina relativa alla fornitura sostitutiva del servizio di trasporto effettuato tramite carro bombolaio. Ciò in recepimento delle precedenti disposizioni (delibera 18 marzo 2005, n. 41) concernenti i casi di esenzione dai cor-

rispettivi di scostamento presso i punti del sistema di trasporto dove si alimentano i carri bombolai.

Delibera n. 190/05 – L'art. 29, comma 1, della delibera 29 luglio 2004, n. 138, prevedeva che l'impresa di trasporto presentasse all'Autorità una proposta di modifica della disciplina del trasferimento di capacità contenuta nel proprio Codice di rete finalizzata a rendere i trasferimenti presso i punti di riconsegna del sistema di trasporto maggiormente flessibili (per quanto tecnicamente possibile) a partire dall'anno termico 2005-2006; in particolare svincolandoli dalla cadenza mensile e riducendo i tempi intercorrenti tra la richiesta e la loro decorrenza. Con la delibera 19 settembre 2005, n. 190, sono state approvate le modifiche proposte da Snam Rete Gas finalizzate a recepire tali disposizioni.

Delibera n. 268/05 – Con la delibera 12 dicembre 2005, n. 268, l'Autorità ha approvato alcune proposte di aggiornamento del Codice Snam Rete Gas riguardanti in particolare i seguenti aspetti:

- individuazione dei costi, sostenuti dall'utente per il servizio alternativo di trasporto, rimborsabili dall'impresa di trasporto;
- presenza del proprietario dell'impianto di misura interessato all'intervento di chiusura di un punto di riconsegna esistente;
- possibilità di accesso per l'impresa di trasporto alla cabina di regolazione e misura di nuova realizzazione "in qualsiasi momento", laddove sia impossibile l'accesso indipendente;
- aggiornamento delle modalità per la determinazione del contributo di allacciamento.

Delibera n. 22/06 – A seguito della delibera 28 novembre 2005, n. 249 (descritta in dettaglio più avanti), le imprese di trasporto hanno presentato all'Autorità proposte di modifica dei propri Codici di rete al fine di recepire le disposizioni relative alla procedura di allocazione presso i punti di riconsegna del sistema di trasporto interconnessi con le reti di distribuzione. Tali proposte sono state recepite nei predetti Codici con la delibera 31 gennaio 2006, n. 22.

Modifica della disciplina del conferimento della capacità di trasporto (delibera n. 53/06)

Nel novembre 2005, l'Autorità ha avviato una consultazione con l'obiettivo di apportare modifiche e integrazioni alla delibera 17 luglio 2002, n. 137, concernente le condizioni di accesso e di erogazione del servizio di trasporto. Le modifiche attese riguardavano in particolare i tempi di conferimento delle capacità di trasporto e l'istituzione di un Comitato di consultazione in materia di predisposizione e aggiornamento dei Codici di rete.

I Documenti e le osservazioni presentati nell'ambito della consultazione hanno evidenziato una sostanziale condivisione delle tematiche in oggetto e inoltre:

- circa le tempistiche dei conferimenti, l'esigenza della generalità degli utenti che la procedura di conferimento consenta di presentare richieste di accesso presso i punti di riconsegna sino al settimo giorno lavorativo del mese di settembre;
- circa la disciplina della predisposizione e dell'aggiornamento dei Codici di rete, l'opportunità di prevedere un Comitato di consultazione unico per tutti i Codici di rete di trasporto adot-

tati e adottandi, nonché criteri puntuali per la selezione dei soggetti ammessi a far parte del medesimo Comitato.

Con la delibera 15 marzo 2006, n. 53, l'Autorità, accogliendo le osservazioni degli operatori e assicurando le esigenze rappresentate nell'ambito della consultazione, ha modificato la disciplina del conferimento della capacità di trasporto, entro i limiti imposti dalle tempistiche necessarie alle verifiche tecniche che le imprese di trasporto effettuano per assicurare le capacità di trasporto richieste. A tal fine ha integrato la disciplina del conferimento, riconoscendo ai soggetti interessati la facoltà di presentare una richiesta di accesso ai punti di riconsegna anche entro i primi sette giorni lavorativi del mese di settembre, con effetto dall'1 ottobre del medesimo anno.

Sul tema della predisposizione e dell'aggiornamento dei Codici di rete per il trasporto, l'Autorità ha disposto l'istituzione di un Comitato di consultazione unico, espressione degli interessi degli utenti e degli operatori del sistema che, nell'ambito della procedura di aggiornamento dei Codici, renda un parere qualificato sulle proposte formulate dalle imprese di trasporto o da altri soggetti interessati.

Inoltre, per gli operatori che richiedono di accedere al servizio di trasporto la delibera prevede la facoltà di rettificare errori materiali eventualmente presenti nelle proprie richieste, purché tali rettifiche non pregiudichino gli esiti delle verifiche tecniche compiute dall'impresa di trasporto per soddisfare le altre richieste di conferimento presentate dagli utenti nei termini previsti dai Codici di rete. Ciò a seguito del lodo n. 1/06, adottato dal Collegio arbitrale (costituito ai sensi della delibera 14 marzo 2005, n. 42) per la risoluzione di una controversia in materia di accesso al servizio di trasporto. Questa infatti ha evidenziato l'esigenza di una maggiore flessibilità della procedura di conferimento, che consenta rettifiche di errori materiali anche in sede di conferma delle capacità conferite. L'assenza di tale possibilità ha causato, in alcuni casi, quale quello discusso nell'ambito del lodo, l'obbligo per l'utente del servizio di trasporto di versare corrispettivi di bilanciamento pur a fronte di una condotta che ha assicurato l'equilibrio del sistema senza cagionare pregiudizi alle posizioni di altri utenti (onere eccessivo rispetto alle effettive conseguenze della condotta tenuta). In conseguenza di tali valutazioni si è ritenuto anche di prevedere forme di parziale compensazione per gli utenti che in passato sono incorsi nel pagamento di onerosi corrispettivi a causa di errori materiali nella propria richiesta di capacità di trasporto, assicurando al contempo la neutralità delle imprese di trasporto.

Modifiche al Codice di rete-tipo per la distribuzione

Con la delibera n. 138/04 relativa ai criteri di libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale, l'Autorità aveva previsto la definizione di un Codice di rete-tipo attraverso una procedura che coinvolgesse tutti i soggetti interessati. Esso era stato definito, infatti, nell'ambito di un Gruppo di lavoro, che aveva visto la partecipazione delle associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione, delle imprese di vendita e dei grossisti (Aiget, Anigas, Assogas, Federenergia, Federestrattiva, Federgasacqua). Fin da subito era però emersa la necessità di apportare alcune modifiche alla delibera n. 138/04, al fine di tener conto degli sviluppi della discussione e dei suggerimenti emersi durante le riunioni del Gruppo medesimo.

L'Autorità, con delibera 21 giugno 2005, n. 121, ha avviato il procedimento per la revisione della delibera n. 138/04 e ha previsto, anche per le modifiche proposte la consultazione *on line* dei soggetti interessati. Gli Uffici dell'Autorità hanno proceduto a pubblicare, in un'apposita sezione del proprio sito Internet, sia i capitoli del Codice di rete-tipo della distribuzione via via affrontati all'interno del Gruppo di lavoro, opportunamente rielaborati per tenere conto delle osservazioni scaturite dalla discussione stessa, sia gli articoli della delibera n. 138/04 soggetti a modifiche e integrazioni.

Nuove procedure di gestione dei *city gate* (delibera n. 249/05)

Nel corso dei lavori per la predisposizione del Codice di rete-tipo, l'Autorità ha disposto, con la delibera n. 249/05, modifiche e integrazioni della delibera n. 138/04 riguardanti la procedura di allocazione delle partite commerciali di gas degli utenti del servizio di trasporto presso i punti di riconsegna del sistema di trasporto condivisi, interconnessi con gli impianti di distribuzione (*city gate*). L'esigenza di ottimizzare la procedura di allocazione è scaturita dai tavoli di lavoro tra le imprese di trasporto e quelle di distribuzione, disposti dalla delibera n. 138/04 per definire congiuntamente le procedure operative e gli scambi di informazioni necessari all'ottimizzazione della gestione degli impianti di distribuzione e delle reti di trasporto, e in particolare per la gestione dei *city gate*.

