

## **Deliberazione 6 novembre 2008 – ARG/gas 159/08**

**Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG): approvazione della Parte II “Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG). Disposizioni transitorie per l’anno 2009**

### **L’AUTORITÀ PER L’ENERGIA ELETTRICA E IL GAS**

Nella riunione del 6 novembre 2008

#### **Visti:**

- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE (di seguito: la direttiva 2003/55/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 di attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell’articolo 41 della legge 17 maggio 1990, n. 144, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 142 del 20 giugno 2000 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 23 dicembre 2007, n. 266 (di seguito: legge 266/05);
- la legge 3 agosto 2007, n. 125;
- il decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, come convertito dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: decreto-legge n. 159/07);
- il decreto-legge 31 dicembre 2007, n. 248, come convertito dalla legge 28 febbraio 2008, n. 31 (di seguito: decreto-legge n. 248/07);
- il decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112, come convertito dalla legge 6 agosto 2008, n. 133;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive del 29 settembre 2005;
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 22 gennaio 2008, n. 37.

## Visti:

- la deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas (di seguito: l’Autorità) 20 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 28 dicembre 2000, n. 237/00, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 237/00);
- la deliberazione dell’Autorità 18 ottobre 2001, n. 229/01 e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell’Autorità 21 dicembre 2001, n. 311/01 (di seguito: deliberazione n. 311/01);
- la deliberazione dell’Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 138/04);
- la deliberazione dell’Autorità 29 settembre 2004, n. 168/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell’Autorità 29 settembre 2004, n. 170/04, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 170/04);
- la deliberazione dell’Autorità 30 settembre 2004, n. 173/04, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 173/04);
- la deliberazione dell’Autorità 2 agosto 2005, n. 171/05, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 171/05);
- la deliberazione dell’Autorità 6 giugno 2006, n. 108/06, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 108/06);
- la deliberazione dell’Autorità 28 settembre 2005, n. 203/05;
- la deliberazione dell’Autorità 18 dicembre 2006, n. 294/06;
- la deliberazione dell’Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell’Autorità 27 giugno 2007, n. 157/07, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell’Autorità 9 luglio 2007, n. 169/07;
- la deliberazione dell’Autorità 18 settembre 2007, n. 225/07 (di seguito: deliberazione n. 225/07);
- la deliberazione dell’Autorità 26 settembre 2007, n. 234/07 (di seguito: deliberazione n. 234/07);
- la deliberazione dell’Autorità 28 dicembre 2007, n. 348/07;
- la deliberazione dell’Autorità 8 gennaio 2008, GOP 1/08 (di seguito: deliberazione GOP 1/08);
- la deliberazione dell’Autorità 4 febbraio 2008, ARG/gas 9/08;
- la deliberazione dell’Autorità 13 marzo 2008, ARG/gas 31/08;
- la deliberazione dell’Autorità 29 aprile 2008, ARG/gas 51/08;
- la deliberazione dell’Autorità 27 giugno 2008, GOP 35/08;
- la deliberazione dell’Autorità 3 luglio 2008, ARG/gas 90/08;
- la deliberazione dell’Autorità 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, di approvazione della Parte I “Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012” (RQDG) del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG);

- la deliberazione dell’Autorità 22 settembre 2008, ARG/gas 128/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 128/08);
- la deliberazione dell’Autorità 23 settembre 2008, ARG/gas 130/08;
- la deliberazione dell’Autorità 23 settembre 2008, ARG/gas 131/08;
- la deliberazione dell’Autorità 15 ottobre 2008, GOP 46/08 (di seguito: deliberazione GOP 46/08);
- la deliberazione dell’Autorità 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08 (di seguito: deliberazione n. 155/08);
- la segnalazione dell’Autorità al Parlamento e al Governo in tema di misura del gas nelle attività di distribuzione e fornitura ai clienti finali del 16 marzo 2008, PAS 1/08;
- il documento per la consultazione 9 luglio 2007, atto n. 27/07, in materia di “Telemisura dei consumi dei clienti finali allacciati alle reti di distribuzione del gas naturale”;
- il documento per la consultazione 15 febbraio 2008, DCO 1/08, recante *Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel III periodo di regolazione (2009-2012)*;
- il documento per la consultazione 27 febbraio 2008, DCO 4/08, in materia di “Tariffe per l’attività di distribuzione e misura del gas naturale per il terzo periodo di regolazione” (di seguito: primo documento per la consultazione);
- il documento per la consultazione 14 aprile 2008, DCO 9/08, in materia di “Standard nazionale di comunicazione tra gli operatori del settore del gas naturale – Terza consultazione;
- il documento per la consultazione 3 giugno 2008, recante “Ipotesi per la formulazione di proposte in materia di individuazione di bacini ottimali di utenza, DCO 15/08;
- il documento per la consultazione 3 giugno 2008, DCO 16/08, in materia di “Telelettura dei consumi dei clienti finali allacciati alle reti di distribuzione del gas naturale e telegestione dei misuratori del gas”;
- il documento per la consultazione 17 giugno 2008, DCO 19/08, recante *Orientamenti finali per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel III periodo di regolazione (2009-2012)*;
- il documento per la consultazione 18 giugno 2008, DCO 20/08, in materia di “Tariffe per l’attività di distribuzione e misura del gas naturale per il terzo periodo di regolazione. *Orientamenti finali.*” (di seguito: secondo documento per la consultazione);
- il documento per la consultazione 22 settembre 2008, DCO 30/08, recante uno schema di provvedimento per il “*Testo integrato della regolazione delle tariffe per l’attività di distribuzione e misura del gas per il terzo periodo di regolazione*” (di seguito: terzo documento per la consultazione);
- le osservazioni pervenute all’Autorità da parte dei soggetti interessati a seguito della pubblicazione del primo e del secondo documento per la consultazione sulla regolazione della qualità dei servizi gas diffusi nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione n. 234/07;
- le osservazioni pervenute all’Autorità da parte dei soggetti interessati a seguito della pubblicazione del primo, del secondo documento e del terzo documento per la consultazione sulla regolazione delle tariffe di distribuzione del gas diffusi nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione n. 225/07 (di seguito

richiamato anche procedimento in materia di regolazione delle tariffe di distribuzione del gas per il terzo periodo di regolazione);

- le osservazioni pervenute agli Uffici della Direzione Tariffe dai partecipanti al gruppo di lavoro costituito nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione n. 225/07, al fine della definizione di un prezzario per gli elementi della rete di distribuzione;
- le osservazioni formulate dalle associazioni Anigas e Federutility in occasione delle audizioni presso l'Autorità tenutesi in data 28 ottobre 2007.

**Considerato che:**

- il procedimento in materia di regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas è stato inserito tra i procedimenti oggetto della sperimentazione triennale dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR) avviata con la deliberazione n. 203/05 e definitivamente introdotta con la deliberazione GOP 46/08.

