

quanto previsto dall'art. 15 del medesimo decreto legislativo che disciplina il regime di transizione nell'attività di distribuzione del gas al fine di attuare, con gradualità, gli obiettivi di liberalizzazione e di concorrenza in questo settore. Ciò, in particolare, per l'interpretazione autentica contenuta nell'art. 1, comma 69, della legge n. 239/04, secondo cui è fatta salva la facoltà di riscatto anticipato del servizio, durante il periodo transitorio e da parte degli enti locali.

Sul medesimo regime è poi intervenuta la Direzione Generale dell'Energia e delle Risorse Minerarie del Ministero delle attività produttive che ha inviato agli enti locali e alle imprese di distribuzione, per il tramite delle associazioni di categoria, una circolare di chiarimento nella quale ha affermato, tra l'altro, che il termine del periodo transitorio di cui all'art. 15 del decreto legislativo n. 164/00, per effetto dell'entrata in vigore della legge n. 239/04, è ora fissato al 31 dicembre 2007.

Successivamente e in merito al medesimo tema, è giunta la sentenza del 28 febbraio 2005, n. 111, del TAR Lombardia, sezione di Brescia, che si è posta in contrasto con quanto affermato dalla sopra citata circolare e la sentenza del 25 gennaio 2005, n. 36, del medesimo tribunale secondo cui è fatta salva, a seguito dell'interpretazione autentica contenuta nell'art. 1, comma 69, della legge n. 239/04, la facoltà di riscatto anticipato del servizio da parte degli enti locali durante il periodo transitorio.

Attività di regolazione economica e tecnica della distribuzione

Regolazione dell'accesso alla rete di distribuzione (delibera n. 138/04)

In merito all'attività di regolazione tecnica della distribuzione, con la delibera n. 138/04, l'Autorità ha stabilito i criteri atti a consentire il libero accesso alle infrastrutture appartenenti agli impianti di distribuzione e gli obblighi per le imprese che svolgono il servizio di distribuzione, ai sensi dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00.

Il provvedimento si compone di due parti: la prima, relativa all'accesso, definisce gli obblighi per le imprese e disciplina la fase pre-contrattuale, ossia la fase che si conclude con la sottoscrizione del contratto di distribuzione tra utente e impresa di distribuzione; la seconda provvede a regolare l'erogazione del servizio (il dettaglio delle disposizioni della delibera è contenuto nel riquadro a essa dedicato). Allegato al provvedimento vi è uno schema di Codice di rete che l'Autorità ha disposto, anche sulla base dell'esperienza del Codice di rete per il trasporto, al fine di uniformare il contenuto dei Codici di rete delle diverse imprese di distribuzione, indicando nelle sezioni e nei capitoli previsti il contenuto minimo che ogni Codice di rete deve comprendere.

Le sezioni dello schema di Codice di rete per la distribuzione, organizzate in ca-

pitoli, riguardano: l'informazione, l'accesso e l'erogazione del servizio, la misura e la qualità del gas naturale, l'amministrazione, le emergenze, la qualità del servizio e la procedura di aggiornamento del Codice stesso.

A integrazione dei criteri e degli obblighi definiti nel provvedimento, l'Autorità ha previsto inoltre (con la collaborazione delle associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione), la definizione di un "Codice di rete tipo" per la distribuzione, a garanzia che i Codici di rete adottati dalle imprese di distribuzione abbiano un contenuto quanto più omogeneo. Data infatti la complessa situazione dell'attività allo stato attuale in Italia, connotata da un numero elevato di imprese e da un elevato grado di frammentazione e di varietà delle forme organizzative, l'applicazione della disposizione del decreto legislativo n. 164/00 (art. 24, comma 5) per la quale ogni impresa di distribuzione adotta un proprio Codice, avrebbe determinato una eccessiva diversificazione dei Codici di distribuzione e avrebbe costituito un possibile ostacolo all'apertura del mercato del gas alla concorrenza (si pensi a un venditore che per arrivare al cliente finale debba sottoscrivere più contratti di distribuzione e dunque sottostare a più Codici di distribuzione tra loro diversi).

In seguito all'entrata in vigore del Codice di rete tipo, l'impresa di distribuzione può adottare il proprio Codice di rete optando fra le seguenti alternative:

- adottare il Codice di rete tipo, mediante apposita dichiarazione scritta trasmessa all'Autorità;
- redigere il proprio Codice sulla base dello schema di Codice di rete allegato al provvedimento.

Laddove l'impresa di distribuzione adotti il Codice tipo quale proprio Codice di rete, l'approvazione si intende automaticamente rilasciata. L'impresa, laddove ne abbia necessità, e motivando debitamente le proprie specifiche esigenze, può comunque integrare il Codice tipo con ulteriori clausole, le quali saranno però sottoposte ad approvazione da parte dell'Autorità.

Delibera n. 138/04**Natura del servizio di distribuzione**

Recependo il dettato del decreto legislativo n. 164/00, il provvedimento definisce il servizio di distribuzione del gas come servizio pubblico, consistente nell'utilizzo di un impianto di distribuzione mediante il prelievo, a uno o più punti di riconsegna, del gas naturale immesso presso uno o più punti di consegna del medesimo impianto di distribuzione o dell'impianto direttamente o indirettamente interconnesso.

