

Autorità per l'energia elettrica e il gas

## **RELAZIONE A.I.R.**

Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG). Disposizioni transitorie per l'anno 2009”

(deliberazione ARG/gas 159/08, come modificata e integrata con la deliberazione 22 dicembre 2008, ARG/gas 197/08 e con la deliberazione dell'Autorità 2 marzo 2009, ARG/gas 22/09)

## INDICE

<i>Premessa</i> .....	4
PARTE I .....	5
Contesto normativo .....	5
1    Introduzione .....	5
2    Normativa di carattere generale e procedurale .....	5
3    Regolazione tariffaria del servizio di distribuzione e misura di gas naturale e di gas diversi dal naturale .....	10
PARTE II .....	17
Motivazioni a base dell'intervento e obiettivi .....	17
4    Introduzione .....	17
5    Motivazioni tecniche, economiche e sociali .....	17
6    Obiettivi dell'Autorità .....	20
PARTE III .....	25
Destinatari dell'intervento e processo di consultazione .....	25
7    Introduzione .....	25
8    I destinatari dell'intervento .....	25
9    Il processo di consultazione .....	25
PARTE IV .....	28
Opzioni esaminate, valutazione e risultati della consultazione .....	28
10   Introduzione .....	28
11   Determinazione del capitale investito lordo ai fini della definizione del ricavo ammesso unitario a copertura dei costi di capitale nel regime ordinario .....	28
12   Componente del vincolo a copertura dei costi operativi .....	31
13   Trattamento dei casi di cambiamento di gestore in una località .....	34
14   Revisione degli ambiti territoriali per l'applicazione delle tariffe di distribuzione .....	36
15   Revisione della struttura tariffaria per l'attività di distribuzione .....	39
PARTE V .....	42
Provvedimento finale .....	42
16   Introduzione .....	42
17   Struttura della RTDG .....	42
18   Regolazione della distribuzione e misura del gas naturale. Aspetti introduttivi .....	42
19   Determinazione del costo riconosciuto nel regime ordinario .....	44
20   Costi operativi .....	44
21   Valutazione del capitale investito .....	48
22   Determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito .....	60
23   Ammortamenti .....	63
24   Remunerazione del capitale investito .....	65
25   Il sistema tariffario .....	66
26   Tariffe obbligatorie .....	69
27   Modalità di calcolo dei coefficienti di conversione dei volumi misurati per il gas naturale .....	72
28   Aggiornamento annuale delle componenti della tariffa di riferimento .....	75
29   Meccanismi di perequazione .....	80
30   Soggetti responsabili del servizio di misura .....	85
31   Casi particolari .....	86
32   Regime individuale .....	89
33   Distribuzione di gas naturale a mezzo di reti canalizzate .....	94
34   Prestazioni patrimoniali imposte e disposizioni in materia di Cassa conguaglio .....	96
35   Presentazione dei dati .....	98
Appendice 1 .....	100

Elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni al primo documento per la consultazione ....	100
Appendice 2 .....	100
Elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni al secondo documento per la consultazione....	100
Appendice 3 .....	101
Elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni al terzo documento per la consultazione...	101

## **Premessa**

*La presente Relazione di Analisi di impatto della regolazione illustra i contenuti della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 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", come modificata e integrata con la deliberazione 22 dicembre 2008, ARG/gas 197/08 e con la deliberazione dell'Autorità 2 marzo 2009, ARG/gas 22/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08).*

*La deliberazione ARG/gas 159/08 è uno dei provvedimenti emanati dall'Autorità nel quadro del procedimento in materia di regolazione delle tariffe per il servizio di distribuzione e misura del gas per il terzo periodo di regolazione, attivato con la deliberazione 18 settembre 2007 n. 225/07 "Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di distribuzione di gas ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481" (di seguito: procedimento n. 225/07).*

*Il procedimento n. 225/07 si è svolto in parallelo all'analogo procedimento in materia di regolazione della qualità dei servizi gas di distribuzione per il terzo periodo di regolazione, avviato con la deliberazione 26 settembre 2007 n. 234/07 e conclusosi con la deliberazione 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 "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 I "Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RQDG)".*

*Entrambi questi procedimenti sono stati inseriti nella sperimentazione triennale dell'Analisi di impatto della regolazione (di seguito: AIR) avviata con deliberazione 28 settembre 2005, n. 203/05.*

*La presente relazione AIR illustra gli obiettivi, le motivazioni, i destinatari e i contenuti delle opzioni e delle proposte di regolazione avanzate dall'Autorità nell'ambito del procedimento n. 225/07.*

# **PARTE I**

## **Contesto normativo**

### **1 Introduzione**

1.1 La presente sezione della Relazione illustra il contesto normativo e i vincoli di natura giuridica che hanno orientato l'intervento regolatorio. Nei paragrafi seguenti è riportata la normativa rilevante che disciplina la materia oggetto del provvedimento, definendone il contesto normativo di riferimento, e che è stata considerata nella formulazione del provvedimento medesimo, ovvero:

- la normativa di carattere generale e procedurale;
- la normativa relativa alla regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale e dei gas diversi dal naturale.

### **2 Normativa di carattere generale e procedurale**

#### *Normativa comunitaria*

2.1 La disciplina comunitaria si è consolidata con la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003 (di seguito: direttiva 2003/55/CE) che reca disposizioni in materia di norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che ha abrogato la precedente direttiva 98/30/CE del 22 giugno 1998.

2.2 La direttiva 2003/55/CE introduce modifiche rispetto alla disciplina precedente, partendo dalla considerazione che, al fine di migliorare il funzionamento del mercato sia necessaria l'adozione di misure concrete per garantire parità di condizioni e per ridurre il rischio di posizioni dominanti nel mercato e di comportamenti predatori, garantendo tariffe di trasporto e distribuzione non discriminatorie mediante l'accesso alla rete sulla base di tariffe pubblicate prima della loro entrata in vigore e assicurando la tutela dei diritti dei clienti piccoli e vulnerabili.

2.3 La direttiva 2003/55/CE prevede disposizioni in materia di:

- organizzazione generale del settore;
- trasporto, stoccaggio e GNL, fornitura e distribuzione;
- separazione e trasparenza della contabilità;
- organizzazione dell'accesso al sistema.

2.4 Le norme generali per l'organizzazione del settore comprendono disposizioni in materia di obblighi relativi al servizio pubblico e tutela dei consumatori, di procedure di autorizzazione, di controllo della sicurezza degli approvvigionamenti e di norme tecniche.

2.5 Per i segmenti della fornitura e della distribuzione è previsto dalla direttiva 2003/55/CE che gli Stati membri designino o impongano alle imprese di gas naturale che possiedono o siano responsabili di impianti di distribuzione di designare uno o più gestori del sistema di distribuzione.

- 2.6 Nel disegno della direttiva 2003/55/C è prevista la separazione funzionale e manageriale e non solo societaria dei gestori del sistema di trasporto e distribuzione dalle altre attività della filiera gas naturale nel caso di imprese verticalmente integrate.
- 2.7 La direttiva 2003/55/C contiene disposizioni in materia di separazione e trasparenza della contabilità, prevedendo in particolare che nella loro contabilità interna le imprese di gas naturale tengano conti separati per ciascuna delle attività di trasporto, distribuzione, GNL e stoccaggio, come sarebbero tenute a fare se le attività in questione fossero svolte da imprese separate, al fine di evitare discriminazioni, trasferimenti incrociati e distorsioni della concorrenza.
- 2.8 In materia di organizzazione e accesso al sistema va segnalata la deroga, a determinate condizioni, alla disciplina dell'accesso regolato di terzi a beneficio delle imprese che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture di importazione del gas o potenziamenti significativi delle infrastrutture esistenti.

### *Normativa nazionale – assetto del servizio*

- 2.9 La disciplina nazionale, sostanzialmente coerente con l'impostazione comunitaria, in materia di assetto del servizio è imperniata principalmente sulle disposizioni del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00).
- 2.10 Il decreto legislativo n. 164/00 individua i principi fondamentali relativamente all'assetto del servizio di distribuzione del gas naturale. L'articolo 14 prevede, che:
- a) l'attività di distribuzione di gas naturale sia attività di servizio pubblico e il servizio sia affidato esclusivamente mediante gara per periodi non superiori a dodici anni;
  - b) gli enti locali che affidano il servizio, anche in forma associata, svolgano attività di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e di controllo sulle attività di distribuzione, ed i loro rapporti con il gestore del servizio siano regolati da appositi contratti di servizio, sulla base di un contratto tipo predisposto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas approvato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.
- 2.11 Il decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito con modificazioni con la legge 29 novembre 2007 n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244, (di seguito: decreto-legge n. 159/07) ha previsto nuove disposizioni in materia di concorrenza e qualità dei servizi essenziali nel settore della distribuzione del gas, in particolare:
- nuovi criteri per l'effettuazione delle gare e di valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, che dovranno essere definiti dai Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, sentita la Conferenza unificata e su parere dell'Autorità;
  - nuovi ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi, definiti dai Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, su proposta dell'Autorità e sentita la Conferenza unificata;
  - misure per l'incentivazione delle operazioni di aggregazione, determinati dai Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, su proposta dell'Autorità e sentita la Conferenza unificata.
- 2.12 Il decreto-legge 25 giugno 2006, n. 112, convertito con modificazione con la legge 6 agosto 2008, n. 133 (di seguito: decreto-legge n. 112/06), all'articolo 23-bis prevede disposizioni

che disciplinano l'affidamento e la gestione dei servizi pubblici locali di rilevanza economica, in applicazione della disciplina comunitaria e al fine di favorire la più ampia diffusione dei principi di concorrenza, di libertà di stabilimento e di libera prestazione dei servizi di tutti gli operatori economici interessati alla gestione di servizi di interesse generale in ambito locale, nonché di garantire il diritto di tutti gli utenti alla universalità ed accessibilità dei servizi pubblici locali ed al livello essenziale delle prestazioni, ai sensi dell'articolo 117, secondo comma, lettere e) ed m), della Costituzione, assicurando un adeguato livello di tutela degli utenti, secondo i principi di sussidiarietà, proporzionalità e leale cooperazione. Le disposizioni contenute nel decreto-legge n. 112/06 si applicano a tutti i servizi pubblici locali e prevalgono sulle relative discipline di settore con esse incompatibili.

- 2.13 L'armonizzazione della nuova disciplina introdotta con il decreto-legge n. 112/06 e quella di settore applicabile ai diversi servizi pubblici locali è demandata a specifici regolamenti che il Governo, su proposta del Ministro per i rapporti con le regioni dovrà adottare ai sensi dell'articolo 17, comma 2, della legge 23 agosto 1988, n. 400.
- 2.14 Essendo l'attività di distribuzione del gas naturale caratterizzata da un'elevata incidenza dei costi di capitale sul costo totale del prodotto, il legislatore ha previsto specifiche norme che riguardano il trattamento delle dotazioni infrastrutturali di rete alla scadenza del periodo di affidamento. L'articolo 14, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00 prevede che:
- a) alla scadenza del periodo di affidamento del servizio, le reti, nonché gli impianti e le dotazioni dichiarati reversibili, rientrino nella piena disponibilità dell'ente locale;
  - b) il nuovo gestore, con riferimento agli investimenti realizzati secondo il piano degli investimenti oggetto del precedente affidamento o concessione, sia tenuto a subentrare nelle garanzie e nelle obbligazioni relative ai contratti di finanziamento in essere o ad estinguere queste ultime e a corrispondere una somma al distributore uscente in misura pari all'eventuale valore residuo degli ammortamenti di detti investimenti risultanti dai bilanci del gestore uscente e corrispondenti ai piani di ammortamento oggetto del precedente affidamento, al netto degli eventuali contributi pubblici a fondo perduto.
  - c) il bando di gara stabilisca gli oneri a carico del nuovo gestore che subentra.

#### ***Normativa nazionale – transitorio***

- 2.15 Il nuovo assetto del servizio individuato dal decreto legislativo n. 164/00 e dalle disposizioni che successivamente ne hanno modificato l'impianto originario, non è ancora pienamente a regime.
- 2.16 Lo stesso decreto legislativo n. 164/00, all'articolo 15 introduce una disciplina transitoria. L'articolo 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00 prevede specifiche disposizioni per affidamenti o concessioni senza scadenza o con termine di scadenza che supera il periodo transitorio. In tali casi è previsto che l'affidamento o la concessione proseguano fino al completamento del periodo transitorio. E' previsto inoltre che ai titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere sia riconosciuto un rimborso, a carico del nuovo gestore ai sensi dell'articolo 14, comma 8, del medesimo decreto legislativo n. 164/00, calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, con i criteri di cui alle lettere a) e b) dell'articolo 24 del regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578. Resta sempre esclusa la valutazione del mancato profitto derivante dalla conclusione anticipata del rapporto di gestione.
- 2.17 Il combinato disposto dei diversi provvedimenti legislativi che si sono succeduti, prefigurano, ad oggi, una situazione di:

- concessioni affidate successivamente al decreto legislativo n. 164/00 che sono titolate a proseguire fino alla scadenza naturale;
- concessioni affidate sulla base di procedure concorsuali prima del decreto legislativo 164/00 che possono proseguire fino al 2012;
- concessioni affidate nell'ambito dei programmi di metanizzazione delle regioni del mezzogiorno (ai sensi dell'articolo 11 della legge 28 novembre 1980, n. 784, e successive modificazioni, e dell'articolo 9 della legge 7 agosto 1997, n. 266, come modificato dall'articolo 28 della legge 17 maggio 1999, n. 144) per le quali la scadenza è a 12 anni, che decorrono, tenuto conto del tempo necessario alla costruzione delle reti, decorsi quattro anni dalla data di entrata in vigore del decreto del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica di concessione del contributo;
- altre concessioni che obbligatoriamente scadranno nel biennio 2009-2010 in concomitanza dell'assegnazione delle nuove concessioni sui nuovi ambiti definiti al sensi dell'articolo 46.bis del decreto-legge n. 159/07.