**Considerato che:**

- la deliberazione GOP 1/08, recante "Adozione del Piano Strategico Triennale 2008-2010 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" (di seguito Piano Strategico Triennale), prevede tra gli obiettivi strategici quello del miglioramento della qualità della regolazione, anche attraverso la sua semplificazione;
- il procedimento in materia di regolazione delle tariffe per il servizio di distribuzione e misura del gas per il terzo periodo di regolazione, avviato con la deliberazione n. 225/07 si è svolto in parallelo con il procedimento in materia di regolazione della qualità dei servizi gas di distribuzione per il terzo periodo di regolazione, avviato con la deliberazione n. 234/07;
- nel rispetto della metodologia AIR, sono state presentate opzioni alternative di regolazione per gli aspetti più importanti; per ciascuna opzione è stata condotta, attraverso un'analisi multi-criteri, una valutazione qualitativa preliminare e sono state sollecitate ai soggetti interessati osservazioni ed elementi quantitativi per la scelta dell'opzione preferibile;
- il processo di consultazione si è articolato in tre fasi, corrispondenti alla diffusione di tre distinti documenti per la consultazione e alla raccolta di osservazioni da parte dei soggetti interessati sulle proposte presentate dall'Autorità;
- nel rispetto della metodologia AIR, gli obiettivi generali del procedimento relativo alla determinazione delle tariffe per il servizio di distribuzione e misura sono stati indicati nella deliberazione n. 225/07 di avvio del medesimo e sono stati ulteriormente specificati nel primo e nel secondo documento per la consultazione; in particolare per i servizi di distribuzione e misura del gas sono:
  - a) stabilità regolatoria;
  - b) convergenza dei criteri di regolazione tariffaria nei settori dell'elettricità e del gas;
  - c) riduzione del "rischio ricavi" per gli esercenti il servizio;
  - d) incentivo allo sviluppo delle infrastrutture secondo criteri di efficienza;

- e) semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro-competitiva e riduzione della variabilità tariffaria del servizio di distribuzione del gas sul territorio nazionale;
  - f) promozione della libertà di accesso alla rete e della concorrenza sull'intero territorio nazionale;
  - g) convergenza dei criteri di regolazione tariffaria con i criteri dettati dall'Autorità in materia di regolazione della qualità tecnica e commerciale e delle condizioni per l'erogazione dei servizi di distribuzione del gas;
  - h) coerenza con gli obiettivi di sviluppo del sistema gas nazionale;
  - i) superamento del contenzioso amministrativo esistente in materia di regolazione tariffaria
  - j) opportunità di ricondurre l'intera attività di misura nell'ambito dei servizi regolati;
- il procedimento per la definizione delle regole tariffarie per il terzo periodo di regolazione ha offerto ai soggetti interessati diverse occasioni per intervenire nel procedimento, fornendo elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità; in particolare:
    - a) negli ultimi mesi dell'anno 2007 è stata attivata una fase ricognitiva, anche tramite incontri specifici con gli operatori. In particolare sono stati organizzati incontri destinati ai rappresentanti delle maggiori imprese di distribuzione e di vendita del gas naturale e relative associazioni;
    - b) in data 27 febbraio 2008 è stato diffuso il primo documento per la consultazione, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 31 marzo 2008;
    - c) è stata effettuata una raccolta di dati analitici su costi dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale, a integrazione delle informazioni rese disponibili dai rendiconti annuali separati redatti dalle imprese distributrici ai sensi della deliberazione n. 311/01;
    - d) in data 20 marzo 2008 è stato organizzato un seminario pubblico per l'approfondimento delle tematiche affrontate nel primo documento per la consultazione;
    - e) nel corso del mese di aprile è stato avviato un gruppo di lavoro con i rappresentanti di imprese distributrici di diverse dimensioni, che ha coinvolto anche le relative associazioni, per approfondire le tematiche relative alla definizione di un prezzario per i componenti di rete di distribuzione del gas. Nell'ambito di tale gruppo di lavoro sono stati condotti specifici test di valutazione volti a verificare in primo luogo la disponibilità dei dati necessari per l'applicazione della metodologia del *modern equivalent asset value* (di seguito: *MEAV*);
    - f) nel corso del mese di maggio è stata pubblicata sul sito internet dell'Autorità la sintesi delle osservazioni al primo documento per la consultazione;
    - g) in data 18 giugno 2008 è stato diffuso il secondo documento per la consultazione, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 14 luglio 2008;
    - h) in esito a ogni fase della consultazione sono state valutate le opzioni alternative e riformulate le proposte iniziali tenendo conto delle osservazioni

pervenute dai soggetti interessati e altresì degli obiettivi del procedimento, generali e specifici, indicati, come sopra descritto;

- i) in data 22 settembre 2008 è stato diffuso il terzo documento per la consultazione, recante uno schema di provvedimento finale.

**Considerato che:**

- ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera d) della legge 14 novembre 1995, n. 481, l'Autorità definisce le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti;
- ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95, l'Autorità stabilisce ed aggiorna, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe di cui ai commi 17, 18 e 19 del medesimo articolo, nonché le modalità per il recupero dei costi eventualmente sostenuti nell'interesse generale in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse di cui all'articolo 1, comma 1 della medesima legge, tenendo separato dalla tariffa qualsiasi tributo od onere improprio;
- ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 4 del decreto legislativo n. 164/00, l'Autorità determina le tariffe per la distribuzione, assicurando una congrua remunerazione del capitale investito, tenendo conto "della necessità di remunerare iniziative volte ad innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia e a promuovere l'uso delle fonti rinnovabili, la qualità, la ricerca e l'innovazione finalizzata al miglioramento del servizio, di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari" ed eventualmente predisponendo appositi strumenti transitori di perequazione;
- ai sensi dell'articolo 14, comma 10, del decreto legislativo n. 164/00, tutti gli esercenti il servizio di distribuzione sono tenuti alla certificazione dei bilanci dall'1 gennaio 2002 e conseguentemente dispongono di dati certi in relazione ai costi sopportati per lo svolgimento del servizio;
- al fine di garantire l'effettiva applicazione del criterio della salvaguardia dell'economicità e della redditività degli esercenti, come si desume dall'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95, le tariffe devono essere determinate con riferimento ai costi;
- nel secondo periodo regolatorio, con la deliberazione n. 171/05, è stato definito un metodo individuale a cui tutte le imprese di distribuzione possono accedere, che consente di determinare i costi in piena aderenza alle situazioni peculiari che caratterizzano l'attività di ciascun esercente.