Nel caso in cui un medesimo impianto di distribuzione sia gestito da più imprese di distribuzione, e nel caso di impianti di distribuzione alimentati da altri impianti di distribuzione (e non direttamente dalla rete di trasporto), per i punti di interconnessione tra diversi impianti di distribuzione e/o per le diverse porzioni del medesimo impianto, il provvedimento dispone la definizione di accordi per l'ottimizzazione della gestione tecnica degli impianti.

L'utente interessato alla fornitura di un punto di riconsegna (presso un cliente finale) stipula il contratto di distribuzione solamente con l'impresa che gestisce tale punto di riconsegna.

Obblighi informativi e di coordinamento

Il provvedimento dispone una serie di obblighi informativi in capo e/o a vantaggio degli utenti e delle imprese di distribuzione e di trasporto, oltre che per l'Autorità: ciò al fine di colmare le asimmetrie informative tra i venditori che operano nelle realtà distributive locali in regime di monopolio, e gli altri operatori che mirano a ottenere l'accesso in quelle realtà ma che non dispongono di informazioni in merito.

L'impresa di distribuzione pubblica e mantiene aggiornato, anche sul proprio sito Internet, l'elenco degli impianti di distribuzione gestiti, la loro ubicazione, l'elenco dei punti di consegna direttamente o indirettamente (tramite altri impianti di distribuzione) collegati ai punti di riconsegna presenti sugli impianti che gestisce e dei punti di interconnessione (qualora presenti) con altri impianti. Indica, inoltre, le proprie sedi, presso le quali mette a disposizione di eventuali richiedenti le informazioni tecniche e descrittive degli impianti.

Per ciascun impianto di distribuzione l'impresa di distribuzione rende pubblici, con diverse scadenze, i piani di sviluppo e manutenzione relativi agli impianti gestiti.

Il provvedimento prevede per le imprese di distribuzione obblighi informativi nei confronti di altre imprese di distribuzione, quelle interconnesse con il proprio impianto: lo scopo di questi obblighi è principalmente quello di garantire l'efficienza e la sicurezza del servizio di distribuzione e di favorire il libero gioco della concorrenza nel segmento della vendita, scoraggiando comportamenti opportunistici nei processi di accesso e di allocazione.

L'impresa di distribuzione è inoltre tenuta al rispetto di obblighi informativi nei confronti dell'impresa di trasporto. Tali obblighi sono funzionali al corretto svolgimento delle operazioni di allocazione dei volumi di gas riconsegnati agli utenti nel punto di interconnessione (punto di consegna).

Il provvedimento dispone che ogni impresa di distribuzione renda pubblici i propri profili di prelievo standard, associati a categorie d'uso del gas: successivamente l'Autorità definirà con proprio provvedimento tali profili e le associate categorie.

Accesso al servizio di distribuzione

Il provvedimento introduce la procedura relativa all'accesso presso i punti di riconsegna degli impianti di distribuzione, elencando il contenuto della richiesta di accesso e le modalità di esame della stessa da parte dell'impresa di distribuzione.

Dalla procedura di accesso sono esclusi i punti di riconsegna già attivi al momento dell'entrata in vigore del provvedimento: per tali punti, che costituiscono oggetto dei rapporti contrattuali in essere, vige il concetto della "continuità dell'accesso".

La procedura di accesso si applica ai punti di riconsegna con prelievi annui superiori a 50.000 m³ standard nei casi di:

- *nuove attivazioni;*
- *variazione del massimo prelievo orario nei punti di riconsegna già attivi;*
- *riattivazioni.*

Tenuto conto che il servizio di distribuzione è funzionale alla fornitura del cliente finale, la richiesta di accesso descritta dal provvedimento è caratterizzata da un insieme di dati relativi alle caratteristiche correlate al punto di riconsegna e alle modalità di prelievo, e da dichiarazioni che attestino l'esistenza di contratto di fornitura con il cliente finale presso il punto di riconsegna nonché la disponibilità di gas presso il punto o i punti di consegna.

Il provvedimento introduce anche la procedura relativa all'accesso per sostituzione nella fornitura al cliente finale (switching) riguardante tutti i punti di riconsegna, per qualsiasi entità di prelievo.

Tale procedura comporta il trasferimento dell'accesso dall'utente uscente all'utente subentrante, inteso come automatica surrogazione dell'utente subentrante nella posizione dell'utente uscente, a parità di condizioni di riconsegna (massimo prelievo orario, impegno giornaliero, categoria d'uso), senza disattivazione del punto di riconsegna.

Il provvedimento prevede, tra la documentazione da inserire nella richiesta di accesso per sostituzione nella fornitura al cliente finale, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà o atto equipollente rilasciata dal cliente finale che

attesti la cessazione del rapporto contrattuale tra il medesimo cliente finale e l'utente uscente.