Le imprese hanno richiesto, in merito alle modalità di determinazione e trasmissione dei dati finalizzati alla procedura di allocazione nel sistema di trasporto:

- la possibilità per le imprese di distribuzione di inviare i dati (qualora disponibili) relativi ai prelievi dei propri utenti stimati

con dettaglio giornaliero;

- la facoltà di applicare transitoriamente criteri di stima dei dati semplificati, per consentire, alle imprese di distribuzione non ancora in grado di attivare meccanismi automatici di stima per la totalità dei punti di riconsegna allacciati alle proprie reti, un periodo di tempo entro il quale adeguare i propri sistemi informativi.

Le disposizioni riguardanti la procedura di allocazione delineata dalla delibera n. 249/05 si applicano con riferimento ai quantitativi di gas trasportati a partire dall'1 gennaio 2006.

Consultazione sull'estensione della misura oraria a clienti con consumi superiori a 200.000 m³ annui

Nel maggio 2005 l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione circa l'*Estensione della misura su base oraria ai clienti finali con consumi di gas naturale superiori ai 200.000 m³ annui e ai punti di consegna delle reti di distribuzione* per definire criteri per la misura oraria del gas dei clienti finali con consumi annui compresi fra 0,2 e 10 M(m³), in ottemperanza alle disposizioni dell'art. 18, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il Documento è stato redatto tenendo conto:

- della proposta presentata nel mese di luglio 2004 dalle associazioni delle imprese di distribuzione riguardo agli standard tecnici, alle modalità di trasmissione dei dati e ai relativi costi, come richiesto dalla delibera 4 dicembre 2003, n. 139;
- della proposta che Snam Rete Gas ha inviato all'Autorità in data 31 marzo 2005, relativa alla necessità di costituire un operatore di sistema indipendente, titolare dell'attività di misura nell'ambito del trasporto gas al fine di raggiungere un livello elevato di qualità del processo di misura.

Nel Documento l'Autorità ha proposto sia di estendere l'obbligo di misura su base oraria anche ai sistemi installati presso i punti di riconsegna che alimentano gli impianti di distribuzione, sia di attribuire la responsabilità della gestione degli impianti di misura e delle attività di lettura al soggetto che esercisce la rete a monte del sistema stesso.

Nel formulare le proprie osservazioni, tutti i soggetti consultati hanno manifestato la necessità di un intervento regolatorio di più ampia portata, atto a definire con completezza tutti gli aspetti connessi con il servizio di misura e che tenesse in considerazione

le peculiarità funzionali del servizio in relazione alle diverse attività della filiera. Dalle osservazioni pervenute è emersa anche la posizione comune di tutti i soggetti consultati sul fatto che la responsabilità gestionale dei sistemi di misura, almeno per quanto attiene alle attività di installazione e manutenzione, debba essere attribuita al soggetto proprietario.

Garanzie di accesso al servizio di stoccaggio e norme per la predisposizione del Codice di stoccaggio (delibera n. 119/05)

Con la delibera n. 119/05, l'Autorità ha disposto le garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale, gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio e le norme per la predisposizione dei Codici di stoccaggio. I criteri per la definizione di questi ultimi sono giunti a definizione dopo un'esperienza di tre anni di condizioni in deroga (vale a dire stabilite dalle parti sulla base di criteri e condizioni minime fissati dall'Autorità), ai sensi della delibera tariffaria 27 febbraio 2002, n. 26.

Gli obiettivi principali del provvedimento sono:

- definire con chiarezza i servizi oggetto della regolazione e le regole di accesso a tali servizi (incluse le penali in caso di utilizzo dello stoccaggio diverso da quanto concordato);
- definire le modalità con le quali le imprese di stoccaggio possono offrire servizi di stoccaggio diversi da quelli minerario, strategico di modulazione e di bilanciamento della rete di trasporto;
- identificare soluzioni che consentano un'efficace negoziazione tra le parti (ma anche un ruolo attivo e di controllo del processo da parte dell'Autorità e del Ministero delle attività produttive), pure sulla base di un set di dati e informazioni adeguato, attraverso l'imposizione di specifici obblighi informativi sulle imprese;
- definire con chiarezza il percorso che, con il contributo di tutte le parti interessate, porti a un progressivo affinamento delle regole (quali: l'identificazione del reale fabbisogno di modulazione attraverso la definizione del massimo quantitativo riconosciuto a ciascun *shipper* per l'assolvimento dei relativi obblighi; l'introduzione di nuove modalità di conferimento, in funzione delle capacità disponibili; il progressivo cambiamento delle regole di bilanciamento anche in considerazione della graduale introduzione del mercato regolamentato del bilanciamento); in quest'ottica lo schema di delibera proposto demanda a futuri provvedimenti l'adozione di una serie di scelte su tali materie;

- utilizzare lo strumento dei corrispettivi di bilanciamento a partire dal prossimo inverno, al fine di incentivare un uso efficiente degli stoccaggi.

Garanzie di accesso al servizio di rigassificazione di GNL e norme per la predisposizione del Codice di rigassificazione (delibera n. 167/05)

Con delibera 1 agosto 2005, n. 167, l'Autorità ha predisposto le garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del GNL e le norme per la predisposizione dei Codici di rigassificazione, completando il quadro della regolamentazione dell'accesso e dell'utilizzo del sistema delle infrastrutture del gas previsto dal decreto legislativo n. 164/00.

La delibera contiene disposizioni valide per i terminali di Panigaglia e di rigassificazione di nuova realizzazione, anche laddove i nuovi terminali siano oggetto di esenzione dalla disciplina dell'accesso ai terzi ai sensi della Direttiva europea 2003/55/CE e della legge 23 agosto 2004, n. 239. Con successivo provvedimento dovranno essere definite le procedure per l'allocatione della nuova capacità realizzata non oggetto di esenzione dei nuovi terminali (la legge n. 239/04 prevede quale quota minima oggetto di esenzione l'80% della nuova capacità realizzata), sulla base dei criteri che il Ministero delle attività produttive definirà ai sensi della legge n. 239/04.

La delibera è giunta al termine di un'esperienza di quattro anni di accesso al servizio di rigassificazione presso il terminale di Panigaglia (avvenuto in ottemperanza della disciplina transitoria definita con la delibera tariffaria n. 120/01) ed è stata predisposta sulla base delle osservazioni ricevute sulle proposte dell'Autorità contenute nel Documento per la consultazione del 14 luglio 2004, recante *Garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del GNL e norme per la predisposizione dei Codici di rigassificazione*; nonché tenendo conto delle informazioni e dei dati acquisiti nell'ambito sia dell'istruttoria formale sul rifiuto di accesso al terminale di Panigaglia opposto da GNL Italia a Gas Natural, sia dell'istruttoria conoscitiva avviata con delibera 18 novembre 2004, n. 204.

Gli obblighi e i criteri elaborati nella delibera si pongono l'obiettivo di:

- definire norme di conferimento valide per la capacità del terminale di Panigaglia, che diano priorità ai contratti di importazione pluriennali senza fornire opportunità di accaparramento di capacità; tali norme si applicano anche a terminali, o potenziamenti, relativamente ai quali il ministero non conce-

- da l'esenzione dalla disciplina di accesso dei terzi;
- assicurare la massima partecipazione e trasparenza delle procedure per il conferimento iniziale di capacità di nuova realizzazione;
 - individuare la disponibilità di capacità non utilizzata con tempistiche idonee a garantire un'ampia partecipazione alle procedure di conferimento e una possibilità di utilizzo maggiore rispetto a quanto riscontrato relativamente al servizio di rigassificazione *spot*, mediante la definizione di criteri minimi per una programmazione e un utilizzo efficienti della capacità;
 - promuovere un conferimento della capacità ai richiedenti corrispondente alla effettiva gestione delle disponibilità di GNL degli stessi, prevedendo la perdita della capacità in caso di mancato utilizzo e l'applicazione di corrispettivi in caso di inosservanza della programmazione.

Consultazione sulla determinazione degli obblighi di modulazione e dei criteri e priorità di conferimento della capacità di stoccaggio

Con il Documento per la consultazione del 13 dicembre 2005, l'Autorità si propone di interpellare i soggetti interessati allo scopo di definire i provvedimenti atti a garantire procedure trasparenti, imparziali e non discriminatorie per il conferimento delle capacità di stoccaggio di modulazione stagionale e giornaliera. Tali provvedimenti riguardano la metodologia che gli utenti del servizio di stoccaggio, ai fini di quanto stabilito all'art. 18, commi 2 e 3, del decreto legislativo n. 164/00, sono tenuti a seguire per la determinazione delle capacità necessarie allo stoccaggio di modulazione stagionale e di punta, nonché le modalità con le quali le imprese di stoccaggio devono provvedere al conferimento delle capacità di stoccaggio, applicando priorità fondate su criteri oggettivi.