**Considerato che:**

- l'attuale regolazione tariffaria della distribuzione del gas prevede modalità di determinazione del capitale investito riconosciute non uniformi per le diverse località servite; questa situazione è dovuta e alla successiva stratificazione di disposizioni dell'Autorità emanate in conseguenza di pronunciamenti della giustizia amministrativa e alla necessità di riflettere la composita struttura

dell'industria della distribuzione del gas sia con riferimento alle differenti impostazioni contabili dei soggetti regolati nel trattamento delle partite capitalizzate e capitalizzabili, sia con riferimento alle dinamiche di aggregazione tra imprese;

- nel primo documento per la consultazione l'Autorità aveva formulato differenti ipotesi per le modalità di determinazione del capitale investito lordo ai fini della definizione del ricavo ammesso unitario a copertura dei costi di capitale nel regime ordinario, proponendo alternativamente:
  - a. il mantenimento del regime vigente nel secondo periodo regolatorio;
  - b. l'introduzione di un regime misto che prevede: per la valutazione dello stock di capitale esistente, l'adozione del criterio del costo storico rivalutato, nel caso di imprese che dispongano di dati concreti, e l'applicazione del criterio *MEAV* le altre imprese; per la valutazione dei nuovi investimenti l'adozione generalizzata del criterio del costo di sostituzione, basato sul *MEAV*;
  - c. l'applicazione generalizzata del *MEAV* sia per la valutazione dello stock esistente, sia per la valutazione dei nuovi investimenti;
- in risposta al primo documento per la consultazione la maggior parte dei soggetti ha espresso una preferenza per il ricorso al criterio del costo storico rivalutato e, solamente in mancanza dei dati di costo stratificati per tipologie cespiti e per anno di acquisizione, necessari per l'applicazione di tale criterio, è stato proposto l'utilizzo di metodi di valutazione di tipo parametrico. In quest'ultimo caso, alcuni operatori hanno ritenuto accettabile il ricorso al criterio del costo di sostituzione mediante la metodologia *MEAV*, mentre altri hanno suggerito l'utilizzo di un metodo parametrico che si basi su dati concreti di costo di alcuni distributori/località, per la definizione di *driver* applicabili nei casi in cui non sia disponibile la stratificazione dei costi;
- per quanto riguarda, invece, la valutazione dei nuovi investimenti, quasi tutti gli operatori hanno evidenziato come il ricorso a metodi parametrici di valutazione, quali il *MEAV*, non risulti opportuna nel caso di disponibilità ed assoluta certezza dei costi associati all'investimento;
- nel secondo documento per la consultazione in relazione alla valutazione dello *stock* esistente l'Autorità ha manifestato una certa preferenza per il duplice criterio del costo storico rivalutato e del costo di sostituzione, ritenendo che rispetto ai metodi parametrici utilizzati nel passato, il criterio del *MEAV* migliori l'aderenza ai costi, in quanto la valutazione dei cespiti è basata sulle effettive consistenze fisiche di rete di ciascuna impresa. Peraltro, l'Autorità ha anche prospettato l'adozione di coefficienti correttivi che differenzino i costi unitari delle componenti in relazione a fattori esogeni oggettivamente identificabili;
- sempre nel secondo documento per la consultazione, con riferimento ai nuovi investimenti, l'Autorità ha espresso la propria preferenza per il criterio del costo di sostituzione valutato con la metodologia *MEAV*, ritenendo che tale soluzione possa comportare benefici in termini di stimolo a uno sviluppo efficiente del settore, in quanto i costi *standard* di sostituzione per la valorizzazione delle singole componenti di rete rappresenterebbero il costo base di riferimento, con un vantaggio immediato per le imprese in grado di investire a costi inferiori e per i clienti finali, preservati dal rischio di essere gravati dai costi derivanti da inefficienze nella produzione del servizio;

- i test condotti nell'ambito del gruppo di lavoro per approfondire le tematiche relative alla definizione di un prezzario per i componenti di rete di distribuzione del gas hanno mostrato gravi lacune in ordine alla disponibilità puntuale e stratificata temporalmente dei dati tecnici relativi allo *stock* esistente;
- tale difficoltà a definire con esattezza il dato di posa di alcune componenti, come per esempio le condotte, è stata peraltro segnalata anche in sede di consultazione da alcuni soggetti che hanno inviato osservazioni;
- la difficoltà a disporre di dati concreti affidabili mette in discussione l'applicabilità della metodologia *MEAV* almeno per la valutazione dello *stock* esistente, venendo a mancare uno dei punti di forza, ossia il riferimento a dati fisici concreti relativi alle consistenze degli impianti;
- nel terzo documento per la consultazione l'Autorità per la valutazione dello *stock* di capitale esistente al 31 dicembre 2006 ha proposto l'adozione generalizzata del criterio del costo storico rivalutato basata sui dati concreti come desumibili dai libri obbligatori tenuti dalle imprese distributrici ai sensi di legge;
- la proposta contenuta nel terzo documento per la consultazione ha previsto l'adozione di metodi specifici nel caso di parziale inutilizzabilità dei dati desumibili dai libri obbligatori e, limitatamente ai casi di acquisizione di rami di impresa, anche a mezzo di fusioni o incorporazioni, avvenuti antecedentemente all'anno 2004, ha ipotizzato la possibilità di derivare il costo storico non dai libri obbligatori dell'impresa che per prima ha acquistato o costruito il cespite, ma anche dai libri obbligatori dell'impresa che ha acquisito il ramo o che risulta dalla fusione o ancora che ha incorporato un'altra impresa;
- nei commenti al secondo documento per la consultazione alcuni esercenti hanno ribadito di non ritenere opportuna l'introduzione del metodo *MEAV* per la valutazione dei nuovi investimenti, ritenendo che i costi effettivamente sostenuti dalle imprese possano meglio dare conto delle differenze nell'onerosità degli investimenti, dovute all'effetto di variabili esogene; altri invece hanno richiesto una gradualità nell'applicazione di tale metodo per meglio poterne valutare le sue implicazioni;
- la proposta contenuta nel terzo documento per la consultazione, nel ribadire le ragioni dell'adozione del metodo *MEAV* per la valutazione dei nuovi investimenti, accoglieva le istanze di gradualità espresse da alcuni operatori, anche al fine di valutare per confronto quali sarebbero i risultati ottenuti con un riconoscimento a consuntivo rispetto a quelli ottenuti con il metodo *MEAV*;
- inoltre, sempre con riferimento alla valutazione del capitale investito ai fini tariffari, nel passato il trattamento contabile dei contributi privati da parte delle imprese non è stato uniforme;
- in conseguenza di quanto indicato nel precedente punto, la deduzione dei contributi privati capitalizzati potrebbe comportare un trattamento discriminatorio tra le imprese;
- i contributi pubblici in conto capitale, secondo le indicazioni della buona prassi contabile, dovrebbero invece essere capitalizzati o riscontati nei successivi esercizi.