2.18 L'articolo 46-bis, comma 4, del decreto-legge n. 159/07 prevede che a decorrere dall'1 gennaio 2008, i comuni interessati dalle nuove gare possano incrementare il canone delle concessioni di distribuzione, solo ove minore e fino al nuovo affidamento, per un massimo del 10 per cento del vincolo sui ricavi di distribuzione di cui alla deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 237 (di seguito: deliberazione n. 237/00) e successive modificazioni.

### ***Normativa nazionale – regolazione tariffaria***

2.19 La legge 14 novembre 1995, n. 481/95 (di seguito: legge n. 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all'Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L'articolo 1, comma 1 della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l'ordinamento tariffario deve:

- a) essere “certo, trasparente e basato su criteri predefiniti”;
- b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso “la promozione della concorrenza e dell'efficienza”;
- c) assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio di pubblica utilità con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale;
- d) “armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”.

2.20 Coerentemente con tali obiettivi, l'Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17, legge n. 481/95).

2.21 L'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 dispone che l'Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale.

2.22 Ai fini della formazione di provvedimenti in materia tariffaria, l'articolo 2, comma 18 della legge n. 481/95 prevede l'utilizzo del meccanismo del *price-cap*, inteso come limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo pluriennale, che introduce un meccanismo tariffario incentivante in base al quale l'Autorità, identificando il livello di costi da riconoscere agli esercenti, persegue un obiettivo annuale di recupero di produttività.

2.23 Il quadro normativo nell'ambito del quale l'Autorità è chiamata a definire le tariffe per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale è precisato nel decreto legislativo n.

164/00 che all'articolo 23, commi 2 e 4, stabilisce, tra l'altro, che l'Autorità determini le tariffe per la distribuzione di gas naturale:

- in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito;
- tenendo conto della necessità di remunerare iniziative volte ad innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia;
- promuovendo l'uso delle fonti rinnovabili, la qualità, la ricerca e l'innovazione finalizzata al miglioramento del servizio;
- non penalizzando le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari.

### ***Normativa nazionale – separazione funzionale***

2.24 La deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 11/07) ha introdotto le regole per la separazione funzionale delle imprese verticalmente integrate, completando il quadro della normativa nazionale in materia di separazione funzionale e gestionale in un'ottica di armonizzazione con le direttive europee.

### ***Normativa nazionale – disposizioni non tariffarie dell'Autorità***

2.25 La deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 138/04), definisce i criteri atti a garantire il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale e le norme per la predisposizione dei relativi codici di rete. In tale ambito, sono peraltro introdotti alcuni obblighi/modifiche di rilievo inerenti l'attività di trasporto. In particolare, tali novità riguardano:

- l'introduzione di oneri informativi a favore dell'impresa di trasporto da parte delle società di distribuzione e degli esercenti l'attività di vendita, così come definiti dall'articolo 10.3 della medesima deliberazione n. 138/04;
- la modalità di allocazione dei quantitativi di gas tra i diversi utenti presenti su un punto di riconsegna della rete di trasporto che serve reti di distribuzione;
- la modifica della disciplina dei trasferimenti di capacità;
- la definizione dei profili di prelievo *standard* per l'allocazione dei volumi di gas nei punti di interconnessione tra rete di distribuzione e rete di trasporto (deliberazione 2 febbraio 2007, n. 17, come aggiornati dalla deliberazione 23 settembre 2008, ARG/gas 130/08).

2.26 Con la deliberazione 29 settembre 2004, n. 168, come successivamente modificata e integrata, l'Autorità ha stabilito indicatori ed obblighi relativi alla sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas e alla qualità commerciale, nonché prescrizioni relativamente alle modalità di verifica dei dati di qualità del servizio.

2.27 Con la deliberazione 6 giugno 2006, n. 108 è stato approvato il Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale, poi successivamente modificato con la deliberazione 2 ottobre 2007, n. 247 (di seguito: Codice di rete tipo). Il Codice di rete tipo regola gli aspetti procedurali relativi all'accesso e all'erogazione del servizio di distribuzione del gas naturale e reca disposizioni in materia di misura del gas naturale.

2.28 L'Autorità con la deliberazione 19 marzo 2007, n. 60 ha avviato un procedimento, ai fini della formazione di provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge n. 481/95 e dell'articolo 16 del decreto legislativo n. 164/00, in materia di condizioni tecnico-economiche di realizzazione degli allacciamenti alle reti di distribuzione del gas, al fine di

pervenire ad una disciplina inerente la realizzazione degli allacciamenti che, tenendo opportunamente conto del contenuto dei titoli concessori e di affidamento, sia applicata dalle imprese di distribuzione in modo omogeneo e coerente sull'intero territorio nazionale, eliminando di fatto le incongruenze oggi riscontrabili riguardanti i differenti criteri mediante i quali le imprese di distribuzione determinano le condizioni tecnico-economiche di realizzazione degli allacciamenti.

- 2.29 Con la deliberazione ARG/gas 22 ottobre 2008, n. 155/08, l'Autorità ha definito le regole per la diffusione della telemisura per tutti i clienti finali allacciati alla reti di distribuzione del gas naturale.
- 2.30 L'Autorità, con la deliberazione ARG/gas 7 agosto 2008, n. 120/08, ha approvato la Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas, relativa alla Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012.

### ***Normativa procedurale***

- 2.31 Sotto il profilo della normativa di carattere procedurale, la legge 29 luglio 2003, n. 229, e in particolare l'articolo 12, comma 1, stabilisce che le "autorità amministrative indipendenti, cui la normativa attribuisce funzioni di controllo, di vigilanza o regolatorie, si dotano, nei modi previsti dai rispettivi ordinamenti, di forme e metodi di analisi dell'impatto della regolamentazione per l'emanazione di atti di competenza e, in particolare, di atti amministrativi generali, di programmazione o pianificazione e, comunque, di regolazione".
- 2.32 A tal fine l'Autorità con deliberazione 31 marzo 2005, n. 58 ha avviato test metodologici interni, diffondendo contestualmente il documento per la consultazione "Linee Guida sull'introduzione dell'analisi di impatto della regolazione - Air - nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas".
- 2.33 Successivamente, alla luce delle osservazioni raccolte durante la consultazione pubblica e dei risultati dei test effettuati, con deliberazione 28 settembre 2005 n. 203/05, l'Autorità ha avviato una fase di sperimentazione triennale dell'Analisi di Impatto della Regolazione (di seguito richiamata come AIR) su alcuni dei suoi principali provvedimenti;
- 2.34 Al termine di tale periodo di sperimentazione, con deliberazione 3 ottobre 2008, GOP 46/08 (di seguito: deliberazione GOP 46/08), l'Autorità ha ritenuto opportuno introdurre stabilmente la metodologia AIR, stabilendo altresì che essa sia applicata a provvedimenti che verranno di norma individuati nell'ambito del Piano strategico triennale e nel Piano operativo annuale e predisponendo a tale scopo una "Guida per l'analisi dell'impatto della regolazione nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas", approvata con la medesima deliberazione GOP 46/08.

## **3 Regolazione tariffaria del servizio di distribuzione e misura di gas naturale e di gas diversi dal naturale**

### ***L'evoluzione del sistema tariffario introdotto dall'Autorità***

- 3.1 La regolazione delle tariffe di distribuzione del gas naturale per il primo periodo regolatorio (dal 1 gennaio 2001 – al 30 settembre 2004) è avvenuta sulla base delle disposizioni della deliberazione n. 237/00, attraverso la quale sono state fissate regole di tipo parametrico per la definizione del vincolo dei ricavi, sia per la parte relativa al costo del capitale investito sia

per la parte relativa ai costi di gestione. Dal punto di vista tariffario, le disposizioni della deliberazione 237/00 hanno introdotto il concetto di ambito tariffario, formato dall'insieme delle località (in linea di massima coincidenti con i territori dei Comuni) servite attraverso più impianti di distribuzione in genere interconnessi.

- 3.2 L'introduzione della deliberazione n. 237/00 ha dato vita a un forte contenzioso amministrativo da parte degli operatori, conclusosi con decisioni del giudice amministrativo che ha contestato l'impianto normativo introdotto dalla suddetta deliberazione. In particolare, le sentenze del TAR della Lombardia 9 ottobre 2001, n. 6694, n. 6695 e n. 6698 hanno dichiarato l'illegittimità della medesima deliberazione n. 237/00 "nella parte in cui stabilisce che il costo del capitale investito rilevi attraverso criteri parametrici e non si basi sui "dati concreti" della singola gestione, ove sussistenti", non garantendo all'esercente l'attività di distribuzione la possibilità di definire le proprie opzioni tariffarie sulla base di dati concreti, qualora "sia in grado, in virtù della propria efficienza, di dimostrare i costi sopportati per gli investimenti".
- 3.3 Al fine di ottemperare al giudicato formatosi sulle sentenze ivi richiamate, l'Autorità ha adottato la deliberazione 26 giugno 2002 n. 122 (di seguito: deliberazione n. 122/02), riconoscendo agli esercenti il servizio di distribuzione la facoltà di calcolare il capitale investito attraverso una procedura, "alternativa" rispetto a quella "ordinaria", basata sul metodo parametrico, fondato sull'impiego del metodo del costo storico rivalutato. Tale deliberazione è stata tuttavia annullata, nella parte in cui introduceva la citata procedura "alternativa", dalla sentenza del TAR della Lombardia 19 dicembre 2003, n. 171.
- 3.4 In conseguenza di tale pronuncia, l'Autorità ha avviato, con delibera 17 aprile 2003, n. 36, un procedimento per la relativa ottemperanza, diffondendo a tal fine, lo stesso 17 aprile 2003, un documento per la consultazione. Detto procedimento si è concluso con la deliberazione 31 luglio 2003, n. 87 (di seguito: deliberazione n. 87/03), mediante la quale l'Autorità ha reintrodotta una procedura "alternativa" di calcolo del capitale investito fondata sul metodo del costo storico rivalutato, recependo a tal fine, con modifiche introdotte in conseguenza degli esiti della consultazione, la disciplina precedentemente definita dalla deliberazione n. 122/02.
- 3.5 La decisione del Consiglio di Stato 4 settembre 2002, n. 4448, ha confermato la sentenza del TAR della Lombardia 9 ottobre 2001, n. 6691; tale sentenza ha affermato che la disciplina contenuta nella deliberazione n. 237/00 trascura di considerare la realtà peculiare della gestione del servizio di distribuzione e vendita effettuata nella forma associata tra comuni, realizzando un effetto penalizzante nei confronti di queste realtà, perché i costi riconosciuti per le singole località gestite in forma associata, sommati insieme, sono inferiori a quello risultante per il loro aggregato unitariamente considerato.
- 3.6 Con la deliberazione 12 dicembre 2002, n. 205, l'Autorità ha avviato un procedimento volto a verificare l'adeguatezza delle formule di calcolo previste dalla deliberazione n. 237/00, con riferimento al caso prospettato della gestione del servizio di distribuzione nella forma associata del consorzio tra comuni, "ed eventualmente a modificare, qualora l'esito della verifica sia negativo, la deliberazione n. 237/00, adottando una nuova formula di calcolo del vincolo sui ricavi". Con sentenza 19 marzo 2003, n. 2438, il TAR della Lombardia, accogliendo un ricorso per l'esecuzione del giudicato formatosi sulla sentenza n. 6691/01, ha ordinato all'Autorità di astenersi dallo svolgere ogni attività di verifica di adeguatezza e di provvedere a determinare "criteri volti all'eliminazione dell'effetto economicamente penalizzante che le formule di calcolo, determinano in capo ai ricorrenti". A tal fine il TAR della Lombardia aveva assegnato un termine all'Autorità, decorso inutilmente il quale l'Autorità avrebbe dovuto approvare le proposte di opzioni tariffarie presentate dal soggetto ricorrente.