La tempistica per la procedura di switching è stata predisposta al fine di rendere compatibile l'operazione di switching nel sistema di distribuzione con la medesima operazione prevista nel sistema di trasporto. Il sistema di distribuzione e il sistema di trasporto a monte sono strettamente legati, essendo uno in un certo senso il prosieguo dell'altro: dal sistema di trasporto derivano i flussi di gas che vengono distribuiti nel sistema di distribuzione, e il confine tra i due sistemi è la cabina Remi (cabina di regolazione e misura) che rappresenta, allo stesso tempo, il punto terminale del sistema di trasporto (punto di riconsegna) e il punto iniziale (punto di consegna) del sistema di distribuzione.

Interruzione e sospensione dell'erogazione del servizio

Il provvedimento prevede una procedura dettagliata riguardante la chiusura del punto di riconsegna e l'eventuale interruzione della fornitura di gas in caso di morosità del cliente finale. In caso di morosità del cliente finale nei confronti dell'utente, infatti, quest'ultimo può richiedere all'impresa di distribuzione la chiusura del punto di riconsegna o l'interruzione del punto, al fine di evitare che lo stesso cliente finale si appropri indebitamente di gas.

Sono inoltre disciplinati i casi in cui l'impresa di distribuzione sospende l'erogazione del servizio di distribuzione. Nei casi di interventi di manutenzione, interventi di dismissione, estensione o potenziamento dell'impianto di distribuzione, interventi derivanti da interferenze con opere di terzi l'impresa di distribuzione provvede a organizzare il servizio sostitutivo necessario a garantire l'alimentazione dei punti di riconsegna interessati, sostenendo i costi di tale servizio e ripartendo i costi relativi alla materia prima tra gli utenti interessati dal servizio sostitutivo.

Allocazione dei volumi di gas presso i punti di consegna condivisi

Il provvedimento prevede obblighi e responsabilità in capo all'impresa di distribuzione, agli utenti del servizio e all'impresa di trasporto riguardo all'attività di allocazione dei volumi di gas transitati presso i punti di consegna degli impianti di distribuzione.

La procedura di allocazione prevede scambi informativi tra i soggetti interessati che consentono di ricostruire la "mappa" degli scambi commerciali di gas, a partire dal cliente finale e risalendo la catena, sino ai punti di consegna degli impianti della distribuzione, al fine di determinare i quantitativi di gas di competenza di ogni singolo utente del servizio di trasporto a partire dai volumi di competenza degli utenti della distribuzione.

La procedura di allocazione sarà attivata gradualmente al termine di un periodo che consenta all'impresa di trasporto di redigere un piano per l'adeguamento del proprio sistema informativo, di implementare tale sistema e di "testarlo".

In parallelo esisterà un processo di aggiornamento della "mappa" delle relazioni contrattuali, tale da consentire un corretto processo di allocazione e un processo di riconciliazione dei volumi riconsegnati da parte degli utenti della distribuzione con i volumi misurati presso i punti di consegna.

Monitoraggio del gas immesso e prelevato e del PCS

Il provvedimento infine prevede il monitoraggio da parte dell'Autorità sui volumi di gas immesso presso i punti di consegna e prelevato presso i punti di riconsegna, al fine di meglio valutare l'efficienza dei singoli impianti (le imprese di distribuzione, per singolo impianto gestito o per la porzione di impianto gestita, trasmettano annualmente all'Autorità i dati riguardanti il volume di gas prelevato presso la totalità dei punti di riconsegna e quello transitato presso i punti di consegna, evidenziando eventuali volumi di gas di titolarità dell'impresa di distribuzione), nonché sulla qualità del gas (potere calorifico superiore convenzionale ed effettivo); per quanto quest'ultimo aspetto, si mantiene transitoriamente la metodologia per la determinazione del potere calorifico superiore prevista dalla delibera 28 dicembre 2000, n. 237, rimandando al momento dell'entrata in vigore dei Codici di rete una metodologia definitiva.

Avvio dei gruppi di lavoro: determinazione n. 170/04

Ai sensi dell'art. 3, comma 1, della delibera n. 138/04, il Direttore generale dell'Autorità con determinazione 13 dicembre 2004, n. 170, ha avviato un procedimento per la formazione del Codice di rete tipo per il servizio di distribuzione, istituendo a tal fine un gruppo di lavoro.

Il gruppo di lavoro, costituito dalle associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione e, nel caso di particolari argomenti in discussione, dai soggetti interessati alla discussione, deve consentire alle Direzioni dell'Autorità di acquisire elementi utili sulla base dei quali elaborare una proposta di Codice di rete da sottoporre all'Autorità per l'adozione.

La determinazione prevede la possibilità nel corso dei lavori del gruppo di convocare anche ulteriori soggetti che possano fornire il proprio contributo, qualora ciò sia ritenuto opportuno in ragione degli interessi coinvolti o di particolari problematiche che dovessero emergere; o anche la possibilità di lavorare su specifiche tematiche con la costituzione di sottogruppi di lavoro dedicati.

Il gruppo di lavoro è stato convocato presso la sede dell'Autorità di Milano in data 8 marzo e ha visto la partecipazione di rappresentanti delle associazioni degli operatori del settore: Aiget, Antigas, Assogas, Federenergia, Federestrattiva, Federgasacqua.