### **Considerato che:**

- nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha formulato ipotesi alternative per le modalità di definizione del ricavo ammesso unitario a copertura dei costi operativi, in particolare proponendo:
  - a. il mantenimento della regolazione vigente nel secondo periodo regolatorio, basato su criteri parametrici e riferita a livelli medi di settore;
  - b. la determinazione del ricavo ammesso unitario sulla base dei costi propri di ciascuna impresa, come desunti dai conti annuali separati redatti ai sensi della deliberazione n. 311/01;
  - c. la determinazione del ricavo ammesso unitario sulla base dei costi medi di classi omogenee di imprese, definite in relazione al numero di punti di riconsegna serviti e/o alla densità di punti di riconsegna in rapporto all'estensione della rete (numero di punti di riconsegna per km di rete);
  - d. la determinazione del ricavo ammesso unitario sulla base di analisi della frontiera efficiente;
- dalle risposte fornite nell'ambito della consultazione non è emersa una chiara preferenza per una delle proposte;
- l'Autorità, nel secondo documento per la consultazione, ha ritenuto quindi di consolidare la proposta relativa alla determinazione del ricavo ammesso unitario sulla base di costi medi di classi omogenee di imprese, definite in relazione al numero di punti di riconsegna serviti e/o alla densità di punti di riconsegna in rapporto all'estensione della rete;
- in particolare l'Autorità ha proposto di differenziare le classi di imprese in funzione della tipologia delle aree servite, distinguendo tra imprese operanti in aree ad alta densità (oltre 0,12 punti di riconsegna per m di rete), media densità (oltre 0,06 e fino a 0,12 punti di riconsegna per m di rete) e bassa densità di clienti per km di rete (fino a 0,06 punti di riconsegna per m di rete) e in funzione della dimensione, distinguendo tra piccole imprese (fino a 50.000 punti di riconsegna), medie imprese (oltre 50.000 e fino a 300.000 punti di riconsegna) e grandi imprese (oltre 300.000 punti di riconsegna);
- in relazione ai raggruppamenti di cui al precedente punto, l'Autorità ha proposto alcuni livelli di costo medio, come desunti dai bilanci delle imprese relativi all'anno 2006;
- i soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno espresso un sostanziale consenso sulla struttura proposta, anche se da un soggetto è stata proposta una rimodulazione delle classi che differenziano le imprese in funzione delle caratteristiche dell'area servita;
- è stato rilevato che il valore base del costo operativo relativo all'attività di distribuzione dovrebbe includere anche la quota di costo operativo che non è stato coperto, nel precedente periodo regolatorio, a causa dell'andamento climatico; tale integrazione dovrebbe essere effettuata sulla base di un anno termico normalizzato, considerato che l'anno termico 2006/2007 ha risentito di un andamento climatico particolarmente anomalo e penalizzante per le imprese di distribuzione;

- è stato proposto da alcuni operatori di correggere i valori proposti relativamente ai corrispettivi a copertura dei costi operativi propri dell'attività di distribuzione, per tenere conto delle località in avviamento che hanno un modesto numero di utenti allacciati.

**Considerato che:**

- la differenziazione dei corrispettivi per classe dimensionale va valutata in relazione a due altri aspetti proposti nella consultazione: la differenziazione degli *X-factor* e il trattamento dei casi di cambiamento del gestore in una località;
- in relazione ai casi di cambiamento di gestione in una località servita a mezzo reti di distribuzione del gas naturale, nell'ottica di perseguire obiettivi di efficienza nella gestione del servizio, semplicità amministrativa, coerenza con i costi sottostanti e al fine di evitare problemi di doppio conteggio nella determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione del gas naturale, l'Autorità ha individuato quattro ipotesi alternative:
  - a. la prima ipotesi prevede il mantenimento di criteri di regolazione del regime vigente. Il vincolo ai ricavi ammessi per l'anno successivo a quello della variazione nella titolarità della gestione è calcolato, indipendentemente dal regime cui è soggetto il gestore entrante, secondo il regime ordinario previsto dalla deliberazione n. 170/04,
  - b. la seconda ipotesi prevede che la quota parte del vincolo dei ricavi ammessi per località *i* a copertura dei costi di capitale non si modifichi nell'anno *n+1* a seguito di un cambiamento del gestore del servizio di distribuzione del gas naturale nella località *i* nell'anno *n*;
  - c. la terza ipotesi prevede che, in caso di cambiamento del gestore del servizio di distribuzione del gas naturale nella località *i* nell'anno *n*, a partire dall'anno *n+1*, si applichino nella medesima località *i*, il vincolo a copertura dei costi di capitale di località già in vigore nell'anno *n*, mentre il vincolo a copertura dei costi comuni a più località, definiti a livello centralizzato dell'impresa, sia ricalcolato in funzione dei costi propri dell'impresa distributrice entrante;
  - d. una quarta ipotesi rispetto alla terza prevede che il vincolo a copertura dei costi comuni a più località, definiti a livello centralizzato dell'impresa, sia calcolato in modo parametrico in funzione dell'incidenza dei costi di capitale delle strutture centralizzate sul totale dei costi di capitale delle infrastrutture locali propria dell'impresa di distribuzione entrante;
- alcuni operatori hanno mostrato preferenze per la prima, altri per la terza ipotesi, altri ancora hanno sottolineato come non emergano immediate preferenze per una delle soluzioni prospettate;
- rispetto all'ipotesi c sono state proposte da alcuni operatori modifiche; in particolare è stata proposta l'attribuzione delle componenti centralizzate dell'impresa subentrante per la quota di competenza della nuova località acquisita, previo aggiornamento dei costi riconosciuti in funzione della variazione del perimetro aziendale;

- un operatore ha manifestato preoccupazione per i problemi irrisolti legati all'effettuazione delle future gare, affermando che la quota del vincolo ricavi a copertura della remunerazione del capitale dovrebbe tenere conto dell'indennizzo eventualmente posto a carico del subentrante a favore del gestore uscente, definito nel bando di gara sulla base di una valutazione peritale;
- è stato evidenziato che nell'anno in cui avviene il passaggio potrebbero verificarsi gravi distorsioni in grado di pregiudicare l'equilibrio economico-finanziario delle imprese; e che le proposte dell'Autorità sembrerebbero privilegiare un'organizzazione societaria molto decentrata;
- a fronte di tali considerazioni, l'Autorità nel secondo documento per la consultazione ha proceduto a una revisione della proposta, anche in relazione alle rilevanti modifiche che sono state proposte in termini di costruzione dei vincoli ai ricavi ammessi;
- l'Autorità, in particolare, in caso di subentro nella gestione di una località, nella logica di migliorare l'efficienza del settore e favorire il subentro di imprese con costi del servizio minori, ha ritenuto di proporre il congelamento per la durata di un periodo regolatorio delle componenti a copertura dei costi centralizzati, operativi, del gestore uscente, in quanto tale impostazione dovrebbe favorire l'aggregazione verso società più efficienti;
- l'Autorità ha altresì proposto che in sede di aggiornamento annuale sia applicato l'*X-factor* previsto per la classe dimensionale dell'impresa come risultante dopo il subentro;
- rispetto a tale proposta si è registrato un sostanziale consenso da parte degli operatori, sebbene sia stato osservato che tale formulazione non promuova le aggregazioni tra operatori che a seguito della fusione rimangano nella stessa classe dimensionale;
- è stato proposto il mantenimento di incentivi all'aggregazione degli operatori, mediante riduzione dell'*X-factor*, che estenda i benefici delle aggregazioni anche alle situazioni che non possono profittare del meccanismo di promozione definito dall'Autorità.

### **Considerato che:**

- nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha definito alcuni obiettivi specifici da perseguire nel contesto della revisione degli ambiti per l'applicazione delle tariffe di distribuzione:
  - a. omogeneità delle tariffe del servizio di distribuzione sul territorio;
  - b. limitazione dell'impatto di sussidi incrociati sulla tariffa;
  - c. trasparenza e semplicità dei meccanismi tariffari in logica pro-competitiva;
  - d. semplicità amministrativa;
- sulla base di tali obiettivi l'Autorità ha definito tre ipotesi di intervento:
  - a. mantenimento dell'articolazione per ambiti tariffari in vigore, come definiti nella deliberazione n. 170/04;
  - b. identificazione degli ambiti tariffari in coincidenza con gli ambiti di concessione;

- c. definizione degli ambiti per unità territoriali più estese degli ambiti di concessione; regioni o aree ancor maggiori, quali nord, centro, sud e isole;
- rispetto a tali ipotesi si è registrata convergenza da parte delle imprese distributrici e delle associazioni di categoria sull'ipotesi di identificare gli ambiti tariffari in coincidenza con gli ambiti di concessione, mentre altri operatori, in particolare attivi nel segmento della vendita, hanno manifestato preferenza per l'adozione di ambiti più estesi di quelli a cui si riferiscono le concessioni.