- 3.7 In ottemperanza a tale sentenza, l’Autorità ha adottato la deliberazione 31 luglio 2003, n. 89 (di seguito: deliberazione n. 89/03), che ha introdotto una disciplina in base alla quale, caso per caso, viene riconosciuta la facoltà agli esercenti di distribuzione di:
- dimostrare l’effetto economicamente penalizzante patito in ragione delle peculiarità che connotano la gestione della propria rete di distribuzione in forma associata estesa su più località in un territorio vasto e con profili altimetrici distinti;
  - nel caso in cui sia dimostrato quanto indicato al punto precedente, determinare il vincolo dei ricavi considerando i maggiori costi derivanti da tale gestione.
- 3.8 Peraltro, il TAR della Lombardia, con sentenza 17 maggio 2004, n. 1711, ha ritenuto i criteri introdotti dalla deliberazione n. 89/03 elusivi del giudicato formatosi sulla sentenza n. 6691/01 e ha conseguentemente ordinato all’Autorità di “controllare ed approvare le tariffe proposte dalla ricorrente tenuto conto delle precisazioni in motivazione, entro 90 giorni dalla comunicazione” della sentenza.
- 3.9 Con deliberazione 29 settembre 2004, n. 170 (di seguito: deliberazione n. 170/04), l’Autorità ha successivamente definito la disciplina del sistema tariffario per il servizio di distribuzione del gas naturale per l’attuale (secondo) periodo di regolazione (dal 1 ottobre 2004 – al 30 settembre 2008).
- 3.10 Con alcune sentenze del 2005 il TAR della Lombardia ha annullato parzialmente la deliberazione n. 170/04, relativamente alle disposizioni di cui ai commi 7.1 e 7.2, e all’articolo 8, nella parte in cui definiscono criteri che:
- non prevedono che il vincolo sui ricavi di distribuzione per il secondo periodo di regolazione sia calcolato tenendo conto degli investimenti che sono stati, e che saranno, effettuati dalle imprese successivamente a quelli considerati per l’approvazione del vincolo relativo all’anno termico 2003-2004;
  - prevedono, ai fini dell’aggiornamento del vincolo sui ricavi, una percentuale di recupero di produttività costante per l’intera durata del periodo regolatorio;
- 3.11 Con deliberazione 31 marzo 2005, n. 62 (di seguito: deliberazione n. 62/05) l’Autorità ha avviato un procedimento per l’ottemperanza parziale alla sentenze sopra citate per consentire alle imprese di calcolare il vincolo sui ricavi di distribuzione tenendo conto degli investimenti effettuati successivamente a quelli considerati per l’approvazione del vincolo relativo all’anno termico 2003-2004; tale procedimento si è concluso con l’adozione della deliberazione 21 giugno 2005, n. 122.
- 3.12 A seguito di alcune decisioni del Consiglio di Stato avvenute nel 2006, rese sugli appelli dell’Autorità, sono state confermate altrettante pronunce del TAR della Lombardia, precisando che pur essendo “anche logico e ragionevole che l’Autorità determini la base di partenza del recupero di produttività in misura corrispondente a quella utilizzata nel precedente periodo di regolazione” questo recupero sia poi decrescente; pertanto con deliberazione 6 giugno 2006, n. 109 l’Autorità ha avviato un ulteriore procedimento, conclusosi con l’adozione della deliberazione 4 ottobre 2006, n. 218 (di seguito: deliberazione n. 218/06), che prevede l’applicazione di un recupero di produttività decrescente per il secondo periodo di regolazione; la deliberazione n. 218/06 ha anche modificato la disciplina relativa alle località in avviamento introducendo anche per queste la possibilità di determinazione del vincolo sui ricavi di distribuzione.
- 3.13 Parallelamente, con deliberazione 2 agosto 2005, n. 171, successivamente integrata dalla deliberazione 27 febbraio 2007, n. 44 (di seguito: deliberazione n. 171/05), l’Autorità ha stabilito le modalità applicative del regime individuale di cui alla deliberazione n. 170/04; tale calcolo consente di determinare un vincolo sui ricavi in piena aderenza alle situazioni peculiari che caratterizzano l’attività di ciascuna impresa.

3.14 Con il predetto provvedimento, sia alla luce delle osservazioni formulate in sede di consultazione, sia in considerazione dei principi formati in esito ai citati procedimenti giurisdizionali che hanno coinvolto la previgente disciplina tariffaria (deliberazione n. 237/00) nonché quella definita dalla prima versione della deliberazione n. 170/04, l'Autorità ha proceduto ad un inquadramento definitivo dei criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione di gas naturale, stabilendo alcuni principi generali che possono essere così riassunti:

- è stato definito un “regime ordinario”, in base al quale il vincolo sui ricavi viene definito a partire dal vincolo stabilito in base ai principi del precedente periodo regolatorio per l'anno termico 2003-2004, aggiornato al fine di tenere conto degli obiettivi di variazione del tasso annuale di produttività e di un nuovo tasso di remunerazione del capitale investito. Ai distributori vengono riconosciuti gli eventuali nuovi investimenti realizzati annualmente a partire dall'anno termico 2003-2004;
- vengono lasciati in capo ai distributori i rischi “volume”, cioè quelli derivanti dalla variazione del numero di clienti e della quantità di gas distribuito;
- è data facoltà ai distributori di accedere, in alternativa al regime ordinario, ad un “regime individuale” per il calcolo del vincolo sui ricavi che consente di determinare i costi in piena aderenza alle situazioni che caratterizzano la propria attività;
- per tener conto dei livelli di efficienza raggiunti e del conseguente restringersi dei margini di efficienza raggiungibili, è stato previsto un tasso di recupero di produttività decrescente negli anni del periodo regolatorio ed è stata riconosciuta una riduzione di tale tasso a quelle imprese che a partire dall'anno termico 2002-2003 abbiano realizzato processi di aggregazione societaria, per tenere conto degli eventuali maggiori oneri che le imprese sopportano, pur transitoriamente, nella fase immediatamente successiva all'aggregazione stessa;
- è stata prevista la riduzione della variabilità dell'articolazione tariffaria con l'adozione di scaglioni di consumo identici a livello nazionale;
- infine, è stato mantenuto attivo il *Fondo di compensazione temporanea dei maggiori costi unitari dell'attività di distribuzione*, affidato alla Cassa Conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa), ed è stata introdotta una nuova disciplina per le località in avviamento, in modo che anche queste abbiano la possibilità di ricorrere a tale fondo.

3.15 Un cenno merita, infine, la regolazione del segmento della fornitura di gas diversi dal gas naturale. A tal proposito, va preliminarmente osservato che a tale segmento non risulta applicabile la disciplina del decreto legislativo n. 164/00. In relazione alla determinazione delle tariffe per tale attività di fornitura, l'Autorità, con deliberazione 30 settembre 2004, n. 173 (di seguito: deliberazione n. 173/04), ha provveduto a:

- identificare una componente materia prima, una componente tariffaria della distribuzione e una quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio, distinguendo, con riferimento alla componente materia prima, quote distinte relativamente ai GPL e ai gas manifatturati in modo da tener conto del diverso processo di acquisizione del gas;
- dare certezza al settore, consentendo la definizione di tariffe di distribuzione per il secondo periodo di regolazione, anche attraverso modalità semplificate di calcolo, a partire dall'aggiornamento dei vincoli sui ricavi approvati per l'anno termico 2003-2004, in analogia a quelle adottate per il gas naturale, ma prevedendo un coefficiente di recupero di produttività per l'attività di distribuzione diverso da quello adottato per il gas naturale;

- mantenere la libertà per gli esercenti di articolare le tariffe in scaglioni di consumo, secondo un criterio di degressività della spesa;
- consentire agli esercenti, con riferimento all'attività di distribuzione, di ottenere il riconoscimento di costi aderenti alle situazioni peculiari che caratterizzano l'attività di ciascuno, prevedendo, in alternativa al metodo generale, un metodo individuale che consenta di determinare il vincolo sui ricavi, a partire da bilanci certificati o dati certi, verificabili e oggettivi;
- mantenere, nella tariffa di distribuzione, strumenti a favore di clienti economicamente disagiati, anziani e disabili.

### ***Struttura del sistema tariffario vigente nel secondo periodo di regolazione***

3.16 L'attuale sistema tariffario parte dalla definizione di tre entità fondamentali, peraltro già introdotte nel precedente periodo regolatorio: la località, l'impianto di distribuzione e l'ambito tariffario. La località è il Comune o parte di esso rifornito da un'impresa di distribuzione mediante lo stesso impianto di distribuzione.

3.17 Sulla singola località il sistema tariffario prevede:

- la determinazione del VRD, sulla base dei criteri già fissati dal precedente sistema di regolazione;
- l'applicazione di un coefficiente "M" o "K", basato su grandezze geo-climatiche, per la correzione dei volumi da metri cubi (mc) a standard metri cubi (smc)<sup>1</sup>;
- applicazione dell'eventuale quota aggiuntiva, da utilizzare a favore dei clienti economicamente disagiati, anziani e disabili, determinata sulla base del VRD e della quantità di gas distribuito nella località stessa.

3.18 L'impianto di distribuzione è inteso come rete di gasdotti locali integrati funzionalmente, per mezzo dei quali è esercitata l'attività di distribuzione; l'impianto di distribuzione è costituito dall'insieme di punti di alimentazione della rete di gasdotti locali, dalla stessa rete, dai gruppi di riduzione e/o dai gruppi di riduzione finale, dagli impianti di derivazione di utenza fino ai gruppi di misura. L'impianto di distribuzione può essere gestito da uno o più esercenti. E' con riferimento all'impianto di distribuzione che viene definito il valore di potere calorifico superiore (PCS) del gas distribuito per la conversione delle tariffe da euro/GJ a euro/smc.

3.19 L'ambito tariffario è l'ambito di determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione formato dall'insieme delle località servite attraverso il medesimo impianto di distribuzione di gas naturale. Nei casi in cui più enti locali affidino in forma associata il servizio di distribuzione o gli stessi dichiarino di costituire un unico ambito tariffario, l'ambito tariffario coincide con l'insieme delle località servite attraverso più impianti di distribuzione di gas naturale da una o anche più imprese di distribuzione. L'ambito tariffario può essere definito con riferimento ai Comuni indicati nelle delibere del Comitato interministeriale per la programmazione economica e nei programmi di metanizzazione, ai sensi della legge 28 novembre 1980, n. 784.

3.20 Nell'ambito tariffario viene:

- determinato, sulla base del numero di clienti, della quantità di gas immesso e della quantità di gas distribuito riferiti alle località che costituiscono l'ambito tariffario, il

---

<sup>1</sup> Il coefficiente M è un "correttore" delle tariffe, mentre il coefficiente "K" è un correttore della misura che viene utilizzato in alternativa al coefficiente M. Entrambi sono utilizzati ove non esista una correzione automatica dei volumi.

valore delle quote aggiuntive al vincolo sui ricavi di distribuzione e precisamente la quota per il *Fondo per la compensazione temporanea di costi elevati di distribuzione (QFNC)*, la quota per il *Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale (RE)* e la quota, riferita alla sicurezza degli impianti utente, da versare nel *Conto per la qualità dei servizi gas (RS)*, fissate con apposite deliberazione dell’Autorità;

- applicata la tariffa unica di distribuzione determinata in base ai VRD delle singole località che costituiscono l’ambito tariffario e delle quote aggiuntive di cui al precedente punto.

- 3.21 L’ambito tariffario può raccogliere più località in ognuna delle quali il servizio può essere gestito da un’impresa diversa. Per tale motivo si è definito “titolare di ambito tariffario” il distributore che svolge le attività di distribuzione in tutte le località dell’ambito tariffario o, in caso di più esercenti operanti nel medesimo ambito, il distributore con il maggior numero di clienti finali o il distributore al quale più enti locali affidano le attività di cui sopra. Il titolare di ambito è il soggetto responsabile della presentazione dei dati tariffari nonché della proposta tariffaria riferiti agli ambiti che gestisce. La perequazione dei ricavi avviene con accordi bilaterali tra il titolare di ambito e i singoli distributori.
- 3.22 Attualmente i comuni serviti dal gas naturale sono oltre 6.400, nei quali operano 321 imprese di distribuzione. Ai fini tariffari, comuni e località servite dal gas naturale sono raggruppati in 2080 ambiti.

#### ***La determinazione del vincolo sui ricavi di distribuzione nel secondo periodo di regolazione***

- 3.23 In base all’attuale regime tariffario, il VRD viene determinato considerando per ogni località gestita dall’impresa il valore del capitale investito, della quota di ammortamento e dei costi operativi.
- 3.24 Il valore del capitale investito è determinato partendo dal valore del capitale investito nell’anno termico 2003-2004 e pertanto determinato secondo i criteri parametrici già fissati per il primo periodo regolatorio o, in alternativa per le imprese che ne rispettavano i requisiti, sulla base dei costi storici effettivi in base alle disposizioni di cui alla deliberazione n. 87/03, incrementato dal valore dei nuovi investimenti intervenuti ogni anno.
- 3.25 Anche la componente del vincolo relativa alla quota di ammortamento e a quella dei costi operativi parte dal valore definito nell’anno termico 2003-2004 ed è pertanto il risultato di un calcolo parametrico. Ogni anno le componenti del VRD relative alla quota di ammortamento e ai costi di gestione vengono aggiornate con il metodo del *price-cap*. La quota ammortamento è inoltre aggiornata tenendo conto dei nuovi investimenti e delle dismissioni effettuate.
- 3.26 La determinazione del vincolo sui ricavi può avvenire, in alternativa ai criteri appena esposti e solo a seguito di presentazione da parte dell’impresa di apposita istanza, secondo il cosiddetto regime individuale regolato dalla deliberazione n. 171/05. Tale regime prevede la determinazione delle singole componenti del vincolo sui ricavi sulla base delle informazioni economiche e patrimoniali desunte secondo i criteri stabiliti dalle suddette deliberazioni e oggetto di apposita istruttoria. L’istanza al regime individuale viene respinta sia nel caso in cui non risponda ai requisiti stabiliti dalla medesima deliberazione n. 171/05, sia nel caso in cui il vincolo sui ricavi complessivo d’impresa, determinato in esito all’istruttoria individuale, risulti inferiore alla sommatoria dei vincoli sui ricavi di località determinati secondo il regime ordinario (cosiddetta “clausola di salvaguardia”).
- 3.27 Il vincolo sui ricavi d’impresa determinato in regime individuale in esito all’istruttoria individuale, viene ripartito per località proporzionalmente al rapporto esistente tra il singolo

vincolo sui ricavi di località in regime ordinario e la sommatoria dei medesimi vincoli relativi a tutte le località gestite dall'impresa di distribuzione.

- 3.28 Una volta determinato il VRD di località, in base al regime ordinario o a quello individuale, viene calcolato il vincolo sui ricavi del singolo ambito tariffario (VRDA), sommando i VRD delle località appartenenti all'ambito nonché le quote aggiuntive QFNC, RE ed RS.
- 3.29 Il VRDA rappresenta il ricavo massimo che l'impresa può ottenere nell'anno in quell'ambito, per il servizio reso, a copertura dei propri costi di capitale e di gestione, e per l'alimentazione dei fondi previsti per gli alti costi di distribuzione, per il risparmio energetico e per la sicurezza degli impianti utente.
- 3.30 La determinazione del VRDA per i gas diversi ricalca sostanzialmente la metodologia prevista per la distribuzione del gas naturale ed è regolamentata dalla deliberazione n. 173/04.