In tale riunione di insediamento l'Autorità ha previsto la consegna di alcuni capitoli del Codice di rete predisposti, secondo lo schema allegato alla delibera

n. 138/04, dagli Uffici dell'Autorità per una successiva congiunta discussione. Quanto al meccanismo di lavoro ai fini della predisposizione del Codice di rete tipo, è stato disposto che i contributi e i documenti elaborati all'interno del gruppo di lavoro siano, di volta in volta, pubblicati nel sito Internet dell'Autorità, in un'apposita sezione denominata "*Consultazione on line – Gruppo di lavoro – Codice di Rete per la Distribuzione*", al fine di consentire a tutti i soggetti interessati di presentare, nei tempi e nelle forme previste dai responsabili del procedimento, osservazioni e commenti sui predetti contributi e documenti.

Contenzioso, problematiche, segnalazioni relative all'accesso al servizio di distribuzione

Nel corso del 2004 sono pervenute diverse segnalazioni di contenzioso e/o richieste di chiarimenti relativi a problematiche sull'accesso al servizio di distribuzione del gas naturale, in particolar modo dopo l'adozione da parte dell'Autorità della delibera n. 138/04.

Le segnalazioni di contenziosi che gli Uffici dell'Autorità hanno ricevuto sono state complessivamente 44, di cui 39 si sono risolte con l'intervento dell'Autorità e 5 sono ancora aperte. Le segnalazioni si possono così raggruppare per argomento:

- applicazione del dispositivo dell'art. 14 della delibera n. 138/04, ossia della disciplina dello *switching* (subentro nella fornitura a uno o più clienti finali);
- attivazione del fornitore di ultima istanza (è il fornitore che interviene per garantire la continuità della fornitura ai clienti finali di un'area nel caso, per motivi indipendenti dalla loro volontà, tali clienti si vengano a trovare temporaneamente sprovvisti di un fornitore);
- neutralità del distributore circa le vicende intercorrenti tra clienti finali e utenti del servizio di distribuzione;
- casi di sospensione dell'erogazione del servizio di distribuzione;
- autorizzazione alla vendita come requisito per l'accesso al sistema;
- gestione da parte del distributore della facoltà di ripensamento esercitata dal cliente finale ai fini della procedura di *switching* (delibera del 22 luglio 2004, n. 126);
- gestione della attività di misura (delibera del 21 dicembre 2001, n. 311).

Approvazione OTB primo periodo di regolazione

Il 30 giugno 2004 si è concluso il primo periodo di regolazione dell'attività di distribuzione, in cui le tariffe sono state regolate, sia per il gas naturale sia per gli altri gas, dalla delibera n. 237/00 e sue successive modifiche e integrazioni. Nel corso del 2004, gli Uffici dell'Autorità hanno svolto, come negli anni precedenti, le consuete verifiche e controlli delle proposte tariffarie formulate dagli esercenti. In esito a tale attività sono state adottate varie delibere di approvazione delle opzioni tariffarie base proposte dalle imprese di distribuzione (deli-

bere 5 febbraio 2004, n. 9, 26 marzo 2004, n. 42, 26 marzo 2004, n. 43, 24 giugno 2004, n. 101, 27 giugno 2004, n. 130, 30 settembre 2004, n. 172 e 29 dicembre 2004, n. 249) con cui si è praticamente completato il quadro di approvazione delle tariffe di distribuzione per il primo periodo di regolazione.

Per due imprese l'Autorità ha provveduto ad attivare la procedura prevista dall'art. 13, comma 7, della delibera n. 237/00, determinando le opzioni tariffarie base con le deliberazioni 7 ottobre 2004, n. 177 e 3 febbraio 2005, n. 16.

Nuove tariffe di distribuzione
(delibera n. 170/04)

Da più parti era stato proposto all'Autorità di far coincidere gli anni termici della distribuzione e del trasporto: a questo scopo l'Autorità, con la delibera 25 giugno 2004, n. 104, ha definito il secondo periodo di regolazione come il periodo intercorrente tra l'1 ottobre 2004 e il 30 settembre 2008, ha prorogato la validità delle tariffe in vigore al 30 giugno 2004 fino al 30 settembre 2004 e ha stabilito le norme da utilizzare nel periodo transitorio per la valutazione delle quote del Fondo nazionale di compensazione.

Nel corso del procedimento avviato con la delibera 6 maggio 2004, n. 69, ai fini della adozione di provvedimenti in materia tariffaria, l'Autorità ha diffuso alla fine di luglio 2004 il Documento per la consultazione *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione del gas naturale nel secondo periodo di regolazione*. In tale documento si è svolta un'ampia analisi delle strutture tariffarie che sono state applicate nel corso del primo periodo di regolazione.