**Considerato che:**

- nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha presentato ipotesi alternative circa la revisione della struttura della tariffa di riferimento e dei pesi delle diverse componenti;
- con riferimento agli obiettivi di orientamento ai costi delle tariffe, trasparenza e semplicità dei meccanismi tariffari per gli utenti della rete e stabilità dei ricavi per le imprese esercenti, l'Autorità ha definito quattro ipotesi alternative, valutate in termini qualitativi secondo la metodologia AIR:
  - a. mantenimento della struttura tariffaria definita con la deliberazione n. 170/04;
  - b. revisione della struttura tariffaria, distinguendo una quota fissa commisurata ai costi di capitale e una quota variabile, fissata in funzione dei volumi trasportati, commisurata ai costi operativi;
  - c. la terza ipotesi prevede la revisione dei pesi delle componenti fissa e variabile, con un aumento del peso della componente fissa, in proporzioni non strettamente legate ai costi di capitale e ai costi operativi;
  - d. oltre a quanto previsto dalla terza, la quarta ipotesi presentata prevede che il calcolo, a partire dal secondo anno del periodo regolatorio, dei livelli assunti dalle variabili di scala rilevanti ai fini della determinazione del parametro  $\varepsilon$  sia fatto sulla base di medie mobili dei dati relative a un periodo di tre anni;
- rispetto a tali ipotesi gli operatori hanno mostrato in linea generale di condividere quanto prospettato dall'Autorità in termini di revisione dei pesi delle componenti fissa e variabile, sebbene diversi operatori abbiano comunque evidenziato le criticità che potrebbero sorgere in capo ai piccoli consumatori, proponendo di introdurre quote fisse differenziate in funzione del consumo;
- rispetto all'ipotesi di ancorare il livello della quota fissa all'ammontare dei costi di capitale è stato fatto osservare che anche il livello dei costi operativi non è, se non in minima parte, legato alla quantità di gas trasportato nelle reti;
- l'Autorità, nel secondo documento per la consultazione, visti gli esiti della consultazione sul primo documento, ha proposto l'adozione dell'ipotesi c, proponendo, anche in una logica di gradualità, di differenziare i livelli delle quote fisse per classe di consumo;
- in relazione al criterio con cui ripartire i costi del servizio tra quote fisse e quote variabili, l'Autorità, pur condividendo l'opinione degli operatori, secondo cui anche i costi operativi siano in misura preponderante da considerarsi come fissi, ha ritenuto di proporre, nel secondo documento per la consultazione, che le

quote fisse siano calcolate in modo che dalla loro applicazione al massimo si possa ottenere la copertura dei costi di capitale;

- rispetto a tale proposta è stato osservato che la differenziazione delle quote fisse per classe di consumo comporta incertezza, in quanto i consumi dei clienti possono variare anche sensibilmente da un anno all'altro. In alternativa appare preferibile riferirsi alla classe di misuratore installato;
- anche in relazione alle osservazioni riportate al punto precedente, nel terzo documento per la consultazione è stato proposto che i costi di capitale relativi al servizio di distribuzione siano coperti per metà mediante le quote fisse e per metà trovino invece copertura nelle quote variabili.

#### **Considerato che:**

- che l'anno termico, secondo le disposizioni della deliberazione n. 170/04, termina in data 30 settembre 2008;
- con la deliberazione ARG/gas 128/08 l'Autorità ha prorogato al 31 dicembre 2008 la validità delle proposte tariffarie per la distribuzione di gas naturale e di gas diversi dal naturale approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008, prevedendo l'applicazione, nel periodo transitorio, di scaglioni di durata annuale;
- la diffusione di un terzo documento per la consultazione ha comportato un differimento dei termini previsti per la pubblicazione del provvedimento finale in materia di tariffe per l'attività di distribuzione di gas per il terzo periodo di regolazione;
- gli operatori, in risposta al terzo documento per la consultazione, hanno evidenziato come la tempistica per l'invio dei dati necessari per la determinazione delle tariffe a decorrere dall'1 gennaio 2009 debba essere compatibile con le attività di reperimento delle informazioni che deve essere condotta sia all'interno delle medesime imprese, sia presso gli eventuali proprietari delle reti di distribuzione;
- gli operatori, sempre in risposta al terzo documento per la consultazione hanno evidenziato difficoltà ad adeguare i sistemi informativi a decorrere dall'1 gennaio 2009, applicando le nuove strutture tariffarie descritte nel medesimo documento per la consultazione.

#### **Considerato che:**

- con deliberazione ARG/gas 155/08 l'Autorità ha introdotto direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas, caratterizzati da requisiti funzionali minimi e con funzioni di telelettura e telegestione, per i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale;
- nel medesimo provvedimento l'Autorità ha ritenuto che il sistema tariffario debba prevedere:
  - a. il riconoscimento degli investimenti in gruppi di misura e sistemi di telegestione oggetto del presente provvedimento esclusivamente ai soggetti responsabili del servizio di misura che hanno effettivamente realizzato tali investimenti;

- b. forme di penalità in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi di messa in servizio obbligatori.

**Considerato che:**

- l'articolo 3 Direttiva 2003/55/CE prevede che gli Stati membri adottino misure atte a garantire un elevato livello di tutela dei consumatori, assicurando in particolare un'adeguata protezione ai clienti vulnerabili;
- l'articolo 1, comma 375 della legge n. 266/05 prevede che, mediante decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con i Ministri dell'Economia e delle Finanze, della Solidarietà Sociale e delle Politiche per la famiglia, siano definiti i criteri per l'applicazione di condizioni tariffarie agevolate ai clienti economicamente svantaggiati, con riferimento al settore dell'energia elettrica; e che l'articolo 46, comma 1-bis del decreto legge n. 248/07 estende la validità delle disposizioni richiamate anche al settore del gas naturale;
- nel sistema tariffario attualmente vigente per la regolazione della distribuzione del gas naturale le misure di tutela sociale sono affidate agli enti locali, attraverso meccanismi di carattere facoltativo che presentano elementi di discrezionalità sia sotto il profilo decisionale che sotto il profilo economico;
- allo stato attuale si rileva uno scarso grado di penetrazione di tali misure, testimoniato dall'esiguo numero di comuni che hanno provveduto ad attivare tali meccanismi, rendendo di fatto scarsamente efficace lo strumento di protezione sociale adottato nei precedenti periodi di regolazione.