### ***La determinazione delle tariffe di distribuzione nel secondo periodo di regolazione***

- 3.31 Il VRDA calcolato con i criteri di cui al precedente paragrafo viene tradotto in corrispettivi tariffari. Tale ripartizione è fatta prendendo in considerazione una struttura tariffaria unica a livello nazionale (struttura nazionale) che prevede una quota fissa di 30,00 euro/cliente/anno e quote variabili, di valori prefissati, articolate su sette scaglioni di consumo, fissati dalla deliberazione n. 170/04. Sulla base del numero di punti di riconsegna serviti e della quantità di gas distribuito nell'ambito tariffario, riferiti al secondo anno termico precedente (anno di riferimento) a quello cui si riferisce la nuova determinazione tariffaria, viene fissato un coefficiente correttivo ( $\epsilon$ ) da applicare alle quote variabili della struttura nazionale in modo che le tariffe applicate consentano di ottenere, a parità di volumi, un ricavo al massimo pari al VRDA.
- 3.32 Nell'aggiornamento annuale del VRDA vengono riconosciuti, all'impresa di distribuzione, limitatamente alla quota parte del vincolo destinato alla copertura dei costi operativi, i benefici connessi alla variazione delle variabili di scala rappresentate dal numero di punti di riconsegna serviti e dal volume di gas distribuito rispetto alle consistenze relative all'anno 2001. Tale riconoscimento costituisce una copertura forfetaria per l'incremento dei costi operativi connessi all'aumento del numero dei punti di riconsegna serviti.
- 3.33 Una volta determinata la tariffa di ambito, ciascun Comune ad esso appartenente può richiedere all'impresa di distribuzione del proprio territorio l'applicazione di una quota aggiuntiva alla tariffa da destinarsi a contributi alle spese connesse alla fornitura del gas a favore di clienti economicamente disagiati, anziani e disabili.

## **PARTE II**

### **Motivazioni a base dell'intervento e obiettivi**

#### **4 Introduzione**

4.1 Questa sezione della Relazione AIR illustra gli obiettivi che l'Autorità, anche a seguito dell'attività di ricognizione svolta, ha inteso perseguire e le motivazioni alla base dell'intervento.

#### **5 Motivazioni tecniche, economiche e sociali**

5.1 Tenuto conto di quanto detto nei capitoli precedenti, è possibile individuare una serie di motivazioni di carattere tecnico, economico e sociale che hanno orientato le proposte formulate dall'Autorità nell'ambito del presente procedimento. In particolare:

- a) trascinamento del contenzioso;
- b) disomogeneità ed incoerenza del VRD di località;
- c) parziale separazione dell'attività di misura e dell'attività commerciale;
- d) misure di finalità sociale poco efficaci;
- e) forte variabilità tariffaria;
- f) livelli tariffari e ricavi d'impresa dipendenti dall'andamento climatico

##### ***Trascinamento del contenzioso***

5.2 Permane un contenzioso relativo al precedente regime tariffario; alcune sentenze amministrative relative al riconoscimento della facoltà di calcolare la componente del vincolo sui ricavi relativa ai costi di gestione facendo riferimento all'ambito tariffario nel suo complesso, hanno indotto diversi distributori a richiedere all'Autorità la rideterminazione, per gli anni passati, dei vincoli sui ricavi degli ambiti tariffari gestiti e, di conseguenza, delle relative tariffe.

##### ***Disomogeneità ed incoerenza del VRD di località***

5.3 A seguito del contenzioso amministrativo che ha coinvolto sia la deliberazione n. 237/00 che la prima versione della deliberazione n. 170/04, il sistema tariffario per il secondo periodo regolatorio, completato in via definitiva solo a seguito delle successive integrazioni e modifiche apportati alla stessa deliberazione n. 170/04, ha assunto una configurazione che potrebbe definirsi "ibrida", in quanto le imprese di distribuzione del gas presentavano vincoli sui ricavi di località calcolati in base a tre metodologie differenti di valutazione:

- il metodo parametrico, introdotto dalla deliberazione n. 237/00 e impiegato sia per la determinazione del capitale investito sia per la determinazione del livello dei costi operativi. Tali costi sono stati successivamente ripresi e aggiornati per il secondo periodo regolatorio dalla deliberazione n. 170/04;
- il metodo del costo storico rivalutato (deliberazione n. 87/03), per la determinazione del capitale investito e il metodo parametrico di cui alla deliberazione n. 237/00 per i costi operativi e per la quota di ammortamento, successivamente ripresi e aggiornati per il secondo periodo regolatorio dalla deliberazione n. 170/04;

- il metodo del costo storico rivalutato per costo del capitale investito e costi operativi effettivi come determinati con il metodo individuale previsto dalla deliberazione n. 171/05.
- 5.4 A quanto sopra si deve aggiungere che, per alcune imprese, nel periodo regolatorio 2000-2004, è stata riconosciuta la possibilità di determinazione della componente del vincolo sui ricavi relativa ai costi operativi a livello di ambito tariffario e non come somma dei vincoli delle singole località in applicazione delle già citate sentenze amministrative.
- 5.5 Il previgente sistema tariffario era caratterizzato quindi da un elevato grado di disomogeneità nei criteri di determinazione del vincolo tra le imprese. La disomogeneità riguardava, inoltre, a livello di singola impresa la mancata coerenza tra la valutazione del capitale investito, che per quanto detto è determinato in tutto o in parte su dati concreti, e i costi di gestione, determinati, a parte il caso del regime individuale, su base parametrica.
- 5.6 Nell'esperienza derivante dall'applicazione del sistema tariffario per il secondo periodo regolatorio, si è verificato inoltre che, distorsioni nel calcolo del vincolo dei ricavi possono presentarsi anche nel caso in cui una concessione per il servizio di distribuzione del gas passi da un esercente ad un altro; in questo caso, infatti, può capitare che gli investimenti sostenuti dal primo esercente, comuni a più località, rimangano nel vincolo sui ricavi della località ceduta anche se tale località non usufruisce più di tali investimenti. Al contempo, può avvenire che l'esercente che ha ceduto la concessione, optando per un metodo individuale, ridistribuisca alle rimanenti località la quota parte di investimenti riferiti alla località ceduta.

#### ***Incompleta separazione dell'attività di misura e dell'attività commerciale***

- 5.7 Nel vincolo sui ricavi di distribuzione delle singole località determinato in base alle regole dell'attuale regime tariffario non sono individuate in maniera distinta le componenti di costo relative all'attività di misura e di quella commerciale rispetto a quelle di gestione e sviluppo delle reti. Questo ha comportato una non chiara individuazione dei flussi economici, con conseguenti speculari e ricorrenti recriminazioni su presunte duplicazioni dei ricavi ovvero mancato riconoscimento di costi.

#### ***Forte variabilità tariffaria e non unicità delle tariffe anche nello stesso ambito tariffario***

- 5.8 Secondo quanto illustrato in precedenza, sulla base della struttura tariffaria unica nazionale stabilita dalla deliberazione n. 170/04 e sulla base del vincolo dei ricavi determinato per ogni ambito tariffario, vengono determinate tariffe di distribuzione diverse da ambito ad ambito.
- 5.9 A quanto sopra si deve aggiungere che le tariffe di ambito sono determinate in euro/GJ e nella conversione in euro/smc, sulla base del coefficiente M di località e del PCS di impianto, si ottengono tariffe diverse anche tra località appartenenti allo stesso ambito tariffario. Tenendo conto del solo effetto del coefficiente M il numero di tariffe diverse che risultano applicate sul territorio nazionale è rappresentato nella seguente Tabella 1.

**Tabella 1 – Serie storica della numerosità delle tariffe applicate**

Anno	Numero di tariffe
2004	3.320
2005	3.293
2006	3.317
2007	3.295

### ***Livelli tariffari dipendenti dall'andamento climatico***

5.10 La determinazione delle tariffe di distribuzione del gas naturale per ogni anno termico è effettuata, a livello di ambito, sulla base del numero di punti di riconsegna e della quantità di gas distribuito riferite all'anno n-2. Il riferimento all'anno n-2 può comportare, anche a parità di VRDA, una forte variabilità nella tariffa applicata tra un anno termico e l'altro dovuta essenzialmente a fattori climatici o di stagionalità. Specularmente, anche il ricavo effettivo delle imprese di distribuzione è soggetto ad una certa variabilità.

### ***Misure di finalità sociale poco efficaci***

5.11 L'attuale regime tariffario prevede che i Comuni possano richiedere all'impresa di distribuzione l'applicazione di una quota aggiuntiva, non superiore all'1 per cento del vincolo sui ricavi di distribuzione, da destinare all'alimentazione di un conto, gestito dai Comuni stessi, a copertura delle spese connesse alla fornitura del gas a favore di clienti economicamente disagiati, anziani e disabili. Tale possibilità in realtà è stata scarsamente utilizzata, dimostrando così che lo strumento non è particolarmente efficace, come si evince dalla tabella 2.

**Tabella 2 – Diffusione degli strumenti di tutela dei clienti economicamente disagiati**

<b>Anno</b>	<b>Totale comuni</b>	<b>Numero comuni che hanno richiesto la quota aggiuntiva</b>	<b>Clients interessati</b>	<b>Stima del gettito (Euro)</b>
2004	6.251	250	4.070.763	4.856.810
2005	6.290	256	4.438.616	5.263.579
2007	6.428	318	5.277.986	6.193.454

### ***Ulteriori criticità legate all'attuale sistema tariffario***

5.12 Successivamente all'approvazione delle proposte tariffarie, alcuni operatori hanno comunicato correzioni da apportare alle grandezze sulle quali si basa la determinazione del vincolo sui ricavi di distribuzione. In tali casi, generalmente supportati da motivazioni anche ragionevoli e condivisibili, sorge la necessità, una volta ricalcolato il vincolo sulla base dei nuovi dati, di procedere alla determinazione della nuova proposta tariffaria e ad un'applicazione retroattiva di quest'ultima. Questo fenomeno comporta, da un lato, una serie di adempimenti amministrativi aggiuntivi da parte sia degli operatori che degli uffici dell'Autorità, dall'altro, un sicuro disagio per i clienti finali che si vedono liquidare in fattura conguagli per gli anni precedenti di difficile comprensione.

5.13 I dati di riferimento per la determinazione delle tariffe, in base alle disposizioni della deliberazione n. 170/04, sono riferiti all'anno termico che va dall'1 ottobre di ogni anno al 30 settembre dell'anno successivo, il che rappresenta un disallineamento rispetto alle altre regolazioni del settore, quale ad esempio la qualità del servizio che si riferisce invece all'anno civile. Considerando, inoltre, che la maggior parte degli operatori ha il proprio esercizio sociale coincidente con l'anno civile, la scelta dell'anno termico per la determinazione tariffaria produce un effetto ben più significativo, quello cioè che i dati economici e patrimoniali, desumibili dai bilanci societari e dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti, non siano direttamente riferibili alle grandezze tecnico-economiche utilizzate per la determinazione dei vincoli sui ricavi di distribuzione e delle conseguenti tariffe.

- 5.14 Ulteriori criticità si riscontrano nella disciplina dell'avviamento, dove, per non caricare eccessivamente le tariffe in conseguenza del disallineamento tra investimenti e utenti allacciati e, conseguentemente, ostacolare la penetrazione del servizio, è stato riconosciuto l'accesso al fondo *QFNC*. Ma questa possibilità ha reso necessario il calcolo di un vincolo pro-forma, come se l'impianto fosse a regime, con valutazioni delle variabili di scala opinabili e fortemente lasciate alla discrezionalità aziendale.
- 5.15 Infine, analogamente al trasporto, non ha ancora trovato soluzione la criticità legata all'inquadramento della distribuzione del gas naturale all'interno dei consorzi industriali: infatti, la possibilità che soggetti esterni al consorzio si allaccino alle reti interne allo stesso pone il problema della definizione delle conseguenti tariffe di distribuzione che attualmente sono lasciate alla libera determinazione delle parti.

## **6 Obiettivi dell'Autorità**

- 6.1 Nel procedimento n. 225/07, di avvio del procedimento per il terzo periodo di regolazione delle tariffe nel settore della distribuzione del gas, l'Autorità ha disposto che nella formazione dei provvedimenti finali si tenesse conto delle esigenze di:
- a) promuovere la libertà di accesso alla rete e la concorrenza sull'intero territorio nazionale;
  - b) prevedere che le tariffe siano definite tenendo conto dei provvedimenti della stessa Autorità in materia di regolazione della qualità tecnica e commerciale e delle condizioni per l'erogazione dei servizi di distribuzione del gas;
  - c) assicurare coerenza con gli obiettivi di sviluppo del sistema gas nazionale.
- 6.2 Sulla base di tali indicazioni sono stati individuati una serie di obiettivi generali che hanno orientato le scelte dell'Autorità nelle diverse fasi del procedimento. In particolare:
- a) superamento delle criticità in una prospettiva di un sistema tariffario più stabile, certo e trasparente;
  - 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) neutralizzazione degli effetti del contenzioso amministrativo esistente in materia di regolazione tariffaria;
  - j) opportunità di ricondurre l'intera attività di misura nell'ambito dei servizi regolati.