In particolare sono stati sottoposti all'attenzione del mercato:

- i criteri alla base del modello statistico (elaborato dal Centro elettrotecnico sperimentale italiano Spa – CESI), che stabilisce una correlazione fra l'andamento climatico e i consumi, in termini di volume e di punta giornaliera per ogni *pool* REMI, al fine di individuare l'effettivo fabbisogno di modulazione degli utenti del servizio di stoccaggio, nel periodo di punta stagionale compreso tra il 15 ottobre e il 15 marzo;
- i criteri per definire e quantificare gli altri strumenti di flessibilità

disponibili nel mercato, al fine di dimensionare le richieste di stoccaggio di modulazione degli utenti, coerentemente al loro portafoglio di approvvigionamento; gli strumenti di flessibilità individuati nel Documento per la consultazione sono le importazioni via gasdotto, la produzione e le importazioni di GNL.

Criteri per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura ai clienti finali – Integrazione della delibera n. 138/03 (delibera n. 205/05)

A seguito della definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto per il secondo periodo di regolazione (a partire dall'anno termico 2005-2006), con delibera 29 settembre 2005, n. 205, sono state modificate e integrate le parti della delibera 4 dicembre 2003, n. 138, riguardante le condizioni economiche di fornitura ai clienti finali, in cui sono stabilite le modalità di calcolo della componente relativa al trasporto, al fine di renderle coerenti con i nuovi criteri tariffari, nonché con le tariffe di trasporto approvate o determinate dall'Autorità per l'anno termico 2005-2006.

Interventi per fronteggiare l'emergenza gas dell'inverno 2005-2006: incentivi alle forniture interrottibili di gas per consumatori industriali (delibera n. 10/06)

Lo scorso 21 gennaio 2006, a causa del perdurare dell'emergenza gas, il Ministro delle attività produttive ha disposto un decreto (20 gennaio 2006) per l'incentivazione di un'offerta di ulteriore interrottibilità su base volontaria della domanda da parte del settore industriale. In attuazione di tale decreto, l'Autorità ha tempestivamente provveduto a predisporre un provvedimento per l'attivazione di un sistema transitorio di interrottibilità delle forniture di gas, basato su principi di mercato, di tipo volontario e destinato ai consumatori industriali (delibera 21 gennaio 2006, n. 10). Il provvedimento definisce le procedure concorsuali, svolte da Snam Rete Gas, alle quali hanno potuto accedere volontariamente gli operatori industriali disponibili a interrompere i loro prelievi di gas naturale, a fronte del riconoscimento di un corrispettivo economico. Per finanziare tale corrispettivo, l'Autorità ha previsto con la delibera 29 dicembre 2005, n. 297, l'istituzione di un fondo *ad hoc*, alimentato attraverso l'aumento, complessivamente pari al 3,7%, di alcuni corrispettivi della tariffa di trasporto¹.

¹ Si tratta dei corrispettivi CP_e, CP_u, CR_i, CV e CV^P della tariffa di trasporto previsti dalla delibera n. 166/05.

Il nuovo meccanismo di forniture industriali interrompibili, disposto per contribuire a ridurre i correnti consumi di gas, si è aggiunto a quello di tipo commerciale (già attivato dal Comitato tecnico di monitoraggio di emergenza del Ministero delle attività produttive) a cui hanno aderito volontariamente circa 80 aziende, le quali beneficiano anche di uno sconto nella tariffa di trasporto, fissato dall'Autorità nel luglio 2005 (delibera n. 166/05).

Oltre alle disposizioni attuative della procedura concorsuale, il provvedimento ha stabilito anche la verifica, da parte di Snam Rete Gas, del fatto che le interruzioni abbiano effettivamente avuto luogo secondo l'impegno assunto dai clienti; inoltre ha definito penali per disincentivare eventuali comportamenti opportunistici, nonché per assicurare l'efficacia e l'affidabilità della riduzione dei consumi di gas per il settore.

I risultati degli interventi a sostegno dell'emergenza gas sono illustrati in dettaglio in un apposito riquadro nel primo volume di questa *Relazione Annuale*.

Interventi per fronteggiare l'emergenza gas dell'inverno

2005-2006: aggiornamento dei corrispettivi per la reintegrazione degli stoccaggi strategici (delibera n. 21/06)

Il 30 gennaio 2006, con la delibera n. 21, l'Autorità ha effettuato l'aggiornamento annuale dei corrispettivi per la reintegrazione degli stoccaggi strategici di gas naturale, definendone i valori per l'anno 2006. Il provvedimento, emanato entro la scadenza già prevista dalla delibera n. 119/05 relativa alle regole per l'accesso e l'utilizzo dei servizi di stoccaggio e per la predisposizione dei Codici di stoccaggio, ha assunto particolare rilievo anche in considerazione della fase di emergenza, ancora in corso.

I nuovi corrispettivi, aggiornati tenendo conto delle attuali quotazioni del petrolio, disincentivano fortemente prelievi di quantità non autorizzati, nonché eventuali speculazioni in possibili diversi scenari di prezzo della materia prima, sollecitando gli utenti a un corretto utilizzo delle risorse di stoccaggio, e dunque contribuendo alla minimizzazione – per quanto possibile – dell'uso degli stoccaggi strategici.

Quadro riassuntivo ex delibera n. 248/04 e ultimi interventi

A fronte di un andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi in sostanziale e costante ascesa dal 2003, nel dicembre 2004 l'Autorità era intervenuta con la delibera n. 248/04:

- modificando i coefficienti adottati nell'indice di riferimento e i riferimenti per le quotazioni dei greggi;
- integrando la metodologia di aggiornamento in vigore con la previsione di una clausola che attenui l'incidenza delle quotazioni dei prodotti petroliferi, qualora l'andamento di esse non rientri in un predeterminato intervallo di prezzo (clausola di salvaguardia);
- adottando una direttiva che impegni i venditori all'ingrosso a offrire nuove condizioni economiche, formulate in coerenza con le suddette modifiche introdotte dalla stessa delibera nel caso di contratti che non prevedano clausole di aggiornamento o rinegoziazione dei prezzi;
- stabilendo che dall'1 ottobre 2005 venisse applicata una riduzione del margine di commercializzazione all'ingrosso (componente CCI delle condizioni economiche di fornitura) pari a 0,26 c€/m³ al fine di incentivare la negoziazione di prezzi di importazione coerenti con il prezzo medio europeo;
- prevedendo espressamente che solo in forza di informazioni relative ai contratti tali da incidere sull'impianto delle esigenze generali sottese al provvedimento, in coerenza con le finalità dallo stesso perseguite, avrebbero potuto essere riesaminati gli interventi assunti.

Avverso la delibera n. 248/04 alcuni importatori hanno presentato ricorso presso il TAR Lombardia e questo, in data 25 gennaio 2005, ha disposto la sospensiva della delibera. Sospensiva confermata in data 22 marzo 2005 dal Consiglio di Stato, al quale si era appellata l'Autorità.

Nel giudizio di merito il TAR Lombardia ha poi annullato la delibera n. 248/04 (sentenza n. 3478 del 28 giugno 2005). Avverso tale sentenza l'Autorità ha proposto ricorso in appello presso il Consiglio di Stato, con contestuale istanza di sospensione degli effetti. Il Consiglio di Stato in data 14 ottobre 2005 ha accolto l'istanza cautelare e ha sospeso l'efficacia della sentenza impugnata.

Facendo seguito a tale sospensiva, l'Autorità ha effettuato l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura per il trimestre a partire dall'1 gennaio 2006 con la metodologia prevista dalla delibera n. 248/04 (delibera 29 dicembre 2005, n. 298, anch'essa impugnata al TAR).

In data 21 marzo 2006 il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso dell'Autorità avverso la sentenza di annullamento del TAR Lombardia (dispositivo di decisione n. 217), confermando la validità della metodologia prevista dalla delibera n. 248/04.

Conseguentemente l'Autorità ha:

- effettuato anche il successivo aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche di fornitura a partire dall'1 aprile 2006 secondo la metodologia prevista dalla delibera n. 248/04 (delibera 27 marzo 2006, n. 63);
- richiesto informazioni agli esercenti sull'applicazione dell'art. 2 della delibera n. 248/04 (disposizione che impegna i venditori all'ingrosso a offrire nuove condizioni economiche formulate in coerenza con le modifiche introdotte dalla stessa delibera nel caso di contratti che non prevedano clausole di aggiornamento o rinegoziazione dei prezzi) (delibera 27 marzo 2006, n. 64);
- avviato un procedimento per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale e previsto un parziale conguaglio per i clienti finali (pari a 0,072585 €/GJ moltiplicato per i volumi consumati dagli stessi clienti finali nel trimestre aprile-giugno 2006), dovuto ai consumatori a parziale compenso delle somme fatturate loro in più nel 2005, quando la delibera n. 248/04 era in pendenza di giudizio dinanzi alla giustizia amministrativa (delibera 27 marzo 2006, n. 65).