**Ritenuto che sia opportuno:**

- procedere, in ordine all'esigenza di maggior trasparenza, anche in una logica pro-competitiva, alla disaggregazione delle tariffe in componenti tariffarie distinte per la copertura dei costi del servizio di distribuzione, di misura e della commercializzazione di tali servizi;
- distinguere, ai fini della valutazione del capitale investito, tra capitale investito centralizzato e capitale investito di località;
- anche in una logica di incentivazione dell'efficienza, procedere alla valutazione del capitale investito centralizzato mediante criteri parametrici, con la definizione di componenti da applicare in modo generalizzato;
- procedere alla valutazione del capitale investito di località sulla base dei dati concreti disponibili delle singole imprese, come riscontrabili nei libri obbligatori delle imprese medesime;
- individuare nell'anno 2003, tenuto anche conto delle modifiche del quadro regolatorio introdotte per la distribuzione del gas, l'ultimo anno in relazione al quale, ai fini della valutazione del capitale investito possano essere accettati i valori di prima iscrizione nei libri contabili delle imprese che hanno acquisito rami, ovvero risultano da fusioni o ancora che hanno effettuato incorporazioni e stabilire anche tutte le acquisizioni successive all'anno 2003 debbano essere valutate al costo d'acquisizione del cespite al momento della sua prima utilizzazione ovvero il costo di realizzazione interna dello stesso;

- che le valutazioni del capitale investito derivanti dalle procedure richiamate nei precedenti punti, ivi inclusa la stratificazione temporale degli investimenti, costituiscano la base per ogni futura determinazione tariffaria dell’Autorità;
- i contributi in conto capitale siano trattati ai fini delle valutazioni tariffarie come una posta del patrimonio netto e che quindi possano incidere solo sulla remunerazione del capitale investito e non anche sul dimensionamento degli ammortamenti.

**Ritenuto che sia opportuno:**

- in relazione alla valorizzazione dei nuovi investimenti realizzati a partire dall’anno 2009, procedere a una graduale adozione della metodologia *MEAV*, al fine di consentire una valorizzazione a costi standard degli investimenti e stimolare, quindi, l’efficienza nello sviluppo della rete;
- definire con successivo provvedimento il prezzario delle componenti di rete da assumere ai fini della valorizzazione dei nuovi investimenti, provvedendo anche a definire appositi correttivi che consentano di adeguare i valori del prezzario in funzione dell’area geografica e della tipologia di centro in cui sono realizzati.

**Ritenuto che sia opportuno:**

- determinare i livelli delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi al lordo dei contributi, comunque percepiti da privati e amministrazioni pubbliche, procedendo invece a portare in deduzione i medesimi contributi dal capitale investito a partire dall’anno 2009;
- non accogliere le istanze relative ai mancati ricavi del secondo periodo regolatorio, conseguenti all’andamento climatico sfavorevole, in quanto tale rischio è implicitamente intercettato nella valutazione dei parametri di rischiosità che concorrono alla definizione della remunerazione del capitale investito;
- prevedere che, in coerenza con la regolazione del settore elettrico, la fissazione di obiettivi di recupero di produttività sia effettuata limitatamente ai costi operativi;
- definire un sistema di recupero della produttività che contemperi le seguenti esigenze:
  - fissare una frontiera efficiente, unica nazionale, a cui devono tendere i livelli dei costi di produzione del servizio di tutte le imprese distributrici;
  - individuare percorsi differenziati di convergenza dei livelli unitari dei costi operativi, in funzione della distanza dalla frontiera efficiente;
  - prevedere, per il successivo periodo regolatorio, un sistema di simmetrica ripartizione tra clienti finali e imprese distributrici degli eventuali maggiori recuperi di produttività conseguiti alla fine del terzo periodo regolatorio;
  - prevedere, per il successivo periodo regolatorio, che il tasso di recupero di produttività sia dimensionato sulla base del riconoscimento dei maggiori ricavi lasciati in capo alle imprese distributrici ai sensi del precedente punto;
- conseguentemente differenziare le componenti tariffarie a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione in funzione del grado di densità dell’area fornita e della dimensione delle imprese distributrici;

- prevedere un processo di convergenza dei livelli delle componenti a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione verso un livello efficiente di produzione del servizio, unico nazionale, adottando a questo scopo *X-factor* differenziati tra imprese distributrici, in funzione del livello di partenza assunto dalle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi;
- prevedere che alla fine del terzo periodo di regolazione, eventuali recuperi di produttività conseguiti dalle imprese siano ripartiti simmetricamente tra imprese distributrici e clienti finali;
- prevedere corrispettivi specifici per le funzioni di installazione e manutenzione dei misuratori da un lato, e raccolta, validazione e registrazione delle letture dall'altro, rimandando ai successivi periodi regolatori, quando saranno presumibilmente disponibili informazioni contabili più analitiche, ulteriori disaggregazioni tra raccolta e validazione/registrazione delle misure, anche in relazione alle modifiche organizzativo-strutturali che potranno conseguire dall'adozione di sistemi di rilevazione a distanza delle misure.

**Ritenuto che sia opportuno:**

- introdurre nuovi meccanismi che favoriscano l'aggregazione degli operatori, promuovendo, specificatamente tra gli operatori di piccole e medie dimensioni, le fusioni che comportino la creazione di nuove realtà imprenditoriali tali da prefigurare un recupero complessivo di efficienza del settore;
- che tali meccanismi si sostanzino nel mantenimento nell'anno in cui avviene il subentro, dei corrispettivi a copertura dei costi operativi relativi all'attività di distribuzione del gas naturale, come determinati in funzione della dimensione del soggetto uscente e che per l'aggiornamento dei livelli dei corrispettivi negli anni successivi si faccia riferimento al livello dell'*X-factor* previsto per la classe dimensionale riferita al soggetto subentrante;
- non prevedere meccanismi di promozione per l'aggregazione di operatori che servano oltre 300.000 punti di riconsegna, ritenendo che la valutazione della convenienza a effettuare le aggregazioni, pur auspicabili, possa essere operata senza che siano introdotte formule promozionali.

**Ritenuto che sia opportuno:**

- prevedere che i corrispettivi a copertura dei costi operativi dell'attività di misura siano dimensionati in modo tale da assicurare la copertura dei costi relativi sia alle letture di ciclo, sia alle letture di *switch*, sia ad ogni altra funzione propria dell'attività di misura;
- rimandare a un successivo provvedimento l'attuazione di quanto previsto dalla deliberazione ARG/gas 51/08 in relazione all'eventuale copertura degli oneri derivanti per gli esercenti a seguito dell'applicazione delle disposizioni contenute nella medesima deliberazione, in relazione alla necessità di disporre di un periodo di osservazione adeguato e di coordinare l'intervento sul versante tariffario con l'evoluzione della disciplina in materia di qualità del servizio,
- prevedere l'introduzione di uno specifico meccanismo di perequazione dei costi di misura che consenta alle imprese l'equilibrio economico-finanziario, in

relazione al fatto che l'effettuazione delle letture di *switch* viene assicurata obbligatoriamente e gratuitamente;

- prevedere che i soggetti obbligati per la raccolta delle misure nei punti di consegna siano le imprese di trasporto;
- rendere coerente la regolazione tariffaria del servizio di misura con le disposizioni adottate con la deliberazione ARG/gas 155/08.