### ***Stabilità regolatoria prospettica***

- 6.3 L'Autorità considera la stabilità di principi e criteri della regolazione tariffaria un obiettivo fondamentale. La certezza sulle modalità di riconoscimento dei costi e sulle logiche di aggiornamento dei medesimi, non solo all'interno del periodo di regolazione ma anche tra un

periodo e l'altro, riduce il cosiddetto "rischio regolatorio" per le imprese esercenti, con effetti positivi per il costo del capitale e la propensione ad investire delle imprese stesse.

- 6.4 Della stabilità regolatoria, in ultima analisi, possono giovare i clienti finali dei servizi oggetto di regolazione: il minor costo del capitale, a parità di capitale investito, si traduce in tariffe più basse e la maggior propensione all'investimento garantisce l'adeguatezza delle infrastrutture alle esigenze della domanda.
- 6.5 Da questo punto di vista, il sistema tariffario introdotto dall'Autorità, si pone in una prospettiva di stabilità futura, piuttosto che di continuità con il passato, rispetto al quale propone alcune modifiche anche rilevanti.

### ***Convergenza dei criteri di regolazione tariffaria nei settori dell'elettricità e del gas***

- 6.6 L'Autorità ha accelerato negli ultimi anni il percorso di convergenza del settore dell'elettricità e del gas per quanto riguarda i criteri di regolazione tariffaria.
- 6.7 La convergenza di criteri, peraltro, non comporta una semplicistica replica di scelte di regolazione da un settore all'altro. L'Autorità, nell'uniformare i criteri generali, tiene comunque conto delle differenze tecnologiche, normative e di maturità del settore che ancora distinguono l'elettricità dal gas.
- 6.8 Inoltre, la logica di convergenza è da leggersi anche in relazione al continuo processo di affinamento dei meccanismi tariffari: gli esiti dell'introduzione di particolari criteri/meccanismi tariffari in un settore sono, dunque, analizzati in vista di possibili miglioramenti prima della loro eventuale estensione all'altro settore.
- 6.9 Nell'ottica della convergenza tra i criteri di regolazione tariffaria nel settore del gas e dell'elettricità si pone la necessità di identificare un corrispettivo separato per l'attività di misura del gas naturale allo scopo di favorire eventuali sviluppi concorrenziali per questa attività, attraverso una trasparente indicazione dei costi ad essa riconosciuti, nonché di un corrispettivo separato per le attività commerciali relative alla vendita del "servizio di distribuzione", al fine di individuare tutti i costi connessi agli obblighi previsti dal Codice di rete tipo.

### ***Riduzione rischio ricavi***

- 6.10 In relazione al tema della riduzione del rischio ricavi occorre preliminarmente osservare che un servizio a rete ha soprattutto costi fissi e pochi costi che dipendono dal livello dei volumi distribuiti.
- 6.11 Si ritiene pertanto, nella logica di migliorare l'orientamento ai costi dei sistemi tariffari, che debba essere valutata molto criticamente un'impostazione che faccia dipendere in modo rilevante il livello dei ricavi dal livello dei volumi erogati in un determinato anno, o ancor più, dalle unità energetiche erogate, soggetti a variabilità anche in relazione alle condizioni climatiche e ai comportamenti dei consumatori.

### ***Incentivo allo sviluppo delle infrastrutture secondo criteri di efficienza***

- 6.12 L'adeguatezza delle infrastrutture di rete rappresenta un obiettivo primario non solo al fine di garantire la certezza della fornitura ma anche al fine di liberare le forze competitive presenti sul mercato da eventuali vincoli di rete.
- 6.13 L'incentivo all'investimento, peraltro, affinché possa portare un reale beneficio ai clienti finali, necessita di un adeguato monitoraggio in termini di efficienza.

- 6.14 L'eventuale inefficienza nella realizzazione degli investimenti, di fatto, distoglie risorse da ulteriori investimenti produttivi.

#### ***Semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro-competitiva***

- 6.15 L'Autorità ha come obiettivo quello di procedere, ove possibile, alla semplificazione della vigente normativa tariffaria per il servizio di distribuzione del gas naturale. Uno sforzo in tale direzione appare particolarmente urgente ove le complessità tariffarie possano addirittura divenire un ostacolo allo sviluppo della concorrenza.
- 6.16 La variabilità tariffaria esistente, che, oltre ad ostacolare confronti di prezzo al consumatore finale e a creare differenze fra aree territoriali, in un mercato che si deve aprire alla concorrenza, può risultare una barriera per quegli operatori che si accingono ad entrare nell'attività di vendita, costringendoli a complicate procedure di calcolo e a differenziare l'offerta per ciascuna località.
- 6.17 Si intende in questo modo privilegiare l'obiettivo di promozione della concorrenza, introducendo, per il terzo periodo di regolazione, una nuova articolazione delle tariffe per l'attività di distribuzione, che comporti una sostanziale riduzione della variabilità delle tariffe attualmente praticate, anche a vantaggio dei clienti finali. In particolare tale riduzione, unita alla possibilità di una più immediata conoscenza delle tariffe praticate e a una maggiore facilità di gestione, è volta a favorire l'entrata sul mercato della vendita al dettaglio di imprese che intendano operare su una scala più ampia.
- 6.18 Si ritiene, inoltre, che un'estensione della base territoriale di calcolo delle tariffe possa svolgere un ruolo positivo, incentivando ulteriori aggregazioni di imprese di distribuzione e nel contempo attenuare la necessità di riconoscere meccanismi *extra*-tariffari per le località con elevati costi di distribuzione.

#### ***Promozione della libertà di accesso alla rete e della concorrenza sull'intero territorio nazionale***

- 6.19 La libertà di accesso alla rete e la promozione della concorrenza si coniugano con una regolazione degli allacciamenti che, data la complessità del tema e la conseguente necessità di una sua trattazione organica, è stata demandata a un successivo provvedimento.
- 6.20 Sul piano della determinazione dei costi riconosciuti, le modifiche alla disciplina degli allacciamenti che potranno essere introdotte dall'Autorità, dovranno trovare adeguato riscontro in adeguamenti della disciplina tariffaria, concorrendo i ricavi conseguiti per gli allacciamenti alla copertura dei costi di distribuzione.
- 6.21 In perfetta analogia con la disciplina prevista per il settore elettrico i ricavi ottenuti dall'applicazione dei contributi di allacciamento saranno riconosciuti come contributi in conto capitale, mentre i ricavi legati all'applicazione di specifiche componenti a copertura dei costi amministrativo-commerciali saranno portate in deduzione dei costi operativi.

#### ***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***

- 6.22 I livelli tariffari fissati dall'Autorità rappresentano il corrispettivo per l'erogazione di specifici servizi. I livelli qualitativi richiesti nell'erogazione di tali servizi incidono sul costo che le imprese devono sostenere.

- 6.23 Alla luce di tale considerazione, l’Autorità ha definito i livelli tariffari per i servizi di distribuzione e misura tenendo conto delle scelte di regolazione nel frattempo adottate in materia di qualità del servizio.
- 6.24 Peraltro, la relazione tra regolazione tariffaria e regolazione della qualità del servizio, diventa importante nel momento in cui la presenza di incentivi su entrambi i versanti della regolazione deve essere attentamente calibrata, onde evitare duplicazioni di segnali o assenza dei medesimi su specifici aspetti.

### ***Coerenza con gli obiettivi di sviluppo del sistema gas nazionale***

- 6.25 La coerenza con gli obiettivi di sviluppo del sistema gas nazionale si coniuga con una pluralità di interventi, finalizzata a:
- promuovere lo sviluppo delle reti;
  - eliminare oneri impropri, anche attraverso una corretta allocazione e quantificazione dei costi;
  - promuovere la stabilità e la certezza delle regole;
  - armonizzare le regole con le norme primarie;
  - espletare in modo trasparente e non discriminatorio le procedure di assegnazione delle concessioni con una coerente definizione delle partite economiche;
  - proseguire la separazione funzionale delle attività di distribuzione dalle attività di produzione e vendita.
- 6.26 Tutti questi interventi presentano, anche se in misura differente, ricadute tariffarie.

### ***Superamento del contenzioso amministrativo esistente in materia di regolazione tariffaria***

- 6.27 Il lungo contenzioso amministrativo che ha caratterizzato il primo e il secondo periodo regolatorio ha determinato il perdurare di incertezze sui valori definitivi delle tariffe per il servizio di distribuzione del gas naturale, nonché notevoli disturbi riguardo:
- alla certezza dei ricavi;
  - alla comprensione dei costi da parte di venditori e clienti finali.
- 6.28 Il superamento del contenzioso esistente rappresenta quindi una priorità nell’ambito della definizione del nuovo sistema tariffario e nasce dalla necessità di accrescere la stabilità, la certezza del quadro regolatorio, la comprensione e la riduzione dei costi commerciali, senza, tuttavia, accondiscendere a richieste o pretese poco fondate su base fattuale.

### ***Regolazione del servizio di misura***

- 6.29 Qualunque fornitura di *commodity*, che utilizzi un servizio a rete, ha necessità sia che esista e funzioni in modo tempestivo e accurato un’attività di misura, sia che vengano individuate in modo inequivocabile le relative responsabilità, sia infine che il dato venga reso disponibile in modo non discriminatorio a tutti gli operatori interessati, nel rispetto del criterio di economicità e di proprietà del dato, che, per quanto attiene i propri consumi, rimane in capo al cliente finale.
- 6.30 L’Autorità, con riferimento al servizio di misura, ha tenuto conto, nello sviluppo della normativa, delle seguenti esigenze specifiche:
- la promozione di investimenti in nuovi misuratori adeguati alle esigenze di mercato;

- l'individuazione inequivocabile dei responsabili dell'attività che almeno per la parte installazione e manutenzione dei sistemi di misura presso i clienti finali, intende indicare nelle società di distribuzione;
- la promozione di meccanismi incentivanti per il contenimento delle perdite di rete;
- la promozione di procedure uniformi per la rilevazione, correzione, validazione, elaborazione e messa a disposizione dei dati di misura;
- l'incentivo a procedere alla verifica dei misuratori obsoleti.

## **PARTE III**

### **Destinatari dell'intervento e processo di consultazione**

#### **7 Introduzione**

7.1 Questa sezione della presente relazione AIR illustra sia i destinatari dell'intervento, sia le modalità con cui i soggetti sono stati coinvolti nel corso del processo di consultazione.

#### **8 I destinatari dell'intervento**

8.1 I destinatari diretti dell'intervento sono i soggetti la cui condotta sarà modificata direttamente a seguito dell'intervento regolatorio. I principali destinatari diretti del provvedimento oggetto della presente relazione AIR sono i seguenti:

- a) i soggetti che assicurano il servizio di distribuzione del gas naturale;
- b) le imprese distributrici di gas diversi dal gas naturale;
- c) i grossisti e le imprese di vendita di gas naturale;
- d) i clienti finali di gas naturale in bassa, media e alta pressione;
- e) i clienti finali di gas diversi dal gas naturale.

8.2 I destinatari indiretti dell'intervento sono i soggetti per i quali l'intervento produrrà comunque degli effetti rilevanti, pur non richiedendo direttamente la modifica del loro comportamento o delle loro attività. I principali destinatari indiretti dell'intervento oggetto della presente relazione AIR sono i seguenti:

- a) le associazioni dei consumatori e degli utenti;
- b) i sindacati dei lavoratori delle imprese esercenti i servizi di distribuzione e vendita di gas naturale e di gas diversi dal gas naturale.

L'appendice A1 alla presente Relazione AIR riporta i soggetti che hanno partecipato al procedimento attraverso le diverse fasi descritte nel paragrafo seguente.

#### **9 Il processo di consultazione.**

9.1 In coerenza con la metodologia AIR, il procedimento per la definizione della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, ha offerto a tutti i soggetti interessati (sia direttamente che indirettamente) diverse occasioni per intervenire nel procedimento, fornendo elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità.

9.2 Il procedimento si è articolato in una fase di ricognizione preliminare e in tre fasi di consultazione, corrispondenti alla pubblicazione di tre distinti documenti per la consultazione e la raccolta di osservazioni in merito alle proposte dall'Autorità. Ogni fase ha comportato l'analisi e la valutazione delle osservazioni inviate dai soggetti interessati in merito alle proposte dell'Autorità, definite a loro volta tenendo conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati.

### ***La ricognizione preliminare***

- 9.3 Nell'ambito del procedimento n. 225/07, in coerenza con la metodologia AIR, negli ultimi mesi dell'anno 2007 la Direzione Tariffe ha avviato una fase ricognitiva, anche tramite incontri specifici con gli operatori e gli utenti dei servizi. In particolare sono stati organizzati incontri destinati ai rappresentanti delle maggiori imprese di distribuzione e di vendita del gas naturale e relative associazioni.
- 9.4 Nell'ambito di tali incontri sono state discusse preliminarmente alcune delle principali ipotesi di revisione della disciplina tariffaria per il terzo periodo di regolazione, analizzate con maggior dettaglio nell'ambito del processo di consultazione che si è sviluppato successivamente.

### ***Prima fase di consultazione con opzioni alternative per gli aspetti più rilevanti***

- 9.5 In data 27 febbraio 2008 è stato diffuso il primo documento per la consultazione (DC0 4/08), in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 31 marzo 2008. In data 20 marzo 2008 si è tenuto un seminario aperto al pubblico in cui sono stati illustrati e approfonditi i contenuti del primo documento per la consultazione.
- 9.6 Nel primo documento per la consultazione sono state presentate le proposte di intervento per il terzo periodo di regolazione. L'Autorità, in conformità a quanto previsto dalla metodologia AIR, ha sviluppato opzioni alternative di regolazione per gli aspetti più rilevanti. La metodologia AIR è stata applicata esclusivamente agli aspetti più rilevanti, in quanto la sua applicazione a tutti gli aspetti trattati avrebbe comportato una eccessiva complicazione del documento, considerata la numerosità dei temi oggetto di consultazione.
- 9.7 La sintesi delle osservazioni pervenute in esito alla prima fase di consultazione è stata successivamente pubblicata sul sito internet dell'Autorità.
- 9.8 In data 11 aprile 2008 è stata attivata una raccolta dati presso i principali operatori nazionali in relazione ai servizi di distribuzione e misura del gas naturale, mentre in data 14 aprile è stata attivata una analoga raccolta dati presso i principali operatori nazionali in relazione al servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale.
- 9.9 Sempre nel mese di aprile 2008, è stato altresì avviato un gruppo di lavoro con operatori del settore della distribuzione del gas naturale finalizzato alla valutazione degli aspetti tecnici ed economici relativi alla definizione di un prezzario per componenti di rete.