Regolamentazione della sicurezza

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

- la qualità dei servizi gas;
- la qualità del gas;
- la sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas.

Nei paragrafi successivi vengono illustrate, per ciascuno degli ambiti sopra elencati, le principali attività sulle quali si è concentrata nell'ultimo anno l'attività di regolazione.

Qualità dei servizi gas

In generale, la regolazione della qualità dei servizi gas concerne la disciplina della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas, oltre che la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e vendita del gas. Alla fine del 2000 l'Autorità ha definito la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas introducendo un sistema di obblighi e di controlli, stabilendo sia i livelli nazionali base e di riferimento per alcuni indicatori al riguardo, sia gli obblighi di registrazione e di comunicazione dei dati all'Autorità. Al termine del primo periodo di regolazione l'Autorità ha emanato il Testo integrato della qualità dei servizi gas (delibera 29 settembre 2004, n. 168), con cui: ha

esteso l'applicazione della regolazione anche ai distributori che in sede di prima attuazione erano stati esonerati; ha modificato alcuni indicatori di sicurezza e di continuità del servizio; ha introdotto nuovi obblighi di servizio.

Ulteriori modifiche al Testo integrato sono state apportate lo scorso anno, con la delibera 27 luglio 2005, n. 158, al fine di rafforzare la tutela del cliente finale. In particolare è stato previsto esplicitamente che, nel caso di fornitura diretta del gas a clienti finali civili, anche l'azienda di trasporto abbia l'obbligo di odorizzare il gas, ciò valendo pure nel caso di alimentazione della rete di distribuzione mediante carro bombolaio.

La disciplina della sicurezza della distribuzione del gas, operando finora prevalentemente attraverso la definizione di obblighi di sicurezza quali, per esempio, la percentuale minima di rete da ispezionare ogni anno o il numero minimo annuo di controlli del grado di odorizzazione del gas, ha assicurato standard minimi adeguati con situazioni tuttavia disomogenee in Italia tra distributore e distributore, e tra impianto e impianto di distribuzione. Per evitare che un sistema di soli obblighi conducesse in futuro a ripiegamenti dei livelli di sicurezza verso i minimi obbligatori, l'Autorità ha deciso di stimolare i distributori a incrementare i propri livelli di sicurezza degli impianti di distribuzione, così da ottenere un più generale allineamento agli standard di eccellenza già raggiunti in alcune zone del paese. Alla fine del 2005, a seguito di un'ampia consul-

tazione dei soggetti interessati, l'Autorità ha quindi emanato la delibera 22 novembre 2005, n. 243, con la quale 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 maggiori rispetto a quelli minimi definiti dalla delibera n. 168/04.

Più in generale il sistema di incentivi introdotto dall'Autorità, volto a garantire la massima sicurezza per i consumatori e la collettività, si prefigge sia il miglioramento dei livelli medi nazionali di sicurezza del settore della distribuzione del gas, sia l'omogeneizzazione dei livelli di sicurezza erogati dai distributori. Inoltre mira anche a contrastare il rischio che il distributore, a causa della significativa erosione dei margini di guadagno per la parte di ricavi riconosciuta annualmente al Comune concedente, sia portato a privilegiare un'ottica di breve periodo nella quale ridurre al minimo i costi sia di gestione, sia di investimento per la sicurezza. Il nuovo sistema di incentivi premia la riduzione delle dispersioni di gas, il maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas e la riduzione degli incidenti da gas sugli impianti di distribuzione; stabilisce, inoltre, per il periodo 2006-2008, un accesso volontario da parte dei distributori. Dal 2009 il sistema diventerà obbligatorio, pur con la dovuta gradualità, e prevedrà, in aggiunta agli incentivi, penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio predefinito. L'accesso agli incentivi è consentito solo ad aziende che siano in possesso di requisiti stringenti e riguardanti l'accuratezza e l'affidabilità del servizio di pronto intervento, con registrazione puntuale e inalterabile di tutte le chiamate telefoniche, oltre che con definizione e attuazione di procedure aziendali per ciascuna delle attività rilevanti per la sicurezza elencate nel provvedimento.

Il sistema di incentivi ipotizza due componenti: la prima correlata all'odorizzazione (vengono premiati i controlli del grado di odorizzazione oltre il numero minimo annuo fissato dall'Autorità) e la seconda connessa con le dispersioni (viene premiata la riduzione delle dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi). Riguardo alla componente relativa alle dispersioni di gas, è stato definito per ogni impianto un tasso di miglioramento annuo, rispetto al livello di partenza medio del biennio 2003-2004, oltre il quale attribuire il premio. Gli incentivi verranno riconosciuti, a partire dal 2007 con riferimento all'anno precedente, per ogni impianto di distribuzione che abbia superato i criteri di ammissione definiti dall'Autorità: ciò comporta che per uno stesso distributore in possesso dei requisiti, e quindi in grado di accedere agli incentivi,

vi possano essere impianti di distribuzione ammessi a una delle due componenti di incentivi, a entrambe o a nessuna.

Ai fini del riconoscimento degli incentivi, gli impianti di distribuzione sono suddivisi in base al grado di concentrazione dei clienti finali allacciati alla rete. Per ognuna delle tre tipologie (ad alta, media e bassa concentrazione) e con riferimento alla componente degli incentivi relativa alle dispersioni, sono stati definiti livelli "obiettivo" da raggiungere entro il 2016, e "di riferimento" (o "di eccellenza") oltre i quali non vengono riconosciuti premi. Essi saranno accertati ed eventualmente ridefiniti alla fine del triennio 2006-2008, in base ai miglioramenti effettivamente conseguiti. Nel caso in cui su un impianto di distribuzione si verifichi un incidente causato dal gas, imputabile alla responsabilità del distributore, quest'ultimo subirà una penalizzazione pari al premio spettante per l'impianto coinvolto. Il provvedimento fissa comunque un tetto al riconoscimento degli incentivi, pari al 2% del vincolo dei ricavi di distribuzione approvato dall'Autorità.

Nel corso dell'anno 2005 è stata svolta un'attività di controllo dei dati comunicati dai distributori, in particolare per quanto riguarda il rispetto degli obblighi di servizio relativi alla sicurezza della distribuzione di gas. In esito a essa è stata emanata la delibera 19 luglio 2005, n. 152, con la quale l'Autorità ha diffidato 30 distributori di gas a recuperare entro il 2005 le ispezioni delle reti non effettuate nel 2004, ai fini dell'individuazione delle dispersioni di gas, pena l'avvio di procedimenti individuali con scopi sanzionatori. La verifica dei dati di sicurezza ha consentito inoltre di supportare la Direzione legislativo e legale nella predisposizione delle delibere 27 luglio 2005, n. 155 e n. 156, di avvio di istruttorie formali nei confronti di distributori risultati inadempienti delle disposizioni emanate dall'Autorità in tema di sicurezza del servizio di distribuzione del gas.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione e vendita del gas

La regolazione della qualità commerciale per il settore gas è stata introdotta nel 2001 e rivista nel corso del 2004, in occasione dell'avvio del nuovo periodo di regolazione. Inserita nel Testo integrato della qualità del servizio gas, approvato con la delibera n. 168/04, è stata anch'essa ulteriormente modificata e rafforzata con la delibera n. 158/05. Nel luglio dello scorso anno, infatti, al fine di rafforzare la tutela del cliente finale, l'Autorità ha introdotto nuovi obblighi di tempestività per i venditori di gas, interlocutori diretti dei clienti finali, nella trasmissione delle richieste di prestazioni di competenza dei distributori, quali, per esempio, quelle di

allaccio e di preventivazione. A partire dall'1 gennaio 2006 tali richieste devono essere trasmesse al distributore entro tre giorni lavorativi e i venditori, oltre a registrare i tempi di ricevimento e di trasmissione, devono fornire al cliente finale un codice di identificazione della richiesta di prestazione presentata.