**Ritenuto che sia opportuno:**

- dare continuità all'istituto del regime individuale, la cui disciplina è stata introdotta con le deliberazioni n. 170/04 e 173/04 e la cui modalità applicative sono state declinate con la deliberazione n. 171/05, offrendo alle imprese distributrici la possibilità, qualora ne ricorrano le condizioni, di accedere a modalità di determinazione dei parametri unitari a copertura dei costi di distribuzione riferiti alle località che tengano conto del possibile dispiegarsi di effetti riconducibili a variabili esogene fuori dal controllo delle imprese;
- limitare in ogni caso, in coerenza con quanto previsto nella regolazione del settore elettrico, l'applicazione del regime individuale alla sola attività di distribuzione, escludendo l'attività di misura, su cui si ritiene, l'effetto delle variabili esogene sia meno rilevante.

**Ritenuto che sia opportuno:**

- in questa fase del processo di liberalizzazione del settore della vendita del gas naturale, dare priorità agli obiettivi di rimozione degli ostacoli per un ordinato sviluppo della concorrenza, prevedendo che siano applicate tariffe uniformi per aree sufficientemente estese del Paese;
- in relazione alla predisposizione di tariffe uniformi per vaste aree del Paese, prevedere l'introduzione di specifici meccanismi di perequazione dei ricavi per le imprese distributrici, tali da eliminare il rischio climatico, disponendo che siano calcolati anche ammontari di perequazione d'acconto, al fine di limitare gli effetti finanziari derivanti dall'applicazione di tariffe obbligatorie non strettamente aderenti ai costi delle singole imprese;
- prevedere una revisione della struttura tariffaria, articolando i corrispettivi in quote fisse e quote variabili, prevedendo altresì che le quote fisse, espresse in euro per punto di riconsegna, non siano differenziate e che le quote variabili siano differenziate per scaglioni di consumo, definiti tenendo conto degli scaglioni di consumo previsti dalla disciplina fiscale;
- prevedere che i corrispettivi delle quote variabili siano espressi in centesimi di euro per *standard* metro cubo;
- ai fini del calcolo del consumo, qualora il misuratore non sia dotato di apparecchiature per la correzione delle misure alle condizioni *standard*, la quantità rilevata sia corretta adottando l'apposito coefficiente definito dall'Autorità, applicato secondo i principi di universalità e non discriminazione;
- nei documenti di fatturazione destinati ai venditori siano evidenziate sia la quantità come rilevata dal misuratore, sia il coefficiente correttivo eventualmente applicato sia, infine, la quantità espressa in standard metri cubi;

- prevedere che le quote fisse della tariffa di distribuzione siano costruite con l'obiettivo di garantire, almeno in una prima fase, la copertura del 50% dei costi di capitale;
- fissare pari a zero il valore della quota variabile relativa al primo scaglione di consumo;
- disporre che gli oneri derivanti da aumenti di canoni di concessione disposti dai comuni ai sensi delle disposizioni del decreto-legge n. 159/07, qualora ne ricorrano le condizioni, siano coperti dalle tariffe;
- ai fini di cui al punto precedente le imprese distributrici interessate presentino apposita istanza all'Autorità e che in esito a tale istanza l'Autorità determini l'ammontare del corrispettivo tariffario a copertura di detti oneri;
- il corrispettivo a copertura degli oneri di cui al punto precedente sia fatto gravare esclusivamente sui clienti delle località in relazione alle quali sono state determinati gli aumenti dei canoni di concessioni, in modo da evitare sussidi incrociati tra clienti finali di località diverse.

**Ritenuto che sia opportuno:**

- prevedere l'adozione dell'anno civile, dall'1 gennaio al 31 dicembre, come riferimento per le determinazioni tariffarie del terzo periodo di regolazione.

**Ritenuto che sia opportuno:**

- prevedere che la disciplina prevista per il gas naturale sia, in linea generale, estesa anche alla distribuzione di altri gas;
- prevedere che il sistema di tariffe obbligatorie da applicarsi in ambiti tariffari di dimensione sovra-regionale non sia esteso alla distribuzione di altri gas, soprattutto in relazione al forte peso che i fattori locali hanno sul livello del costo di produzione del servizio;
- in relazione a quanto sopra, mantenere il sistema di opzioni tariffarie proposte dalle imprese distributrici e approvate preventivamente dall'Autorità.

**Ritenuto che sia opportuno:**

- rimandare a successivo provvedimento la revisione della componente QTCA relativa al trasporto degli altri gas, in quanto non pertinente l'attività di distribuzione in senso stretto;
- rimandare a successivo provvedimento l'adozione di un prezzario per le prestazioni accessorie, essendo necessario un opportuno approfondimento con operatori e associazioni dei clienti finali.

**Ritenuto che sia opportuno:**

- in attesa dell'emanazione del decreto interministeriale di cui all'articolo 46, comma 1-bis del decreto-legge n. 248/07, rimandare ad apposito successivo provvedimento l'adozione di specifiche misure finalizzate a tutelare la clientela vulnerabile che decorrano comunque dall'1 gennaio 2009, al fine di garantire continuità di tutela per la medesima clientela;

- prevedere di conseguenza la contestuale cessazione dei precedenti meccanismi finalizzati alla tutela dei clienti economicamente disagiati.

**Ritenuto che sia opportuno:**

- prevedere un diverso termine per l'invio dei dati da parte delle imprese al fine della determinazione delle tariffe per l'anno 2009 rispetto a quello prospettato nel terzo documento per la consultazione;
- consentire alle imprese un periodo di tempo della durata di circa cinque mesi per la raccolta delle informazioni necessarie ai fini delle determinazioni tariffarie e di conseguenza differire al 31 marzo 2009 il termine per la compilazione della modulistica prevista ai fini delle determinazioni tariffarie;
- prevedere che nel periodo dall'1 gennaio al 30 giugno siano applicate, salvo conguaglio, le tariffe approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008;
- prevedere che nel periodo transitorio l'applicazione delle quote variabili delle tariffe e delle opzioni sia effettuata a partire dal primo scaglione, prevedendo che l'ampiezza degli scaglioni di cui al punto precedente, per le tariffe di distribuzione di gas naturale, sia pari a quella riportata nella Tabella 1 della deliberazione n. 170/04 e per le tariffe di distribuzione di gas diversi dal naturale sia pari a quella riportata nelle proposte tariffarie approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008;
- le quote RE ed RS relative ai primi tre bimestri dell'anno 2009 siano fissate pari a un sesto dell'importo delle medesime quote RE ed RS, come determinate per l'anno termico 2007-2008;
- le quote RE ed RS relative ai primi tre bimestri dell'anno 2009 siano versate entro sessanta giorni dal termine del medesimo bimestre e siano considerate come un acconto rispetto a quanto le imprese distributrici dovranno versare alla Cassa a seguito dell'applicazione delle tariffe obbligatorie previste per l'anno 2009

**DELIBERA**

**Articolo 1**

*Approvazione Parte II del TUDG*

- 1.1 E' approvata la Parte II del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009 – 2012 (TUDG), relativa alla Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG), allegata alla presente deliberazione, che entrerà in vigore dall'1 gennaio 2009.