Tale analisi ha evidenziato una notevole disomogeneità delle strutture tariffarie utilizzate dalle imprese di distribuzione. Si è infatti riscontrata una grande variabilità sia nel numero di scaglioni utilizzati, che poteva essere liberamente scelto da un minimo di 1 a un massimo di 7, sia nella loro ampiezza, che poteva essere scelta tra 20 valori estremi. Inoltre le imprese di distribuzione hanno utilizzato ripartizioni molto diverse dei loro ricavi tra quote fisse e quote variabili. In circa il 5 per cento degli ambiti le quote fisse erano state articolate, come consentiva la normativa del primo periodo, in base alla classe dei contatori anziché in base allo scaglione di consumo. Questa grande variabilità delle strutture tariffarie utilizzate dalle imprese di distribuzione è stata giudicata come un fattore di scarsa chiarezza del mercato e come un ostacolo allo sviluppo della concorrenza: pertanto la consultazione per la definizione dei criteri tariffari per il secondo periodo di regolazione è stata volta a limitare tale variabilità.

In esito alla consultazione si è adottata la delibera 29 settembre 2004, n. 170, che ha innovato la struttura delle tariffe di distribuzione del gas naturale sotto numerosi profili. Tra questi il più rilevante è appunto rappresentato dalla forte riduzione della variabilità tariffaria, ottenuta per mezzo dell'introduzione di un'articolazione tariffaria di base omogenea per tutto il territorio nazionale, composta da una quota fissa unica di 30 euro/cliente/anno e da una quota va-

riabile, da applicare su sette scaglioni di consumo. La tariffa di distribuzione di ogni singolo ambito si ottiene applicando alle quote variabili della tariffa nazionale di riferimento un coefficiente di ambito, definito in funzione del vincolo sui ricavi e dei ricavi convenzionali, a loro volta determinati applicando la tariffa nazionale al numero dei clienti e ai volumi di gas venduto nell'ambito. L'Autorità ritiene che la semplificazione tariffaria introdotta con la nuova struttura favorisca la promozione della concorrenza nel settore. Inoltre, sono stati aggiornati i parametri relativi al recupero annuale di produttività, fissato al 5 per cento, e il tasso di remunerazione del capitale investito, fissato al 7,5 per cento da confrontare con l'8,8 per cento utilizzato nel primo periodo di regolazione. La delibera n. 170/04 prevede inoltre che il vincolo sui ricavi di distribuzione sia calcolato secondo un regime ordinario, a partire dal valore del vincolo dell'anno termico precedente. Parallelamente al regime ordinario, la delibera ha istituito il regime individuale di calcolo del vincolo sui ricavi, basato sui bilanci certificati, ai sensi delle vigenti disposizioni di legge.

A ogni impresa di distribuzione è infatti riconosciuta la facoltà di presentare proposte tariffarie contenenti il vincolo sui ricavi calcolato sulla base di criteri definiti dall'Autorità i quali:

- consentono di ottenere un riconoscimento adeguato dei costi di pertinenza dell'attività di distribuzione efficientemente sostenuti, qualora essi siano superiori ai costi riconosciuti;
- consentono all'Autorità di verificare la correttezza dei dati forniti;
- fanno riferimento, tra l'altro, ai dati trasmessi ai sensi della delibera n. 311/01 sulla separazione contabile e amministrativa dell'attività di distribuzione, nonché agli ulteriori dati necessari anche ai fini della determinazione del costo storico originario rivalutato delle immobilizzazioni.

Tenuto conto che, ai sensi dell'art. 14, comma 10, del decreto legislativo n. 164/00, a decorrere dall'1 gennaio 2002 tutte le imprese del gas sono tenute alla certificazione di bilanci; nonché dal 2003 sono divenuti efficaci gli obblighi di separazione contabile e amministrativa previsti dalla delibera n. 311/01, tutti gli esercenti sono in grado di accedere alla metodologia di calcolo del regime individuale.

Le modalità applicative del regime individuale di calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione saranno definite in esito al procedimento avviato con la deliberazione 29 ottobre 2004, n. 190. Nel Documento per la consultazione, pubblicato nel gennaio 2005, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti e le proposte per la definizione di tali criteri.

In attuazione della delibera n. 170/04 e della delibera 30 settembre 2004,

n. 173, le imprese di distribuzione hanno presentato le proposte tariffarie per via telematica, utilizzando le sezioni del sito Internet dell'Autorità appositamente predisposte. Tramite il sito sono stati aggiornati sia l'elenco delle imprese di distribuzione titolari di ambiti tariffari (per le quali si evidenzia la riduzione da 557 a 482), sia l'estensione territoriale in cui ogni impresa opera. Gli Uffici dell'Autorità hanno proceduto al controllo delle proposte presentate e, in esito a tale controllo, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie formulate da 394 imprese titolari di ambito tariffario (delibera 16 febbraio 2005, n. 22).

La sentenza n. 531/05 del TAR Lombardia ha parzialmente annullato la delibera n. 170/04, richiedendo l'introduzione di criteri di calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione che tengano conto degli investimenti effettuati successivamente all'approvazione del vincolo per l'anno termico 2003-2004 e contestando l'adozione di un valore di recupero di produttività costante valevole per l'intero secondo periodo di regolazione. Con delibera 31 marzo 2005, n. 62, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'ottemperanza parziale alla sentenza del TAR. Inoltre, tenendo conto dei commenti proposti dagli operatori al Documento per la consultazione del luglio 2004 in merito all'introduzione di tariffe omogenee su base regionale, nella delibera n. 62/05 ha stabilito di mantenere l'applicazione di tariffe per ambiti per il secondo periodo di regolazione.