### ***Seconda fase di consultazione: gli orientamenti finali***

- 9.10 In data 18 giugno 2008 è stato diffuso il secondo documento per la consultazione (DCO 20/08), in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 14 luglio 2008.
- 9.11 In tale documento, sono state valutate le opzioni alternative e riformulate le proposte iniziali in relazione alla regolazione tariffaria del servizio di distribuzione e misura del gas naturale, nonché del servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale, tenendo conto delle risultanze della prima fase di consultazione, dei dati di separazione contabile a disposizione dell'Autorità, delle informazioni acquisite tramite specifiche richieste di dati alle imprese nonché degli obiettivi generali e specifici individuati nella deliberazione n. 225/07 di avvio del procedimento.

***Terza fase di consultazione: lo schema di provvedimento finale***

- 9.12 In data 22 settembre 2008 è stato diffuso il terzo documento per la consultazione (DCO 30/08), in relazione al quale è stato possibile far pervenire osservazioni e proposte fino al 15 ottobre 2008.
- 9.13 In tale documento, anche alla luce delle risultanze della prima e della seconda fase di consultazione, delle informazioni acquisite tramite specifiche richieste di dati alle imprese e degli elementi acquisiti nell'ambito del gruppo di lavoro richiamato al precedente punto 9.9 è riportato uno schema di provvedimento finale redatto sulla base degli orientamenti finali dell'Autorità.

## **PARTE IV**

### **Opzioni esaminate, valutazione e risultati della consultazione**

#### **10 Introduzione**

10.1 Nella precedente sezione della presente Relazione AIR si è dato conto del processo di consultazione attraverso il quale l’Autorità ha presentato e progressivamente affinato le proposte di regolazione. In esito ad 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 indicati al paragrafo 6.

#### **11 Determinazione del capitale investito lordo ai fini della definizione del ricavo ammesso unitario a copertura dei costi di capitale nel regime ordinario**

11.1 In linea generale le immobilizzazioni materiali, ai fini della fissazione dei vincoli tariffari, sono state determinate nei primi due periodi regolatori o sulla base di formule parametriche legate al numero di punti di riconsegna, alla lunghezza di rete e all’energia distribuita, o sulla base del costo storico rivalutato.

11.2 La regolazione tariffaria della distribuzione del gas prevedeva modalità di determinazione del capitale investito riconosciuto non uniformi per le diverse località servite. Tale situazione è dovuta alla successiva stratificazione di disposizioni dell’Autorità emanate in conseguenza di pronunciamenti della giustizia amministrativa, nonché all’esigenza di riflettere la composita struttura del settore 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 le imprese.

11.3 Tenuto conto del rilevante contenzioso amministrativo che ha caratterizzato i due primi periodi regolatori, l’Autorità nel primo documento per la consultazione ha espresso l’intenzione di individuare criteri di valutazione del capitale investito lordo alternativi rispetto a quelli in precedenza utilizzati che consentissero il perseguimento dei seguenti obiettivi specifici:

- coerenza dei ricavi ammessi con i costi sottostanti;
- equilibrio economico-finanziario delle imprese;
- efficienza nell’erogazione del servizio;
- certezza e stabilità del quadro regolatorio.

#### ***Opzioni presentate nel primo documento per la consultazione e valutazione preliminare***

11.4 Coerentemente con la metodologia AIR, nel primo documento per la consultazione sono state proposte tre ipotesi alternative:

- **Ipotesi A.1:** mantenimento della regolazione vigente nel secondo periodo regolatorio, che prevede l’applicazione di un sistema parametrico, o, per le imprese che dispongono di dati concreti, del sistema basato sul costo storico rivalutato effettivo delle imprese;
- **Ipotesi A.2:** applicazione, ai fini della valutazione dello *stock* di capitale esistente, del criterio del costo storico rivalutato per le imprese che dispongono di dati completi e

impiego del costo di sostituzione (*Modern equivalent asset value*, di seguito: *MEAV*) per le altre imprese. Per la valutazione dei nuovi investimenti prevedere l'applicazione generalizzata del criterio *MEAV*.

- **Ipotesi A.3:** applicazione in modo generalizzato del costo di sostituzione, ricorrendo al *MEAV* per tutte le imprese, sia per la valutazione dello *stock* esistente, sia per i nuovi investimenti.

11.5 Sempre in coerenza con la metodologia AIR, nel primo documento per la consultazione è stata altresì effettuata una valutazione preliminare di tipo qualitativo delle ipotesi presentate. Rinviando al primo documento per la consultazione per maggiori dettagli su tale valutazione preliminare, si riporta di seguito la tabella di comparazione delle diverse ipotesi considerate rispetto agli obiettivi specifici prefissati.

**Tabella 3 – Valutazione delle ipotesi relativi alla valutazione delle immobilizzazioni materiali per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi del regime ordinario**

<b>Obiettivi</b>	<b>Ipotesi A.1</b>	<b>Ipotesi A.2</b>	<b>Ipotesi A.3</b>
coerenza dei ricavi ammessi con i costi sottostanti	MEDIO	ALTO	MEDIO-ALTO
equilibrio economico-finanziario delle imprese	MEDIO	ALTO	ALTO
efficienza nell'erogazione del servizio	BASSO	ALTO	ALTO
certezza e stabilità del quadro regolatorio	BASSO	MEDIO	MEDIO

***Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento per la consultazione***

- 11.6 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.
- 11.7 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.

***Valutazione delle opzioni e proposte del secondo documento per la consultazione***

11.8 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, basando la valutazione dei cespiti sulle effettive consistenze fisiche di rete di ciascuna impresa.

- 11.9 In merito alla valutazione dei nuovi investimenti, nel medesimo secondo documento per la consultazione, 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.

***Principali osservazioni ricevute a seguito del secondo documento per la consultazione e decisioni finali***

- 11.10 Nel formulare le proprie osservazioni 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 al fine di poterne meglio valutare le sue implicazioni.
- 11.11 L'analisi delle osservazioni ha inoltre evidenziato la difficoltà da parte degli operatori a definire con esattezza il dato di posa di alcune componenti; tale difficoltà è stata altresì riscontrata nel corso dei *test* condotti nell'ambito del gruppo di lavoro finalizzato all'approfondimento delle tematiche relative alla definizione di un prezzario per i componenti di rete di distribuzione del gas; tali *test* hanno mostrato gravi lacune in ordine alla disponibilità puntuale e temporalmente stratificata dei dati tecnici relativi allo *stock* esistente.
- 11.12 Alla luce delle osservazioni pervenute nell'ambito della seconda fase di consultazione e dell'esito dei *test* effettuati, nello schema di provvedimento riportato nel terzo documento per la consultazione, l'Autorità, ai fini della 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.
- 11.13 La proposta contenuta nel terzo documento per la consultazione ha previsto altresì 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.
- 11.14 E' stata prevista una limitazione alle operazioni effettuate fino al 31 dicembre 2003, in quanto l'Autorità ritiene che con la pubblicazione della deliberazione n. 87/03, che ha introdotto l'applicazione del criterio del costo storico rivalutato, fosse a tutti nota l'esigenza di disporre di dati storici originari stratificati. In occasione delle aggregazioni societarie successive alla pubblicazione della deliberazione n. 87/03 le parti ben avrebbero potuto concordare il trasferimento delle fonti contabili necessarie per una puntuale ricostruzione del valore degli *asset* a costi storici rivalutati, in coerenza con le disposizioni della medesima deliberazione n. 87/03. L'Autorità ritiene che dopo tale data questa sia da considerarsi come una prassi efficiente che consente tra l'altro all'impresa acquirente di valutare in modo puntuale il valore ai fini regolatori degli *asset* acquisiti.

- 11.15 In relazione alla valutazione dei nuovi investimenti, la proposta contenuta nel terzo documento per la consultazione, nel ribadire le ragioni a favore dell'adozione del metodo *MEAV*, ha accolto tuttavia le istanze di gradualità espresse da alcuni operatori.
- 11.16 In particolare, l'Autorità, ai fini degli aggiornamenti annuali, ha proposto che:
- gli investimenti relativi agli anni 2007 e 2008 siano valutati a consuntivo;
  - gli investimenti relativi all'anno 2009, siano valutati a consuntivo, disponendo altresì che le imprese giustificano eventuali scostamenti tra il costo effettivamente sostenuto dall'impresa medesima e il costo *standard* fissato dall'Autorità;
  - a partire dall'anno 2010, gli investimenti siano valutati a costi *standard*, sulla base di un prezzario definito dall'Autorità.
- 11.17 In relazione alla valutazione a costi *standard*, l'Autorità, con successivo provvedimento provvederà a definire il prezzario delle componenti di rete da assumere ai fini della valorizzazione dei nuovi investimenti, predisponendo altresì appositi fattori correttivi che consentano di adeguare i valori del prezzario in funzione dell'area geografica e della tipologia di località in cui tali nuovi investimenti sono realizzati.

## **12 Componente del vincolo a copertura dei costi operativi**

- 12.1 Ai fini della determinazione della componente a copertura dei costi operativi, nel primo documento per la consultazione (DCO 4/08, capitolo 18), l'Autorità ha ipotizzato che una parte dei costi operativi sia assegnata direttamente a ciascuna località. I costi operativi non assegnati alle località sono indicati come costi operativi centralizzati; per la copertura dei costi operativi centralizzati l'Autorità ha valutato la possibilità di pervenire alla determinazione di un ricavo ammesso unitario da riferire a una variabile di scala ritenuta sufficientemente esplicativa dei medesimi costi (*cost driver*), quale ad esempio il numero dei punti di riconsegna serviti.

### ***Obiettivi specifici da perseguire nell'individuazione del ricavo ammesso unitario a copertura dei costi operativi***

- 12.2 Nella definizione del ricavo ammesso unitario a copertura dei costi operativi l'Autorità si prefigge il perseguimento dei seguenti obiettivi specifici:
- coerenza delle componenti del vincolo con i costi sottostanti;
  - equilibrio economico-finanziario delle imprese;
  - efficienza nell'erogazione del servizio.
- 12.3 In ordine al raggiungimento di tali obiettivi specifici, con riferimento alla determinazione del ricavo ammesso unitario a copertura dei costi operativi, l'Autorità ha proposto per la consultazione AIR quattro ipotesi.

### ***Opzioni presentate nel primo documento per la consultazione e valutazione preliminare***

- 12.4 In relazione alla determinazione del ricavo ammesso unitario a copertura dei costi operativi, l'Autorità ritiene che a regime il medesimo debba essere fissato sulla base di una valutazione della frontiera efficiente. Tuttavia, al fine di preservare l'equilibrio economico finanziario delle imprese esercenti, l'Autorità ha valutato la possibilità di giungere a questo obiettivo con gradualità, combinando i criteri di fissazione dei livelli iniziali dei parametri con differenti dinamiche di aggiornamento.

- 12.5 Relativamente alla determinazione dei livelli iniziali dei parametri unitari a copertura dei costi operativi, l’Autorità ha individuato quattro opzioni alternative:
- **Ipotesi B.1:** mantenimento della regolazione vigente nel secondo periodo regolatorio, basato su criteri parametrici e riferita a livelli medi di settore;
  - **Ipotesi B.2:** 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;
  - **Ipotesi B.3:** 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);
  - **Ipotesi B.4:** determinazione del ricavo ammesso unitario sulla base di analisi della frontiera efficiente.
- 12.6 Coerentemente con la metodologia AIR, nel primo documento per la consultazione è stata altresì operata una valutazione preliminare, essenzialmente di tipo qualitativo, delle ipotesi presentate. Rinviano al primo documento per la consultazione per maggiori approfondimenti in merito, si riporta di seguito la tabella di comparazione delle diverse ipotesi considerate, alla luce degli obiettivi specifici sopra elencati.

**Tabella 4 – Valutazione delle ipotesi relative alla determinazione del ricavo ammesso unitario**

<b>Obiettivi</b>	<b>Ipotesi B.1</b>	<b>Ipotesi B.2</b>	<b>Ipotesi B.3</b>	<b>Ipotesi B.4</b>
coerenza della componente con i costi sottostanti	MEDIO	ALTO	MEDIO-ALTO	BASSO
equilibrio economico-finanziario delle imprese	MEDIO-BASSO	ALTO	MEDIO	BASSO
efficienza nell’erogazione del servizio	MEDIO-ALTO	BASSO	MEDIO-ALTO	ALTO

***Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento per la consultazione***

- 12.7 Dall’analisi delle osservazioni al primo documento per la consultazione non è emersa una posizione univoca in relazione all’orientamento espresso dall’Autorità con riferimento alla determinazione del ricavo ammesso unitario a copertura dei costi operativi.
- 12.8 Alcuni operatori hanno fatto osservare che, in un contesto di estrema differenziazione dei modelli organizzativi e conseguentemente delle strutture di costo, quale appare essere il settore della distribuzione del gas, l’ipotesi di ripartizione dei ricavi tariffari tra ricavi a copertura dei costi centralizzati e ricavi a copertura dei costi di località potrebbe risultare penalizzante per quelle imprese che hanno adottato forme organizzative maggiormente centralizzate.