La delibera n. 158/05 ha inoltre introdotto l'impegno, da parte delle associazioni di categoria dei distributori e dei venditori di gas naturale, di definire una proposta di standard nazionale di trasmissione delle richieste di prestazione di qualità commerciale entro il 31 ottobre 2005. Le associazioni dei distributori e dei venditori di gas naturale hanno fatto pervenire all'Autorità una proposta che individua Internet quale canale di trasmissione delle informazioni e una *e-mail* con allegati *file* in formato Excel e/o Pdf quale modalità per l'invio delle informazioni; ciò prevedendo che la definizione dei modelli in formato Excel sia demandata a ogni singola impresa di distribuzione.

Dopo aver esaminato tale proposta, l'Autorità ha deciso (delibera 19 dicembre 2005, n. 279) di avviare il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di standard di comunicazione tra distributori e venditori di gas naturale, sia per l'effettuazione delle prestazioni previste dalla delibera n. 168/04, sia per la sostituzione del venditore nella fornitura di gas al cliente finale. L'Autorità ritiene infatti che:

- l'adozione da parte dei distributori e dei venditori di gas naturale di canali e modalità differenti di trasmissione e ricezione delle informazioni da una parte renda difficoltosa l'apertura del mercato del gas e, dall'altra, introduca elementi di inefficienza nel sistema;
- la proposta presentata dalle associazioni dei distributori e dei venditori di gas naturale costituisce un importante punto di partenza, ma non risponde adeguatamente alle finalità di efficienza e di ottimizzazione dei costi per il sistema, perseguibili attraverso uno standard unico nazionale di trasmissione e ricezione delle informazioni che sia in grado, mediante l'eliminazione delle differenze da impresa a impresa, di assicurare il sostanziale rispetto delle precedenti delibere in materia (n. 138/04, n. 168/04 e 18 marzo 2004, n. 40), nonché di favorire lo sviluppo della concorrenza nel mercato del gas.

Tale procedimento è sottoposto alla sperimentazione della metodologia di AIR ai sensi della delibera 28 settembre 2005, n. 203.

A dicembre 2005, infine, l'Autorità ha pubblicato un Documento

per la consultazione sulla qualità dei servizi telefonici commerciali erogati dai venditori ai clienti finali di gas. Il Documento, che riguarda anche il settore elettrico, formula proposte che mirano al superamento delle criticità spesso segnalate dai consumatori soprattutto relativamente agli eccessivi tempi di attesa telefonica.

Qualità del servizio di trasporto del gas

L'Autorità, secondo quanto disposto dalla legge istitutiva, ha poteri di regolazione sulla qualità del servizio di trasporto. Il Ministero delle attività produttive con il decreto 29 settembre 2005 ha inoltre previsto che le imprese di trasporto regionale debbano garantire i livelli e gli standard qualitativi e di sicurezza del trasporto a tutela dei clienti direttamente allacciati alle reti di trasporto.

Sebbene avesse già regolato alcuni aspetti relativi alla qualità del servizio di trasporto offerto da Snam Rete Gas e da Società Gasdotto Italia Spa nell'ambito dell'approvazione dei rispettivi Codici di trasporto, l'Autorità ha ritenuto necessario introdurre una più puntuale regolazione della qualità del servizio mediante un approccio generale e indipendente dal soggetto che esercita l'attività di trasporto del gas naturale. Perciò, con la delibera 23 gennaio 2006, n. 15, ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti inerenti alla qualità del servizio di trasporto del gas naturale, tramite cui regolare aspetti generali in materia, tra i quali almeno la sicurezza, la continuità e la qualità commerciale, coerentemente con quanto già definito in provvedimenti precedenti.

Qualità del gas

I parametri di qualità del gas più importanti per i clienti finali riguardano sia l'energia contenuta nel gas fornito al cliente finale, che a sua volta dipende dal potere calorifico, dalla pressione di fornitura e dalla temperatura del gas, sia il grado di odorizzazione. La qualità del gas è rilevante per il cliente finale per motivi sia economici (infatti la tariffa pagata è commisurata all'energia contenuta nel gas), sia di sicurezza (l'odorizzazione e la pressione del gas sono centrali per un suo utilizzo sicuro nelle apparecchiature). Fin dal 2003 l'Autorità ha quindi avviato uno studio finalizzato all'approfondimento delle soluzioni adottate dalle aziende nazionali di trasporto del gas per la misura e il controllo del suo potere calorifico. Esso mirava a individuare eventuali necessità di integrazione della regolazione vigente, nell'ottica del miglioramento della tutela del cliente finale.

In esito ai risultati dello studio e a seguito di un'ampia consultazione dei soggetti interessati, l'Autorità ha definito, con la delibera 6 settembre 2005, n. 185, norme generali di garanzia della qualità del gas naturale fornito ai clienti finali, che hanno rafforzato quelle già presenti nei Codici di trasporto. Le norme sono state predisposte anche in previsione dall'aumento della variabilità della qualità del gas naturale, derivante in futuro dall'avvio di nuovi terminali GNL e dall'importazione di gas naturale dall'estero attraverso nuovi gasdotti.

Le disposizioni dell'Autorità obbligano le imprese coinvolte nella gestione fisica del gas (vale a dire i soggetti che operano nelle attività di trasporto, di importazione, di GNL, di produzione, di stoccaggio, nonché i proprietari degli apparati di misura della qualità del gas utilizzati dal servizio di trasporto) a rispettare più severi criteri sulla qualità del gas.

Nei punti di ingresso delle reti di trasporto il provvedimento prescrive la misura e il controllo del Potere calorifico superiore (PCS) e di altri 9 parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi. Nel provvedimento l'Autorità sancisce, inoltre, il divieto di immissione nella rete di trasporto di gas fuori specifica – o comunque in grado di arrecare danni agli utenti del servizio – e introduce obblighi stringenti di informazione tempestiva agli utenti coinvolti in eventuali disservizi.

All'impresa di trasporto è attribuita la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la prima sia affidabile e tempestiva; inoltre gli apparati di misura devono essere resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità. Ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto.

Le disposizioni emanate dall'Autorità fissano livelli generali di disponibilità della misura del PCS e metodi di stima della misura nel caso in cui essa sia indisponibile; gli utenti del trasporto devono essere informati dei casi in cui la misura venga stimata, fermo restando l'obbligo dell'impresa di trasporto di ripristinare la misura entro il tempo massimo di 15 giorni successivi all'inizio della indisponibilità della misura stessa.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas: gli accertamenti della sicurezza di impianti di utenza a gas

Il regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas è stato istituito dall'Autorità fin dal mar-

zo 2004 (delibera n. 40/04). Per tutti gli impianti funzionanti con i gas distribuiti a mezzo di reti (prevalentemente metano, ma anche GPL), esso ha posto l'obiettivo di garantire e promuovere la sicurezza del servizio del gas, nonché di ridurre gli incidenti riconducibili all'uso del gas. Secondo un'analisi degli incidenti effettuata dal Comitato italiano gas (CIG), le cause più ricorrenti di incidente sono: l'inefficienza delle canne fumarie; la ventilazione non idonea dei locali; lo stato di manutenzione di apparecchi precario o non conforme alle norme di legge; l'insufficiente cubatura o la non idoneità dei locali dove sono installati gli apparecchi. Il regolamento emanato dall'Autorità ha previsto, quindi, che il gas debba essere fornito ai clienti finali solo previa verifica documentale da parte del distributore del rispetto dei requisiti di legge sugli impianti di utenza a gas.

Successivamente all'entrata in vigore del regolamento, l'Autorità, accogliendo alcune richieste di semplificazione e differimento pervenute da associazioni di esercenti e da altri soggetti, ha emanato le delibere 22 luglio 2004, n. 129, e 15 marzo 2005, n. 43, con le quali ha apportato modifiche e integrazioni alla delibera n. 40/04, tra cui il differimento al 30 giugno 2005 del termine di applicazione delle norme transitorie, consentendo in tal modo di avviare gli accertamenti documentali sugli impianti di utenza nuovi a partire dall'1 luglio 2005.