**Condizioni economiche
di fornitura del gas naturale
a mezzo di carro bombolaio
(delibera n. 174/04)**

La fornitura di gas naturale tramite reti canalizzate alimentate da carro bombolaio è un'attività che in genere ha carattere transitorio, ed è svolta nelle more del collegamento degli impianti di distribuzione alle reti di trasporto di metano. Attualmente tale attività è svolta da 14 imprese e interessa 28 località.

Con la delibera 30 settembre 2004, n. 174, è stata introdotta, per il secondo periodo di regolazione, una normativa specifica per le tariffe di fornitura del gas naturale in reti alimentate a mezzo di carro bombolaio. La delibera n. 174/04 ha fissato criteri coerenti con quelli stabiliti dalla delibera 4 dicembre 2003, n. 138, per le condizioni di fornitura del gas naturale da metanodotto: anche nel caso delle reti alimentate da carro bombolaio infatti le tariffe di fornitura sono definite come la somma di un corrispettivo di commercializzazione all'ingrosso, una componente di distribuzione, un corrispettivo di vendita al dettaglio e una componente tariffaria relativa a trasporto e altri costi. Quest'ultima viene aggiornata, per gli anni termici del secondo periodo di regolazione successivi al primo, con l'indice Istat dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati.

VENDITA

Struttura e organizzazione dell'attività di vendita

Alla fine del 2004 le società autorizzate dal Ministero delle attività produttive a effettuare attività di vendita di gas erano 389. La maggior parte di queste società sono nate con la scissione del ramo di vendita delle precedenti società di distribuzione integrate. Il processo di riassetto del settore della compravendita di gas naturale con la fusione di queste società o il loro accorpamento in altre entità maggiori è ancora molto dinamico e l'elenco dei venditori autorizzati dal Ministero delle attività produttive non riflette in tempo reale il quadro aggiornato degli operatori. Inoltre, esistono diverse società grossiste che, non effettuando attività di vendita sul mercato finale, non sono obbligate a richiedere l'autorizzazione per la vendita al Ministero delle attività produttive, ai sensi dell'art. 17 del decreto legislativo n. 164/00. I dati riportati in questa sezione derivano dalle indagini svolte dall'Autorità nel corso degli anni ed è possibile che non vi sia una perfetta coincidenza con il numero di operatori ricavabile

TAV. 4.15 ATTIVITÀ DEI GROSSISTI NEL PERIODO 2002-2004

	2002	2003	2004
NUMERO DI OPERATORI	55	40	41
Eni Gas & Power	1	1	1
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m ³)	1	1	1
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m ³)	4	4	6
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m ³)	17	20	19
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m ³)	32	14	14
VOLUME VENDUTO (miliardi di m³)	85,2	90,6	95,9
Eni Gas & Power	52,3	51,3	53,6
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m ³)	12,9	17,8	16,3
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m ³)	15,8	15,6	18,4
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m ³)	4,0	5,6	7,6
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m ³)	0,2	0,2	0,1
VOLUME MEDIO UNITARIO (milioni di m³)	1.550	2.264	2.340
Eni Gas & Power	52.349	51.320	53.632
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m ³)	12.865	17.808	16.268
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m ³)	3.954	3.902	3.061
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m ³)	234	279	399
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m ³)	7	17	7

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 4.16 ATTIVITÀ DEI VENDITORI NEL PERIODO 2002-2004

	2002 504	2003 432	2004 353
NUMERO DI OPERATORI			
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m ³)	2	5	4
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m ³)	42	40	37
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m ³)	222	176	149
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m ³)	237	211	163
VOLUME VENDUTO (miliardi di m³)	26,6	33,0	31,4
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m ³)	7,5	15,8	14,6
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m ³)	11,2	11,1	11,6
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m ³)	6,8	5,2	4,6
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m ³)	1,0	0,8	0,7
VOLUME MEDIO UNITARIO (milioni di m³)	53	76	89
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m ³)	3.756	3.169	3.640
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m ³)	267	279	313
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m ³)	31	30	31
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m ³)	4	4	4

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

dagli elenchi ministeriali.

Il criterio di classificazione, adottato nel paragrafo dedicato al bilancio del settore gas del presente capitolo, individua 41 operatori che vendono il gas sia ad altri operatori, sia direttamente al mercato finale e circa 350 operatori che svolgono quasi esclusivamente rivendite a clienti finali, ricorrendo ad altri operatori solo nel caso di eccedenze e bilanciamenti. In linea con la terminologia impiegata in precedenza, queste due tipologie di operatori vengono indicate nel seguito per semplicità, rispettivamente, come “grossisti” e “venditori”.