## **Articolo 2**

### *Disposizioni transitorie per l'anno 2009*

- 2.1 Il termine per la presentazione dei dati all'Autorità, di cui al comma 7.1 della RTDG, per le determinazioni tariffarie relative all'anno 2009 è differito al 31 marzo 2009.
- 2.2 Il termine per la pubblicazione dei valori della tariffa di riferimento di cui al comma 22.2 della RTDG, per le determinazioni tariffarie relative all'anno 2009, è differito al 30 giugno 2009.
- 2.3 Il termine per la pubblicazione dei valori della tariffa obbligatoria di cui al comma 34.1 della RTDG, per le determinazioni tariffarie relative all'anno 2009, è differito al 30 giugno 2009.
- 2.4 Le imprese distributrici fino al 30 giugno 2009 applicano a titolo d'acconto le tariffe di distribuzione approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008.
- 2.5 Ai fini dell'applicazione delle disposizioni di cui al comma precedente:
  - a) l'applicazione delle quote variabili delle tariffe e delle opzioni è effettuata a partire dal primo scaglione;
  - b) l'ampiezza degli scaglioni di cui alla lettera a), per le tariffe di distribuzione di gas naturale, è pari a quella riportata nella Tabella 1 della deliberazione n. 170/04 e per le tariffe di distribuzione di gas diversi dal naturale è pari a quella riportata nelle proposte tariffarie approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008.
- 2.6 Successivamente al 30 giugno 2009 le imprese distributrici procedono ai conguagli tariffari, tenuto conto delle esigenze delle imprese di vendita, applicando retroattivamente dall'1 gennaio 2009 le tariffe obbligatorie che saranno pubblicate dall'Autorità entro il 30 giugno 2009.
- 2.7 Le quote RE ed RS relative ai primi tre bimestri dell'anno 2009 sono fissate pari a un sesto dell'importo delle medesime quote RE ed RS, come determinate per l'anno termico 2007-2008.
- 2.8 Le quote RE ed RS relative ai primi tre bimestri dell'anno 2009 sono versate entro sessanta giorni dal termine del medesimo bimestre e sono considerate come un acconto rispetto a quanto le imprese distributrici dovranno versare alla Cassa a seguito dell'applicazione delle tariffe obbligatorie previste per l'anno 2009, in particolare delle componenti tariffarie RE ed RS.
- 2.9 A parziale deroga delle disposizioni di cui al comma 46.4, della RTDG, con riferimento investimenti relativi agli anni 2007 e 2008, la dichiarazione di conformità può essere rilasciata direttamente dal legale rappresentante dell'impresa distributtrice.

## **Articolo 3**

### *Fissazione del valore transitorio delle componenti $\tau_3$ , UG1 e GS*

- 3.1 Il corrispettivo unitario dell'articolazione tariffaria di riferimento, rilevante ai fini della determinazione della componente  $\tau_3$  della tariffa obbligatoria, di cui al

comma 35.3 della RTDG, per il primo scaglione di consumo è posto pari a zero in via transitoria, in attesa che siano definite nuove forme di tutela dei clienti in stato di disagio economico.

- 3.2 La componente  $UG_I$ , di cui al comma 35.3, lettera c), della RTDG, è fissata, transitoriamente, pari a 0 (zero).
- 3.3 La componente  $GS$  di cui al comma 35.3, lettera d), della RTDG è fissata, transitoriamente, pari a 0 (zero).

#### **Articolo 4**

##### *Disposizioni finali*

- 4.1 E' dato mandato al Direttore della Direzione Tariffe affinché provveda a dare attuazione alla RTDG, in particolare predisponendo la modulistica di cui all'articolo 7 della RTDG.
- 4.2 E' dato mandato al Direttore della Direzione Tariffe affinché provveda alla definizione di un prezzario per la valutazione a costi *standard* degli investimenti relativi ai cespiti di località da applicarsi a partire dall'anno 2010, esaminando la possibilità di estenderne l'ambito di applicazione anche ai cespiti che rientrano nella tipologia delle *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*.
- 4.3 E' dato mandato al Direttore della Direzione Tariffe affinché provveda alla definizione delle modalità di copertura degli oneri derivanti agli esercenti dagli obblighi di cui ai commi 41.7 e 41.9 della Parte I del TUDG, nel rispetto dei seguenti principi:
  - la vita effettiva del gruppo di misura sostituito sia inferiore o uguale alla durata di vita utile riportata nella Tabella 3 della RTDG;
  - l'effettiva vetustà del gruppo di misura sia documentabile dall'impresa distributrice;
  - il gruppo di misura sia stato oggetto di una verifica sul corretto funzionamento nel corso degli ultimi cinque anni. Tale verifica deve essere opportunamente documentata;
  - gli oneri siano valutati limitatamente all'eventuale incremento di richieste di verifica rispetto all'anno 2006.
- 4.4 E' dato mandato al Direttore della Direzione Vigilanza e Controllo in collaborazione con il Direttore della Direzione Tariffe, mediante propria determinazione, sentita l'Autorità, di definire la procedura per l'effettuazione delle verifiche ispettive volte ad accertare la veridicità delle informazioni trasmesse ai fini delle determinazioni tariffarie, ai sensi delle disposizioni dell'articolo 7 della RTDG.
- 4.5 E' dato mandato al Direttore della Direzione Tariffe in collaborazione con il Direttore della Direzione Qualità e con il Direttore della Direzione Mercati di definire con successivo provvedimento i corrispettivi tariffari per le prestazioni

accessorie e opzionali, garantendo l'equilibrio economico-finanziario degli esercenti e nel rispetto delle seguenti indicazioni:

- i corrispettivi per le prestazioni accessorie sono fissati dall'Autorità;
- in linea generale i corrispettivi per le prestazioni accessorie sono stabiliti a forfait;
- per le prestazioni che non sono regolate con corrispettivi a forfait stabiliti dall'Autorità, è previsto l'addebito di costi a preventivo, sulla base di prezziari definiti dall'Autorità.

- 4.6 E' dato mandato al Direttore della Direzione Mercati in collaborazione con il Direttore della Direzione Tariffe di adeguare il codice di rete tipo approvato con la deliberazione n. 108/06.
- 4.7 Con successivo provvedimento sarà definita la data di decorrenza delle disposizioni di cui ai commi 52.1, 56.1 e 56.2 della RTDG. Conseguentemente, con il medesimo provvedimento saranno aggiornati i criteri di determinazione del valore delle immobilizzazioni materiali di località relative al servizio di misura e i valori  $t(ins)_t^{opex}$  e  $t(rac)_t^{opex}$  di cui al comma 24.1, lettere b) e c) della RTDG.
- 4.8 Le disposizioni di cui ai commi 4.1 e 4.3 del presente provvedimento entrano in vigore dalla data della pubblicazione, le restanti disposizioni entrano in vigore a far data dall'1 gennaio 2009.
- 4.9 Il presente provvedimento viene pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità ([www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it))
- 4.10 E' pubblicato sul sito internet dell'Autorità il TUDG, composto dalla RQDG e dalla RTDG.

6 novembre 2008

Il Presidente: Alessandro Ortis