Nonostante l'ampio periodo di tempo concesso a tutti i soggetti interessati per l'attuazione della delibera n. 40/04, successivamente all'1 luglio 2005 sono pervenute all'Autorità numerose segnalazioni da parte di clienti finali di disagi subiti in fase di attivazione della fornitura di gas a seguito dell'implementazione del regolamento. L'Autorità ha provveduto quindi a convocare d'urgenza le associazioni di categoria dei distributori, dei venditori di gas e degli installatori per una verifica dello stato di attuazione della delibera n. 40/04 e per individuare modalità, anche provvisorie, di superamento delle criticità segnalate. A seguito degli elementi raccolti, l'Autorità ha provveduto a emanare d'urgenza la delibera 20 settembre 2005, n. 192, con la quale:

- ha introdotto norme transitorie di semplificazione per l'attivazione degli impianti di utenza nuovi, valide fino al 30 settembre 2006;
- ha posticipato all'1 aprile 2007 e all'1 ottobre 2007 l'avvio degli accertamenti rispettivamente sugli impianti di utenza modificati o riattivati e sugli impianti di utenza in servizio;
- ha avviato un'istruttoria conoscitiva per accertare l'adegua-

tezza dei comportamenti messi in atto dai distributori e dai venditori di gas per l'attuazione della delibera n. 40/04;

- ha istituito un Gruppo di lavoro (al quale partecipano il Ministero delle attività produttive, il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti, il CIG, le associazioni dei distributori e dei venditori di gas, le associazioni degli installatori, gli Ordini e i Collegi professionali) finalizzato all'individuazione di eventuali semplificazioni alla delibera n. 40/04.

Gli esiti dell'istruttoria conoscitiva, approvati e pubblicati con la delibera 27 febbraio 2006, n. 42, hanno evidenziato che l'attuazione del regolamento emanato dall'Autorità ha prodotto effetti significativi: benché la quasi totalità dei distributori abbia seguito le norme del regolamento nell'attivazione di impianti di utenza nuovi solo a far data dall'1 luglio 2005, nel primo anno termico di attuazione della delibera n. 40/04 (e cioè nel periodo compreso tra l'1 ottobre 2004 e il 30 settembre 2005) oltre 77.000 nuovi impianti di utenza a gas sono stati accertati con esito positivo, a fronte di poco più di 7.000 con esito negativo, comportando quindi per un elevato numero di impianti di utenza la verifica della completezza e della conformità della documentazione di corredo prevista dalla legislazione vigente in tema di sicurezza.

L'1 marzo 2006 l'Autorità ha quindi avviato una consultazione con lo scopo di adottare un provvedimento che semplifichi il regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas previste dalla delibera n. 40/04, e che consenta il superamento delle residue criticità riscontrate senza snaturarne i principi e l'impostazione originaria.

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

Ai fini della tutela dei clienti finali che utilizzano il gas per usi domestici, riveste una particolare importanza la presenza di un'assicurazione per infortuni, incendio e responsabilità civile che metta al riparo il cliente finale dai danni eventualmente derivanti da incidenti connessi con l'uso del gas. Pertanto, l'Autorità ha reso obbligatoria dal 2004 l'assicurazione minima per infortuni e incendi connessi con l'utilizzo del gas (delibera 12 dicembre 2003, n. 152). L'assicurazione era già vigente, su base volontaria, dal 1991 e sarebbe scaduta il 31 dicembre 2003; 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 è a favore di ogni cliente finale civile del gas fornito mediante una rete di distribuzione (escluso quindi il gas fornito mediante bombole) negli impianti per usi civili. L'assicurazione è stipulata dal CIG tramite gara a evidenza pubblica e il costo in bolletta per i consumatori è pari a 0,40 € all'anno per cliente finale. Nel nuovo contesto liberalizzato del mercato del gas, i venditori possono comunque offrire ai propri clienti migliori condizioni integrative (per esempio, maggiori massimali) senza far venir meno le coperture minime stabilite dall'Autorità.

Con la delibera 19 dicembre 2005, n. 277, l'Autorità, dando anche attuazione a quanto disposto dal decreto del Ministero delle attività produttive 29 settembre 2005, ha integrato la delibera n. 152/03, estendendo alle imprese di trasporto quanto già previsto per i distributori in tema di assicurazione dei clienti finali civili del gas nel caso in cui siano presenti clienti finali civili allacciati direttamente alla rete di trasporto. L'Autorità ha inoltre integrato gli obblighi di informazione già previsti dalla delibera n. 152/03 al fine di garantire a tutti i clienti finali civili del gas informazioni complete, comprensibili e uniformi in tema di assicurazione, oltre che per rispondere alle criticità rappresentate dalla mancata conoscenza dell'assicurazione da parte di tutti i clienti finali civili del gas (distribuito via rete) e dalla comunicazione sull'assicurazione riportata in bolletta che risulta spesso non chiara.

Gestione di reclami, istanze, segnalazioni, conciliazioni e arbitrati

L'attività di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni provenienti sia dalla clientela individuale, sia dalle associazioni dei consumatori, ha assunto nel corso del 2005 un peso crescente in seguito all'incremento delle comunicazioni riguardanti il settore gas rispetto agli anni precedenti. Infatti, a fronte della crescita media del 30% osservata negli ultimi cinque anni, nel periodo compreso tra l'1 maggio 2005 e il 31 marzo 2006, vi è stato un incremento del 103% circa che ha comportato, per la prima volta dal 1999, la prevalenza delle comunicazioni riguardanti il settore gas (pari al 54% del totale) rispetto a quelle riguardanti il settore elettrico (pari al restante 46% del totale). Nell'anno considerato, a fronte di un totale di 1.843 comunicazioni inoltrate all'Autorità, 988 hanno interessato il settore gas (Tav. 3.4 e Fig. 3.1). Delle comunicazioni pervenute l'85% riguarda reclami, il 5% richieste di informazioni e il restante 10% segnalazioni.

La prevalenza delle comunicazioni concernenti il settore gas trova giustificazione nella maggiore apertura verso dinamiche concorrenziali del settore della vendita di gas ai clienti finali, avvenuta nel corso del precedente anno. La completa liberalizzazione della domanda potrebbe infatti aver accentuato la consapevolezza degli utenti e la percettibilità degli eventuali disservizi che si possono verificare in tale settore. Peraltro, l'aumento delle istanze di intervento presentate dai consumatori e dagli esercenti può essere letto come risultante di una certa conflittualità tra operatori del settore della vendita di gas ai clienti finali registrata nell'anno di riferimento. Infatti, nonostante i contenutissimi tassi di *switching* che hanno interessato i clienti finali di piccole dimensioni a livello nazionale, negli ambiti territoriali in cui vi è stato l'ingresso di un nuovo venditore si sono registrati in alcuni casi comportamenti commerciali dei venditori concorrenti non sempre chiari per i clienti interessati.

L'incremento delle segnalazioni per il settore del gas risente anche delle problematiche connesse con l'applicazione delle prescrizioni in materia di sicurezza degli impianti, contenute nella delibera n. 40/04. Nel dettaglio le problematiche oggetto di più frequente trattazio-

ne sono state quelle concernenti la contrattualistica, la qualità commerciale e della fornitura (18%), la fatturazione (16%), gli allacciamenti (40%), il mercato e la concorrenza (11%) (Tav. 3.5). La statistica non comprende i reclami inerenti particolari questioni tariffarie, i reclami attinenti l'applicazione dell'IVA al 20% per le forniture a uso riscaldamento e i reclami inviati più volte dallo stesso cliente. Inoltre, non sono oggetto di registrazione a fini statistici le comunicazioni archiviate poiché aventi a oggetto alcune materie non rientranti nella competenza dell'Autorità, quali: i problemi di natura fiscale (applicazione di IVA, accise e imposte in genere); le richieste di risarcimento per danni subiti a seguito di disservizi; le questioni inerenti le servitù; le problematiche relative al gas distribuito non per mezzo di reti urbane; i problemi riguardanti l'interpretazione o l'applicazione di norme tecniche emanate dal CIG. Infine, numerose richieste di informazioni sono state avanzate ed evase telefonicamente. I dati relativi alle telefonate non sono tuttavia considerati ai fini statistici.