La fluidità del mercato del gas nell'attuale fase di transizione viene messa in risalto nelle tavole 4.15 e 4.16 che sintetizzano, rispettivamente, il quadro delle attività dei grossisti e dei venditori negli ultimi tre anni. I dati evidenziano una forte concentrazione del settore della vendita che è tuttora in atto e difficilmente potrà esaurirsi in tempi brevi. In molti casi, le strategie di vendita adottate dalle imprese sono ancora allo stato sperimentale. Le imprese maggiori in termini di quantità vendute hanno costituito società specializzate in specifiche attività di vendita e segmenti di mercato. Altre imprese hanno preferito operare con la stessa società indifferentemente sul mercato al dettaglio e su quello all'ingrosso.

Mentre le maggiori imprese hanno ormai consolidato le proprie attività di vendita, altre sono ancora alla ricerca della strategia migliore. Con il progredire

della liberalizzazione, l'acquisizione di maggiore esperienza ha portato alla ridefinizione dei ruoli con la nascita e successiva scomparsa, ridimensionamento o ampliamento di grossisti e venditori all'interno della stessa casa madre. Questo spiega tra l'altro la variabilità dei volumi venduti e del numero di operatori tra il 2002 e il 2003, dovuta al fatto che le vendite sul mercato finale di alcune aziende primarie venivano effettuate da operatori classificati come grossisti nel 2002 e come venditori nell'anno successivo.

La tavola 4.17 riporta i principali dati sulle attività caratteristiche dei primi 25 operatori identificati come grossisti che coprono il 97 per cento delle vendite complessive e il 98 per cento delle importazioni dei grossisti nel 2004. Questi operatori ottengono la materia prima prevalentemente mediante importazione, seguita a distanza da acquisti interni da altri operatori (non riportati nella tavola) e quindi da produzione propria: rispettivamente nella misura del 73, 15 e 12 per cento degli approvvigionamenti complessivi. Solo due tra questi operatori non hanno fatto ricorso all'importazione. Una quantità significativa delle importazioni (quasi il 25 per cento di quelle effettuate da operatori diversi da Eni Gas & Power) si configura come vendite innovative dell'Eni oltre frontiera. Quasi tutti i grossisti hanno fatto ricorso ai servizi di stoccaggio assicurando anche la maggior parte delle attività di modulazione per i venditori. Tuttavia, nel 2004 i prelievi netti dagli stoccaggi sono ammontati nel complesso a meno dello 0,5 per cento delle vendite finali (tuttavia con punte per alcuni operatori che hanno superato il 10 per cento delle vendite totali).

Completamente diversa è la panoramica dei primi 25 venditori riportati nella tavola 4.18 che coprivano il 78 per cento delle vendite finali. Solo quattro di questi, tra cui Gaz de France, hanno effettuato importazioni e solo una (Prometeo) ha avuto attività di produzione nel 2004. Con l'unica eccezione di Hera Comm, tutti i venditori hanno utilizzato i servizi di modulazione e stoccaggio forniti dai grossisti.

Azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nella vendita di gas

Modalità di aggiornamento della componente materia prima e revisione del corrispettivo per la commercializzazione all'ingrosso (delibera n. 248/04)

A fronte di un andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi in sostanziale e costante ascesa dal 2003, l'Autorità ha ritenuto opportuno intervenire, con delibera 29 dicembre 2004, n. 248, modificando la modalità di aggiornamento della componente materia prima delle condizioni economiche di fornitura del gas e rivedendo il corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso.

Rispetto alle assunzioni adottate nel processo di definizione della delibera

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 4.17 ATTIVITÀ E CARATTERISTICHE DEI MAGGIORI GROSSISTI NEL 2004

M(m³); gli acquisti interni da altri grossisti e/o venditori sono pari alla differenza tra vendite e approvvigionamenti

	IMPORTAZIONI			PRODU- ZIONE	IMMISSIONE IN STOCCAGGI	VENDITE		
	OLTRE FRONTIERA	LATO ITALIA	TOTALE			A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni – Divisione Gas & Power ^(A)	41.953	0	41.953	10.807	-908	22.942	30.690	53.632
Enel Trade	9.373	0	9.373	0	147	6.915	9.353	16.268
Edison	6.687	156	6.842	1.027	235	4.936	4.629	9.565
Plurigas	3.317	353	3.671	0	84	2.453	1.053	3.506
Energia	1.511	88	1.598	0	7	796	827	1.623
Blumet	64	158	222	0	-7	385	1.068	1.454
Blu Gas	139	215	354	0	53	1.045	59	1.104
Gas Natural Vendita Italia	191	562	752	0	30	758	75	833
Italtrading	248	215	463	0	73	664	50	714
Dalmine Energie	730	2	732	0	21	282	297	580
Energas	201	260	461	0	-51	525	45	570
Amga Commerciale	0	637	637	0	0	200	368	568
Worldenergy SA	348	62	410	0	8	406	0	406
Enoi	359	16	375	0	16	347	41	388
Hera Trading	241	75	317	0	101	306	0	306
AceaElectrabel Trading	150	15	165	0	2	301	0	301
EGL Italia	0	257	257	0	9	139	118	257
Elettrogas	0	99	99	0	24	224	0	224
Gas della Concordia	0	202	202	19	24	219	2	221
Energetic Source	105	41	147	0	5	111	36	147
Easygas	0	53	53	0	0	53	53	105
E.On Ruhrgas AG	94	12	106	0	13	92	0	92
BP Italia	61	15	76	0	7	79	6	85
Exergia	0	0	0	0	0	69	12	81
Acos Energia	0	0	0	0	0	15	52	67