***Valutazione delle opzioni e proposte del secondo documento per la consultazione***

- 12.9 L’Autorità, in relazione ai commenti pervenuti, ha ritenuto opportuno non reiterare la proposta di ripartizione dei ricavi a copertura dei costi operativi, proponendo, nel secondo documento per la consultazione, l’attivazione di un’unica componente a copertura dei costi operativi, proponendo altresì che, ai fini della ripartizione dei ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati d’impresa tra le diverse località, l’assegnazione sia effettuata *pro-quota* in ragione del numero dei punti di riconsegna serviti.

- 12.10 Alla luce dei commenti pervenuti e tenuto conto del cambio di impostazione in relazione alla determinazione della componente del vincolo a copertura dei costi operativi, l'Autorità, nel secondo documento per la consultazione, ha ritenuto opportuno consolidare la proposta relativa alla determinazione del ricavo ammesso unitario sulla base di costi medi di classi omogenee di imprese, definite in relazione alla tipologia di area servita (identificata in base alla densità dei punti di riconsegna serviti in rapporto all'estensione della rete) e alla dimensione dell'impresa distributrice (con una differenziazione basata sul numero di punti di riconsegna serviti).
- 12.11 In particolare, in relazione alla tipologia di area servita, l'Autorità ha proposto di distinguere 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).
- 12.12 Con riferimento al secondo dei criteri proposti, l'Autorità ha proposto una distinzione 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).
- 12.13 Per ciascun raggruppamento individuato, l'Autorità ha inoltre fornito una prima valutazione dei possibili livelli di costo medio, come desumibili dai bilanci delle imprese relativi all'anno 2006, che si riportano nella tabella seguente.

**Tabella 5 - Stima dei valori del parametro unitario a copertura dei costi operativi per l'attività di distribuzione (euro per punto di riconsegna)**

		Densità clientela		
		Alta	Media	Bassa
Dimensione impresa	Grande	39-41	44-46	48-50
	Media	45-47	51-53	55-57
	Piccola	49-51	55-57	60-62

***Principali osservazioni ricevute a seguito del secondo documento per la consultazione e decisioni finali***

- 12.14 Dall'analisi delle osservazioni formulate dai partecipanti alla consultazione in risposta al secondo documento per la consultazione è emerso un sostanziale consenso sulla struttura proposta.
- 12.15 In relazione alla fissazione dei livelli di costo medio, alcuni operatori hanno fatto osservare 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. A tal fine è stato suggerito dagli operatori il ricorso ad un anno termico normalizzato, tenuto conto dell'anomalo andamento climatico fatto registrare nell'anno termico 2006/2007 e dell'effetto penalizzante che tale andamento climatico ha avuto per le imprese di distribuzione.
- 12.16 Alcuni operatori inoltre hanno proposto 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 caratterizzate da un modesto numero di utenti allacciati.

- 12.17 Tenuto conto delle osservazioni formulate, l'Autorità, nella predisposizione del provvedimento finale, ha ritenuto opportuno non accogliere le istanze relative ai mancati ricavi del secondo periodo regolatorio, conseguenti all'andamento climatico sfavorevole, essendo tale rischio già implicitamente intercettato nella valutazione dei parametri di rischiosità che concorrono alla definizione della remunerazione del capitale investito.
- 12.18 Pertanto, in merito alla determinazione della componente del vincolo centralizzato a copertura dei costi operativi, l'Autorità ha ribadito il proprio orientamento verso la differenziazione delle componenti del vincolo a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione, secondo i criteri illustrati ai punti precedenti.
- 12.19 Inoltre, in una logica di un progressivo riallineamento nei costi di produzione del servizio propedeutica allo sviluppo efficiente del settore, l'Autorità ha altresì proposto, seppure con gradualità, l'adozione di percorsi di efficientamento differenziati in funzione della classe dimensionale dell'impresa.

### **13 Trattamento dei casi di cambiamento di gestore in una località**

- 13.1 Il terzo tema sottoposto ad AIR concerne la metodologia da adottare ai fini del riconoscimento dei ricavi nel caso di cambiamento di gestore in una località, sia in conseguenza di subentri nelle concessioni, sia in conseguenze di acquisizioni di rami d'azienda o altre operazioni straordinarie.

#### ***Obiettivi specifici da perseguire nella definizione delle regole per i cambiamenti di gestione***

- 13.2 L'Autorità, nella definizione delle regole per i cambiamenti di gestione in una singola località, ha individuato i seguenti obiettivi specifici:
- incentivo all'efficienza nella gestione del servizio di distribuzione del gas e alla aggregazione delle imprese;
  - semplicità amministrativa;
  - coerenza con i costi sottostanti;
  - minor rischio di doppio riconoscimento dei costi.

#### ***Opzioni presentate nel primo documento per la consultazione e valutazione preliminare***

- 13.3 Con riferimento ai casi di cambiamento di gestione in una singola località, l'Autorità, nel primo documento per la consultazione, ha individuato quattro opzioni alternative:
- **Ipotesi C.1:** puramente formale, 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;
  - **Ipotesi C.2:** 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  $n$ ;
  - **Ipotesi C.3:** prevede che, nel 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, alla medesima località  $i$ , i vincoli a copertura dei costi specifici di località già

in vigore nell'anno  $n$ , mentre i vincoli a copertura dei costi comuni a più località e definiti a livello centralizzato dell'impresa siano ricalcolati in funzione dei costi propri dell'impresa distributrice entrante;

- **Ipotesi C.4:** analoga all'ipotesi C.3, con la differenza che il vincolo a copertura dei costi comuni a più località e definiti a livello centralizzato dell'impresa è 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.

### ***Valutazione delle opzioni e proposte del primo documento per la consultazione***

- 13.4 Dall'analisi delle osservazioni al primo documento per la consultazione è emersa una preferenza degli operatori verso la prima e la terza opzione; rispetto a quest'ultima tuttavia sono state proposte dagli operatori alcune modifiche con particolare riferimento all'attribuzione delle componenti centralizzate del vincolo.
- 13.5 A differenza di quanto proposto dall'Autorità con riferimento all'ipotesi C.3, gli operatori hanno proposto di attribuire le 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.
- 13.6 Dalle risposte è emersa anche la preoccupazione, espressa da un operatore, circa i problemi legati all'incertezza in materia di effettuazione delle future gare per l'affidamento della gestione del servizio di distribuzione. Tale incertezza, secondo l'operatore, dovrebbe indurre a 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.
- 13.7 Altri operatori hanno fatto osservare che l'anno in cui si realizza il cambiamento di gestione potrebbe essere connotato per la presenza di distorsioni tali da pregiudicare l'equilibrio economico-finanziario delle imprese e che le proposte formulate dall'Autorità sembrerebbero privilegiare forme di assetto societario molto decentrate, a detrimento delle possibili economie di scala conseguibili in virtù dell'accentramento dei processi aziendali.
- 13.8 Alla luce delle osservazioni ricevute, l'Autorità, nella redazione del secondo documento per la consultazione, ha ritenuto opportuno procedere ad una revisione delle ipotesi originariamente formulate, ponendo in consultazione un'ulteriore opzione di regolazione.
- 13.9 L'Autorità pertanto, in un'ottica di miglioramento dell'efficienza del settore e di incentivo al subentro di imprese con costi del servizio inferiori, ha proposto il congelamento per la durata residua del periodo regolatorio delle componenti a copertura dei costi operativi centralizzati del gestore uscente, proponendo altresì in sede di aggiornamento annuale, l'applicazione dell'*X-factor* proprio della classe dimensionale dell'impresa come risultante dopo il subentro.

### ***Principali osservazioni ricevute a seguito del secondo documento per la consultazione e decisioni finali***

- 13.10 In relazione all'ulteriore ipotesi proposta nell'ambito della seconda fase di consultazione, si è registrato un sostanziale consenso da parte degli operatori, sebbene sia stato osservato che tale formulazione non dia impulso ad aggregazioni tra operatori che a seguito della fusione rimangano nella medesima classe dimensionale.
- 13.11 A tale ultimo proposito è stato pertanto proposto di mantenere un incentivo all'aggregazione tra operatori mediante un'opportuna riduzione dell'*X-factor*, in modo da estendere i benefici

derivanti dalle aggregazioni anche a quelle situazioni che non possono profittare del meccanismo di promozione delle aggregazioni definito dall'Autorità.

- 13.12 In relazione agli aspetti appena evidenziati, l'Autorità, nella redazione del provvedimento finale, ha ritenuto opportuno favorire l'aggregazione degli operatori, specificatamente di piccole e medie dimensioni, promuovendo le fusioni che comportino la creazione di nuove realtà imprenditoriali tali da far prefigurare un recupero dell'efficienza complessiva del settore.
- 13.13 Negli anni del terzo periodo regolatorio successivi a quello in cui ha efficacia un'operazione di concentrazione tra imprese, nei termini sopra indicati, tale da ridurre il numero complessivo delle imprese medesime e incrementare il numero di clienti attivi serviti da uno stesso soggetto giuridico, la componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione è determinata applicando l'*X-factor* proprio della classe dimensionale del soggetto giuridico che risulta dall'operazione di concentrazione.
- 13.14 Tale tasso di riduzione dei costi unitari riconosciuti è applicato ai valori unitari dei costi operativi che nell'anno di efficacia dell'operazione di concentrazione hanno trovato distinta applicazione all'interno del perimetro di concentrazione, secondo quanto previsto dalle disposizioni di cui alla lettera c), del comma 23.1, della RTDG.
- 13.15 Allo stesso tempo l'Autorità ha ritenuto non opportuno predisporre analoghi strumenti di incentivazione per le imprese di grandi dimensioni (più di 300.000 punti di riconsegna serviti) ritenendo che in tali casi la valutazione di convenienza all'aggregazione possa essere operata senza che siano introdotte formule promozionali.

#### **14 Revisione degli ambiti territoriali per l'applicazione delle tariffe di distribuzione**

- 14.1 Per quel che riguarda la definizione degli ambiti tariffari, intesi come aree territoriali nelle quali trova applicazione la stessa tariffa, l'Autorità ha valutato l'opportunità di prevedere, soprattutto in un logica pro-concorrenziale, unità territoriali ancora più estese rispetto a quelle identificate per il rilascio delle concessioni, in linea di massima coincidenti con una dimensione regionale o sovra-regionale.

##### ***Obiettivi specifici da perseguire nell'individuazione del ricavo ammesso unitario a copertura dei costi operativi***

- 14.2 In relazione alla definizione delle nuove regole per la fissazione dei corrispettivi a copertura dei costi del servizio, l'Autorità ha individuato i seguenti obiettivi specifici:
- omogeneità delle tariffe del servizio di distribuzione sul territorio;
  - limitazione dell'impatto dei sussidi incrociati sulla tariffa;
  - trasparenza e semplicità dei meccanismi tariffari in logica pro-competitiva;
  - semplicità amministrativa.

##### ***Opzioni presentate nel primo documento per la consultazione e valutazione preliminare***

- 14.3 L'Autorità ha individuato tre ipotesi alternative per la consultazione:
- **Ipotesi D.1:** prevede il mantenimento dell'attuale articolazione per ambiti tariffari, come definiti con la deliberazione n. 170/04;

- **Ipotesi D.2:** prevede l'identificazione degli ambiti tariffari in coincidenza con gli ambiti di concessione;
  - **Ipotesi D.3:** gli ambiti sono definiti per unità territoriali più estese degli ambiti di concessione: regioni o aree ancora maggiori, quali nord, centro, sud e isole.
- 14.4 È utile in questa sede osservare che l'ipotesi D.3 di fatto riprendeva proposte che erano già state formulate con la deliberazione n. 170/04, la cui attuazione era stata successivamente rimandata. La prima versione della deliberazione n. 170/04 prevedeva l'obiettivo della riduzione graduale della variabilità dell'articolazione tariffaria stabilendo, a partire dall'anno termico 2005-2006, la definizione di tariffe di distribuzione omogenee su base regionale con la finalità di raggiungere, tra gli altri, una sostanziale riduzione della variabilità delle tariffe rispetto a quelle applicate in precedenza, una maggiore trasparenza e semplificazione del sistema tariffario ed una diluizione dei sussidi tra utenti appartenenti allo stesso ambito territoriale.
- 14.5 Alla luce dell'indeterminatezza del quadro normativo di riferimento generatasi a seguito delle pronunce del TAR e del Consiglio di Stato in relazione alla deliberazione n. 170/04, nonché alla luce di nuove analisi sul contesto del mercato internazionale e sui tempi necessari per la realizzazione di nuove infrastrutture di approvvigionamento del gas, l'Autorità ha ritenuto opportuno, con la successiva deliberazione n. 62/05, rinviare al terzo periodo di regolazione l'introduzione di tariffe regionali per la distribuzione del gas naturale.
- 14.6 La previsione dell'introduzione di una tariffa regionale era stata peraltro posta in discussione nel documento per la consultazione del 29 luglio 2004 contenente "Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione di gas naturale per il secondo periodo di regolazione".
- 14.7 Nel medesimo documento erano riportate anche ipotesi alternative a quella dell'applicazione di tariffe regionali; un'ipotesi, in tal senso, era rappresentata dalla definizione di tariffe omogenee per aree di uscita dalla rete di trasporto nazionale, ipotesi considerata sostanzialmente equivalente a quella delle tariffe regionali, ed un'altra prevedeva l'introduzione di tariffe omogenee per macro aree geografiche (nord, centro e sud).
- 14.8 In risposta al documento di consultazione furono inviate oltre 30 note di commento da parte di associazioni di categoria dei distributori di gas naturale, singole imprese di distribuzione, grossisti, consumatori e parti sociali che ponevano in evidenza alcune criticità come di seguito descritte:
- le tariffe regionali difficilmente riflettono correttamente i costi del servizio di distribuzione, costi che sono molto variabili tra un ambito e l'altro anche in funzione di diversi fenomeni. L'introduzione di tariffe regionali pertanto rischia di generare inefficienze economiche ed allocative e sussidi incrociati tra utenti appartenenti ad ambiti diversi;
  - dal momento che il vincolo sui ricavi su base regionale risulta pari alla somma dei vincoli sui ricavi di tutti i distributori che operano nella regione, per ottenere il valore corretto del vincolo regionale è necessario che tutti i distributori, anche quelli che eventualmente dovessero accedere al metodo individuale, definiscano i loro vincoli. Pertanto, l'interdipendenza delle tariffe di un soggetto da quelle di tutti gli altri soggetti potrebbe far insorgere delle difficoltà legate alla durata dei processi di calcolo e di approvazione delle stesse;
  - esistono delle difficoltà legate alla necessità di introduzione di un meccanismo di perequazione che compensi le criticità dei flussi di cassa per gli esercenti, con il rischio che alcuni di questi incorrano in squilibri di natura finanziaria;