Peraltro, l'attività di valutazione delle comunicazioni pervenute all'Autorità durante l'anno di riferimento ha consentito l'emergere di taluni elementi conoscitivi che hanno reso necessario l'avvio di diversi procedimenti ai sensi dell'art. 2, commi 12 e 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481. Pertanto, tali comunicazioni sono state trattate unitariamente all'interno di ciascun procedimento e non sono divenute oggetto di registrazione a fini statistici. In particolare, fra queste rientrano quelle inerenti le problematiche affrontate in seno all'*Istruttoria conoscitiva sui comportamenti posti in essere dagli operatori nel mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali*, avviata con la delibera 28 ottobre 2005, n. 225, la cui conclusione è prevista per il 31 luglio 2006. Tali comunicazioni sono costituite dai reclami provenienti dai clienti finali che lamentano comportamenti di soggetti autorizzati alla vendita non in linea con i principi stabiliti dalla delibera 22 luglio 2004, n. 126, a tutela della possibilità per il cliente finale medesimo di effettuare una consapevole e libera scelta del fornitore di gas naturale. Vi sono inoltre segnalazioni provenienti dai soggetti autorizzati alla ven-

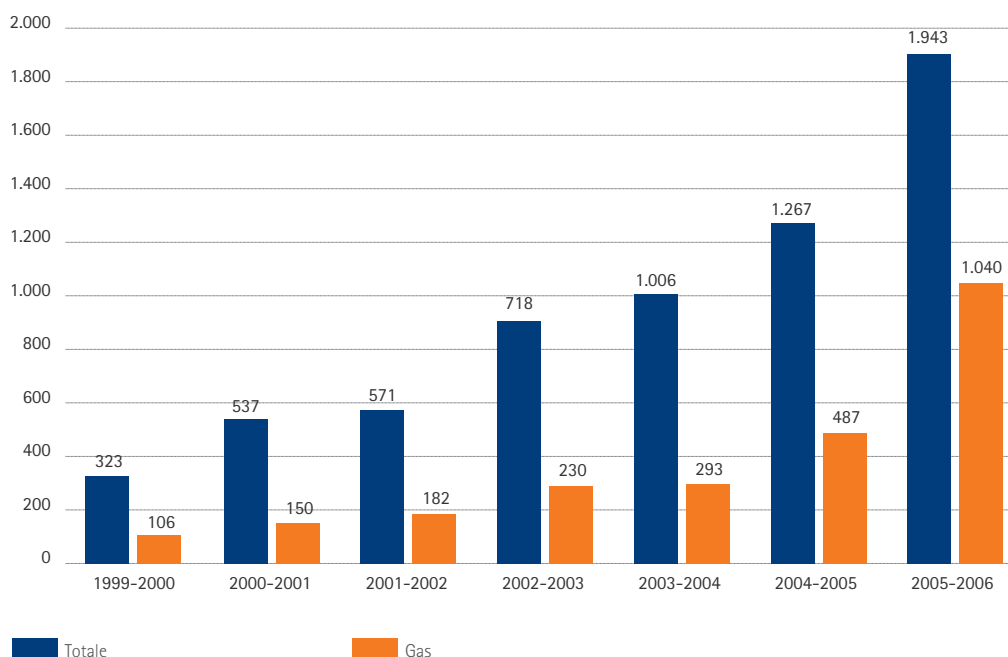
TAV. 3.4

Reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevuti dall'Autorità
Maggio 2005 - Marzo 2006

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONI	SEGNALAZIONI
Gas	886	51	97
TOTALE	1.686	108	149

FIG. 3.1

Totale delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità
Maggio 1999 - Marzo 2006^(A)



A) A partire dall'anno in corso è stato modificato il periodo di riferimento della *Relazione Annuale*. Pertanto si segnala che i dati relativi ai reclami, alle richieste di informazioni e alle segnalazioni pervenuti all'Autorità differiscono da quelli rilevati nelle precedenti *Relazioni Annuali* in quanto il periodo di riferimento per l'anno 2005-2006 è limitato a quello intercorso fra l'1 maggio 2005 e il 31 marzo 2006.

TAV. 3.5

Principali argomenti oggetto dei reclami, delle segnalazioni e delle richieste di informazioni ricevuti dall'Autorità
Maggio 2004 - Aprile 2005
Maggio 2005 - Marzo 2006^(A)

COMUNICAZIONE	MAGGIO 2004 - APRILE 2005		MAGGIO 2005 - MARZO 2006	
	TOTALE CASI (numero)	TOTALE CASI %	TOTALE CASI (numero)	TOTALE CASI %
Contratti, qualità commerciale e della fornitura	147	30	184	18
Fatturazione	90	19	158	16
Allacciamento	90	19	400	40
Bollette	13	2	26	3
Tariffe	18	4	26	3
Misura	19	4	27	3
Mercato e concorrenza	69	14	109	11
Altro	41	8	58	6
TOTALE	487	100	988	100

A) Dal 2005 è stato modificato il periodo di riferimento della *Relazione Annuale*. Pertanto, al fine di allineare i dati relativi ai reclami, alle richieste di informazioni e alle segnalazioni pervenuti all'Autorità a quelli rilevati nelle precedenti *Relazioni Annuali*, il periodo di riferimento per l'anno 2005-2006 è limitato a quello intercorso fra l'1 maggio 2005 e il 31 marzo 2006.

dita che lamentano comportamenti, da parte di soggetti concorrenti, violanti le prescrizioni della delibera n. 126/04 a tutela della trasparenza, completezza e non discriminazione delle informazioni. Da ultimo, rientrano fra tali comunicazioni anche le segnalazioni aventi a oggetto comportamenti che contrastano con l'esigenza di garantire la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del servizio di distribuzione e delle relative attività accessorie; in particolare con riferimento alla creazione di barriere all'uscita del cliente finale o all'entrata di operatori concorrenti della società di vendita societariamente collegata o controllata.

Inoltre, come sopra richiamato, non rientrano fra le comunicazioni rilevate a fini statistici quelle che riguardano i procedimenti individuali avviati dall'Autorità.

Nell'ambito del servizio di distribuzione e vendita del gas non si registrano particolari variazioni, in valore percentuale, per quanto riguarda le comunicazioni aventi a oggetto le problematiche inerenti le fatturazioni, la trasparenza e la comprensibilità delle bollette, l'applicazione delle tariffe e l'attività di misurazione del gas. Piuttosto, subiscono significative variazioni le segnalazioni inerenti le questioni contrattuali e la qualità commerciale (18%) che parrebbero subire una forte flessione rispetto a quanto registrato nell'anno precedente (laddove incidono per il 30% del totale delle comunicazioni relative al settore). Allo stesso modo, anche le segnalazioni inerenti le problematiche legate alle dinamiche di mercato segnano una diminuzione (11%) rispetto all'anno precedente (14%). La lettura di tali dati deve tuttavia considerare quanto già osservato in merito ai procedimenti istruttori avviati in seguito alla valutazione delle comunicazioni pervenute all'Autorità. Infatti, una cospicua parte delle comunicazioni relative alle questioni contrattuali e alle problematiche legate all'assetto concorrenziale del settore non è stata inclusa nella registrazione a fini statistici, in quanto è confluita nell'Istruttoria conoscitiva avviata con la delibera n. 225/05.

Viceversa, nell'anno in corso si registra un notevole incremento dei reclami relativi agli allacciamenti (40%) che aumentano in maniera considerevole rispetto a quanto osservato nel periodo 1 maggio 2004 – 30 aprile 2005 (19%). La forte crescita di tali segnalazioni è spiegabile in base al fatto che più dei due terzi delle comunicazioni inerenti gli allacciamenti hanno a oggetto le già menzionate problematiche connesse con l'applicazione del regolamento previsto dalla delibera n. 40/04, in merito alle attivazioni delle forniture di gas. A questo proposito, si osserva che proprio attraverso la valuta-

zione di tali segnalazioni sono emersi alcuni degli elementi che hanno reso necessario l'avvio della Istruttoria conoscitiva prevista dalla delibera n. 192/05 e conclusa con la delibera n. 42/06.

Arbitrati

Con la delibera n. 42/05, l'Autorità ha reso operativa una procedura arbitrale utilizzabile per la soluzione di controversie riguardanti l'accesso e l'erogazione dei servizi sia di trasporto sulla rete gas ad alta pressione, sia di trasmissione dell'energia elettrica sulla rete nazionale. Tale soluzione apre una fase sperimentale che terminerà con l'adozione, secondo quanto previsto dalla legge istitutiva, del regolamento governativo disciplinante l'arbitrato amministrato applicabile a tutti i segmenti commerciali delle filiere del gas e dell'energia elettrica.

La prima procedura ha risolto una controversia sorta nell'ambito di un rapporto commerciale di erogazione del servizio di trasporto del gas naturale, chiudendosi con l'adozione del lodo (si veda più avanti) e il suo deposito, avvenuto lo scorso 20 gennaio. La decisione è stata pubblicata in un'apposita sezione del sito Internet dell'Autorità. La novità e l'importanza dell'attività arbitrale rendono opportuno in questa sede sia svolgere alcune notazioni sugli strumenti giuridici dell'Autorità, sia illustrare gli aspetti di maggiore interesse della prima pronuncia.

L'Autorità mette a disposizione di utenti ed esercenti dei settori regolati una serie di rimedi di elevata efficienza per la tutela dei propri interessi.