(A) Le importazioni oltre frontiera comprendono i transiti (Geoplin).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 4.18 ATTIVITÀ E CARATTERISTICHE DEI MAGGIORI VENDITORI NEL 2004

M(m³); gli acquisti interni da altri grossisti e/o venditori sono pari alla differenza tra vendite e approvvigionamenti

	IMPORTAZIONI			PRODU- ZIONE	IMMISSIONE IN STOCCAGGI	VENDITE		
	OLTRE FRONTIERA	LATO ITALIA	TOTALE			A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Italgas Più	0	0	0	0	0	348	7.097	7.445
Enel Gas	0	0	0	0	0	8	4.455	4.462
Hera Comm	121	15	136	0	-53	12	1.764	1.776
Aem Energia	0	0	0	0	0	0	1.053	1.053
Gaz de France	829	164	993	0	2	35	880	915
Italcogim Vendite	0	0	0	0	0	0	814	814
Ascotrade Energia e Servizi	0	85	85	0	0	1	794	796
Edison Energia	0	0	0	0	0	0	565	565
Fiorentina Gas Clienti	0	0	0	0	0	0	531	531
Asmea	0	0	0	0	0	0	520	520
Toscana Gas Clienti	0	0	0	0	0	0	488	488
Napoletana Gas Clienti	0	0	0	0	0	0	458	458
Amps Energie	0	0	0	0	0	0	374	374
Consiagas Servizi Energetici	0	0	0	0	0	0	352	352
Meta	0	0	0	0	0	0	340	340
Edison per Voi	0	0	0	0	0	0	323	323
Trenta	0	0	0	0	0	0	320	320
Co.Gas Vendita	0	0	0	0	0	0	318	318
Agsm Verona	0	0	0	0	0	0	317	317
SGR Servizi	0	0	0	0	0	0	312	312
ENERcom	0	0	0	0	0	0	292	292
Erogasmet Vendita	0	0	0	0	0	13	275	289
Prometeo	0	0	0	270	0	0	273	273
Sinergas	0	0	0	0	0	0	261	261
SPEIA	86	125	212	0	0	4	241	245

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

29 novembre 2002, n. 195⁴, e in considerazione delle finalità poste dal quadro normativo, l'Autorità ha preso atto:

- dei cambiamenti che si sono verificati negli ultimi anni sui mercati internazionali e nel mercato all'ingrosso per effetto di mutamenti strutturali e normativi intervenuti nel settore;
- dell'imprevedibile quanto eccezionale mutamento, rispetto alle condizioni di mercato esistenti e valutabili nel 2002, dello scenario di riferimento per i prezzi energetici nei mercati internazionali: in particolare, vi è stata evidenza di un congiunturale e inaspettato aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi⁵;
- del fatto che la suddetta dinamica di incremento dei prezzi energetici sia dovuta almeno in parte a pratiche speculative e congiunturali sul mercato internazionale del greggio;

e ha quindi avviato un procedimento per la revisione, alla luce di tutti i possibili elementi conoscitivi, delle modalità di aggiornamento della componente materia prima.

Al fine di acquisire ulteriori elementi sulle effettive condizioni di costo nel mercato degli approvvigionamenti di gas naturale, in particolar modo per quanto concerne le importazioni⁶, l'Autorità ha emanato la delibera 27 ottobre 2004, n. 188, per la richiesta di informazioni e documenti relativi ad accordi e contratti di approvvigionamento del gas naturale ai soggetti importatori titolari di contratti annuali e pluriennali. Alcuni dei soggetti destinatari della richiesta hanno avanzato ricorso contro la delibera n. 188/04 presso il TAR Lombardia che, nel novembre 2004, ha temporaneamente accolto, fino alla pubblicazione del dispositivo della sentenza di merito della controversia, la domanda di sospensione "alla sola parte della delibera in cui è prescritto che gli importatori di gas naturale abbiano a fornire all'Autorità informazioni circa i nomi dei loro

4 La delibera n. 195/02, a seguito del decreto legge 4 settembre 2002, n. 193, poi convertito con legge 28 ottobre 2002, n. 238 e del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002, ha modificato i criteri di indicizzazione delle tariffe di fornitura ai clienti del mercato vincolato del gas naturale, dei GPL e di altri gas per la parte relativa al costo della materia prima, stabiliti in precedenza con delibera 22 aprile 1999, n. 52.

5 Per quanto concerne i valori medi del Brent, si è passati dai 24 \$/barile del novembre 2002 ai circa 50 \$/barile dell'ottobre 2004.

6 L'Autorità non ha tenuto conto della produzione nazionale dato che il suo contributo all'approvvigionamento nazionale è decrescente nel tempo.