In primo luogo, essa ha il potere di ordinare la cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti comminando una sanzione amministrativa. Tale intervento è previsto rispetto a condotte patologiche in atto, ossia a situazioni in cui è preminente l'esigenza di ricondurre il comportamento dell'esercente al rispetto della disciplina del rapporto commerciale. Si tratta di un rimedio che è accessibile anche nei casi nei quali non è dato riscontrare il rischio di un danno grave e irreparabile e che il soggetto interessato può chiedere direttamente all'Autorità senza la necessità di affidarsi a un patrocinatore. Data la sostanziale natura cautelare del rimedio, qualora ricorrano obiettive esigenze di urgenza l'Autorità può adottare il provvedimento senza avviare un procedimento. Un ulteriore vantaggio è costituito dal fatto che l'interessato ottiene un atto di accertamento della violazione compiuta a suo danno, che costituisce un consistente elemento probatorio a supporto di un'eventuale azione di risarcimento dei danni in sede civile.

Un altro strumento di carattere giustiziale a disposizione dell'Autorità è quello sanzionatorio. Anche se ricade in una misura che risponde primariamente all'interesse del sistema a colpire le violazioni del quadro regolatorio, la procedura sanzionatoria può rivelarsi funzionale all'interesse dei soggetti che abbiano subito gli effetti della condotta antiggiuridica. L'avvio della procedura sanzionatoria (alla quale si ha titolo a partecipare in contraddittorio con l'esercente) consentirà di ottenere un accertamento qualificato da utilizzare in sede civile per ottenere l'eventuale condanna al risarcimento dei danni patiti.

Gli utenti e gli esercenti, nel caso abbiano a lamentare condotte anticoncorrenziali, possono decidere di denunciarle all'Autorità che valuterà se segnalare all'Autorità garante della concorrenza e del mercato eventuali comportamenti che possano costituire violazioni della legge n. 287 del 10 ottobre 1990. È evidente che dar luogo a una segnalazione dell'Autorità comporta un impulso qualificato all'intervento del Garante rafforzando la denuncia e la possibilità di provocare interventi che rimuovano la situazione ostativa della concorrenza.

L'attivazione della funzione arbitrale completa il corredo di strumenti di tutela. Gli interessati possono accedere a un rimedio giurisdizionale attraverso il quale ottenere una tutela di tipo reintegratorio. L'Autorità, con la sua azione, vuole garantire la tecnicità e l'economicità del giudizio e per il momento, in carenza del regolamento governativo, ha ritenuto di non prefigurare nel dettaglio l'impianto procedurale, lasciando ampi margini all'autonomia delle parti. Qualora le parti decidano di optare per l'arbitrato, la presidenza del Collegio arbitrale viene assunta dall'Autorità, nella persona del responsabile della Direzione legislativo e legale (o di un suo delegato). L'Autorità, inoltre, attraverso le proprie strutture offre un supporto alla gestione delle attività di *back office* e della logistica (sede dell'arbitrato), nonché alle eventuali esigenze di carattere peritale.

Lodo n. 1-06

La prima decisione emessa in esito a un arbitrato amministrato dall'Autorità, come detto, è intervenuta su una controversia insorta nell'ambito di un contratto di erogazione del servizio di trasporto del gas naturale sulla rete ad alta pressione.

Gli arbitri hanno dovuto affrontare innanzitutto la questione dell'autonomia negoziale delle parti nella definizione della disciplina del rapporto commerciale.

L'inquadramento è stato operato a partire dall'art. 24, comma 5,

del decreto legislativo n. 164/00, che prevede due livelli: al primo si colloca l'attività di regolazione dell'Autorità orientata a garantire "la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità nell'erogazione del servizio di trasporto"; al secondo l'attività delle imprese di trasporto che, sulla base della disciplina definita dall'Autorità sono tenute a predisporre condizioni generali di contratto (il Codice di rete), poi trasmesse alla stessa Autorità per la loro approvazione.

La cornice normativa attualmente definita dall'Autorità con la delibera n. 137/02 disciplina sia la fase genetica del rapporto (accesso al servizio), sia quella dinamica dello stesso (erogazione del servizio), con la conseguenza che il Codice di rete, oltre a definire condizioni generali di contratto propriamente intese, reca anche le disposizioni disciplinanti una fase pre-contrattuale, comprendente le attività finalizzate all'avvio del singolo rapporto commerciale. Tale assetto normativo conferisce alle disposizioni transitorie vigenti valore tassativo, sottraendole alla libera contrattazione delle parti.

La disciplina della fase pre-contrattuale, la cd. "procedura di conferimento", prende avvio con la richiesta di conferimento di capacità che si sostanzia in una proposta contrattuale nella quale il potenziale utente indica i parametri generali variabili del rapporto (punti di immissione e di prelievo interessati dall'esecuzione del contratto, nonché per ciascun punto, la capacità necessaria). Tali parametri compongono l'unica materia sulla quale si esplica l'autonomia contrattuale delle parti. Il conferimento di capacità costituisce un adempimento dell'impresa di trasporto, qualificabile in due modi diversi a seconda dell'esito che comportano rispetto alla richiesta dell'utente: qualora l'esercente disponga della capacità richiesta dall'utente, il conferimento costituisce accettazione della proposta e comporta la formazione del rapporto contrattuale; nel caso opposto, il conferimento deve essere qualificato in termini di nuova proposta contrattuale.

Conseguentemente, il successivo passaggio previsto dal Codice di rete, basato su un adempimento posto a carico dell'utente, e qualificato come "conferma", assume due diversi significati sul piano giuridico: nel primo caso la mancata conferma costituisce la manifestazione della volontà di esercitare una facoltà di recesso riconosciuta all'utente; nel secondo caso, la conferma dell'utente si configura come accettazione della contro-proposta dell'esercente. Quale che sia la variante che in concreto si verifichi, l'adempimento in questione comporta il perfezionamento del contratto nella sua definitiva consistenza tecnico-contenutistica. La sottoscrizione del modulo di accettazione delle condizioni generali di contratto (con-

tratto di trasporto), pertanto, è del tutto irrilevante ai fini della genesi del rapporto. Nel caso in cui, in esito alla procedura di conferimento l'utente non abbia acquisito capacità presso un punto di prelievo della rete di trasporto, l'eventuale ritiro di gas presso tale punto da parte dei clienti dell'utente stesso non implica la materiale erogazione del servizio di *settlement* dal momento che l'esercente non ha la possibilità materiale di adeguare i flussi fisici alla situazione commerciale maturata in esito alle procedure vincolanti.

Il Collegio arbitrale, quindi, in esito a una analitica ricostruzione della dinamica di perfezionamento del contratto di trasporto, ha escluso che una siffatta situazione possa dar luogo a una deroga alla procedura sopra sinteticamente ricostruita per due ordini di ragioni: primariamente, per il fatto che alle parti non è disponibile la deroga alle disposizioni procedurali; secondariamente, per il fatto che, comunque, data la concreta modalità di funzionamento del sistema di trasporto, non è sostenibile che la condotta implichi un assenso dell'esercente alla modifica delle regole per atti concludenti.

Un'ulteriore questione affrontata è stata quella della natura giuridica del corrispettivo di scostamento, e più in particolare il fatto che esso possa essere qualificato alla stregua di una penale (il Codice civile ne consentirebbe, a certe condizioni, la riduzione in via equitativa).

Il Collegio ha deciso poiché si tratta di uno dei corrispettivi di bilanciamento, costituendo in particolare la somma che l'utente è tenuto a versare all'impresa erogatrice del servizio di trasporto del gas naturale qualora effettui immissioni e prelievi eccedenti le capacità conferite. La previsione, da parte dell'Autorità, di tale corrispettivo è evidentemente diretta a tutelare l'interesse generale al corretto funzionamento del servizio di trasporto di gas naturale. Ciò si desume dal fatto che la regolazione delle condizioni economiche del servizio di trasporto dispone che il corrispettivo di scostamento fatturato dall'impresa di trasporto sia considerato in sede di determinazione delle tariffe di trasporto dell'anno successivo in detrazione dal valore dei ricavi riconosciuti. Ne consegue che il corrispettivo di scostamento non può essere qualificato alla stregua della clausola penale, prevista dagli artt. 1382 e seguenti del Codice civile, la quale è, per natura, "radicata" nell'ambito delle tutele interne al singolo rapporto che il regolamento contrattuale definisce a tutela degli interessi della parte che beneficia della suddetta clausola. Tale soluzione è confermata dal tenore letterale dello stesso Codice di rete predisposto da Snam Rete Gas che, laddove ha inteso introdurre clausole penali, le ha espressamente qualificate come tali (si veda, per esempio, la clausola penale prevista dal Capitolo 5, par. 4.3, del suddetto Codice di rete).