- l'introduzione delle tariffe regionali potrebbe causare variazioni nei prezzi rispetto a quelli dell'anno precedente all'introduzione del nuovo periodo regolatorio che potrebbero apparire di difficile comprensione per i clienti finali.
- 14.9 In generale, tuttavia, nei commenti pervenuti al documento di consultazione è emerso un apprezzamento per l'intento di semplificare il sistema tariffario in vigore nel primo periodo di regolazione, alla luce della variabilità delle tariffe esistenti giudicata eccessiva. La riduzione della variabilità tariffaria è stata valutata positivamente soprattutto come elemento di trasparenza, sebbene non ne sia stata condivisa in generale l'utilità quale strumento volto a favorire la concentrazione tra le imprese di distribuzione del gas. In molti commenti pervenuti, infine, l'introduzione dell'ambito tariffario regionale è stata giudicata come un buon compromesso tra le esigenze di semplificazione, trasparenza ed uniformità del sistema e quelle di limitazione dei sussidi incrociati a livelli socialmente accettabili.
- 14.10 L'Autorità, anche alla luce delle esperienze maturate con la consultazione effettuata ai fini della deliberazione n. 170/04, per il terzo periodo regolatorio, nel primo documento per la consultazione ha proposto una nuova ipotesi di definizione delle tariffe su ambito regionale, fornendo altresì una prima valutazione del presumibile impatto derivante dal passaggio da tariffe per singolo ambito a tariffe regionali o sovra-regionali.
- 14.11 Rinviando al Capitolo 24 del primo documento per la consultazione per maggiori approfondimenti in merito alla revisione degli ambiti tariffari, nella tabella seguente si riporta la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

**Tabella 6 – Valutazione delle ipotesi relative alla definizione degli ambiti territoriali**

<b>Obiettivi</b>	<b>Ipotesi D.1</b>	<b>Ipotesi D.2</b>	<b>Ipotesi D.3</b>
Omogeneità delle tariffe sul territorio	BASSO	MEDIO	ALTO
Limitazione di sussidi incrociati	ALTO	BASSO	MEDIO
trasparenza e semplicità dei meccanismi tariffari in logica pro-competitiva	BASSO	MEDIO	ALTO
Semplicità amministrativa	ALTO	MEDIO	MEDIO

***Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento per la consultazione***

- 14.12 Rispetto alle alternative proposte dall'Autorità, si è registrata convergenza da parte delle imprese di distribuzione delle loro associazioni di categoria sull'ipotesi D.2, mentre altri operatori del settore hanno manifestato preferenza per l'opzione D.3.
- 14.13 Un operatore ha osservato che l'aggregazione per bacino tariffario esercito da un unico operatore consentirebbe tra l'altro lo sviluppo del gas naturale anche sulle reti in avviamento, l'attuazione di politiche commerciali differenziate sulle reti di distribuzione, finalizzate al mantenimento e allo sviluppo dell'utilizzo del gas naturale, nonché una limitata sussidiazione tra gli utenti, nell'ambito del territorio servito dalla medesima impresa di distribuzione, a fronte, di omogeneità di servizio reso e di metodologia applicata.
- 14.14 Nel caso di adozione di soluzioni per macro-ambiti tariffari è stata manifestata una preferenza verso l'applicazione di una tariffa unica nazionale, in coerenza con quanto previsto nell'ordinamento tariffario applicato al settore dell'energia elettrica, che riduce la complessità per gli operatori nel segmento della vendita e facilita l'applicazione dei meccanismi perequativi.

### ***Valutazione delle opzioni e proposte del secondo documento per la consultazione***

- 14.15 Rispetto ai commenti fatti pervenire in relazione al primo documento per la consultazione, l’Autorità, nel perseguimento dell’obiettivo di tariffe coerenti con i costi sottostanti l’erogazione del servizio, ha ritenuto non opportuno tenere in considerazione obiettivi connessi alle politiche commerciali delle imprese di distribuzione, ritenendo altresì che la sussidiazione tra gli utenti possa ridursi (in termini di ampiezza del sussidio per singolo cliente) al crescere della dimensione territoriale a cui l’ambito tariffario si riferisce.
- 14.16 L’Autorità ritiene che l’ipotesi di applicazione di una tariffa unica nazionale potrebbe comportare livelli elevati di sussidiazione tra i clienti e rappresenterebbe una forte discontinuità tariffaria, tale da renderne prematura l’applicazione.
- 14.17 L’Autorità ritiene che, nell’attuale fase del processo di liberalizzazione del settore della vendita del gas naturale, gli obiettivi di rimozione degli ostacoli all’ordinato sviluppo della concorrenza risultino prioritari.
- 14.18 In tal senso l’Autorità ha ritenuto opportuno esprimere il proprio orientamento verso l’adozione di tariffe uniformi per aree sufficientemente estese del Paese; del resto, le possibili maggiori complicazioni amministrative che l’ipotesi D.3 sembrerebbe generare, rispetto all’ipotesi D.2, con particolare riferimento alla gestione dei meccanismi perequativi, non sono apparse così rilevanti da far propendere per l’adozione dell’opzione D.2.
- 14.19 Conseguentemente, l’Autorità ha espresso la propria preferenza per l’adozione dell’ipotesi D.3, ed ha altresì proposto la definizione di sei ambiti tariffari:
- Nord-Ovest (Valle d’Aosta, Piemonte e Liguria)
  - Nord-Est (Lombardia, Trentino – Alto Adige, Veneto, Friuli – Venezia Giulia, Emilia – Romagna)
  - Centro (Toscana, Umbria, Marche)
  - Centro-sud-adriatico (Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata)
  - Centro sud-tirrenico (Lazio, Campania)
  - Sud (Calabria, Sicilia).
- 14.20 Nel predisporre tariffe uniformi per vaste aree del Paese, l’Autorità, nell’adozione del proprio provvedimento finale, ha inoltre previsto 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.

## **15 Revisione della struttura tariffaria per l’attività di distribuzione**

- 15.1 Parallelamente all’ipotesi di revisione degli ambiti territoriali rilevanti per l’applicazione delle tariffe, l’Autorità ha valutato anche l’opportunità di rivedere sia la struttura della tariffa di riferimento, sia i pesi delle diverse componenti tariffarie.

### ***Obiettivi specifici da perseguire***

- 15.2 L’Autorità nella definizione delle nuove regole per la fissazione dei corrispettivi a copertura dei costi del servizio ha individuato i seguenti obiettivi specifici:
- orientamento ai costi delle tariffe;
  - trasparenza e semplicità dei meccanismi tariffari per gli utenti della rete;

- stabilità dei ricavi per le imprese esercenti.

**Opzioni presentate nel primo documento per la consultazione e valutazione preliminare**

15.3 L’Autorità ha individuato quattro ipotesi alternative:

- **Ipotesi E.1:** prevede il mantenimento dell’attuale struttura tariffaria, come definita con la deliberazione n. 170/04;
- **Ipotesi E.2:** prevede la revisione della struttura tariffaria, distinguendo una quota fissa e una quota variabile, non più basata sulle unità energetiche erogate, ma sui volumi trasportati;
- **Ipotesi E.3:** prevede, oltre a quanto indicato dall’ipotesi E.2, la revisione dei pesi delle componenti fissa e variabile, con un aumento del peso della componente fissa.
- **Ipotesi E.4:** prevede, oltre a quanto indicato nell’ipotesi E.3, 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  $\epsilon$  sia fatto sulla base di medie mobili dei dati relative a un periodo di tre anni.

15.4 La seguente tabella 7 esprime sinteticamente la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi specifici individuati.

**Tabella 7 – Valutazione delle ipotesi relative alla definizione della struttura tariffaria**

Obiettivi	Ipotesi E.1	Ipotesi E.2	Ipotesi E.3	Ipotesi E.4
orientamento ai costi delle tariffe	BASSO	MEDIO	MEDIO-ALTO	MEDIO-ALTO
trasparenza e semplicità dei meccanismi tariffari per gli utenti della rete	MEDIO	BASSO	BASSO	BASSO
stabilità dei ricavi	BASSO	MEDIO-BASSO	MEDIO	ALTO

**Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento per la consultazione**

- 15.5 Rispetto a tali ipotesi gli operatori hanno mostrato una generale condivisione della proposta dell’Autorità di revisione dei pesi delle componenti fissa e variabile (ipotesi E.3 e E.4). Diversi operatori hanno tuttavia evidenziato le criticità che potrebbero sorgere in capo ai piccoli consumatori. A questo riguardo è stato proposto di introdurre quote fisse differenziate in funzione del consumo (con valori crescenti al crescere del consumo).
- 15.6 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.
- 15.7 In termini di impatto sullo sviluppo della concorrenza un operatore ha osservato che un aumento eccessivo della componente fissa, sebbene possa essere effettivamente più *cost reflective*, potrebbe comportare distorsioni nella valutazione dei vantaggi derivanti dal passaggio al mercato libero per i clienti di piccole dimensioni.
- 15.8 Gli operatori della distribuzione hanno altresì sottolineato che l’aumento del peso delle quote fisse potrebbe rendere maggiormente difficoltoso il recupero dei ricavi non conseguiti nell’anno termico 2006-2007, per effetto dell’andamento climatico sfavorevole

### ***Valutazione delle opzioni e proposte del secondo documento per la consultazione***

- 15.9 L'Autorità, alla luce degli esiti della prima fase di consultazione, ha proposto l'adozione dell'ipotesi E.3.
- 15.10 Nel secondo documento per la consultazione inoltre, anche in una logica di gradualità e di mitigazione dell'impatto della revisione tariffaria per i clienti con bassi consumi, l'Autorità ha proposto di differenziare i livelli delle quote fisse per classi di consumo, proponendo altresì il riferimento alle classi di consumo individuate nel decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26.
- 15.11 Per quanto riguarda il criterio con cui ripartire i costi del servizio tra quote fisse e quote variabili, l'Autorità pur condividendo l'opinione di alcuni operatori secondo cui anche i costi operativi siano in misura preponderante da considerarsi come fissi, ha proposto che le quote fisse siano calcolate in modo da garantire, attraverso la loro applicazione, al massimo la copertura dei costi di capitale.
- 15.12 Sempre nel secondo documento per la consultazione, l'Autorità ha altresì ipotizzato di applicare quanto previsto nell'ipotesi E.4 a partire dal quarto periodo di regolazione.
- 15.13 Per un dettaglio analitico del processo di determinazione della quota fissa e della quota variabile, si rinvia al capitolo 17 del secondo documento per la consultazione.

### ***Principali osservazioni ricevute a seguito del secondo documento per la consultazione e decisioni finali***

- 15.14 Rispetto agli orientamenti espressi nel secondo documento per la consultazione, alcuni operatori hanno fatto osservare che la differenziazione delle quote fisse per classe di consumo potrebbe comportare un aumento dell'incertezza, data l'elevata volatilità dei consumi dei clienti da un anno all'altro, rendendo preferibile riferirsi ad altri criteri quali, ad esempio, la classe di misuratore installato.
- 15.15 L'Autorità, nella stesura del provvedimento finale, ha previsto che
- i corrispettivi tariffari siano articolati in quote fisse e quote variabili;
  - le quote fisse, espresse in euro per punto di riconsegna, non siano differenziate in funzione dei consumi;
  - 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;
  - le quote variabili siano differenziate per scaglioni di consumo, definiti tenendo conto degli scaglioni previsti dalla disciplina fiscale, fissando altresì pari a zero il valore della quota variabile relativa al primo scaglione di consumo.
- 15.16 Altre osservazioni e commenti sono riportati nel seguito del testo con riferimento alle singole problematiche:
- trattamento dei canoni di concessione;
  - contributi pubblici e contributi privati;
  - determinazione del coefficiente di conversione dei volumi misurati;
  - misure in materia di derivazioni d'utenza;
  - determinazione dei costi riconosciuti unitari parametrici relativi ai cespiti centralizzati.
- 15.17 Gli operatori hanno infine segnalato criticità per la tempistica di adeguamento al nuovo sistema, che ha indotto l'Autorità a definire una disciplina transitoria, destinata a regolare anche il passaggio dall'anno termico all'anno civile come riferimento ai fini dell'applicazione delle tariffe.

## **PARTE V**

### **Provvedimento finale**

#### **16 Introduzione**

16.1 Questa parte della Relazione AIR descrive in dettaglio, dal punto di vista tecnico e delle scelte di regolazione adottate, il provvedimento finale<sup>2</sup>. Detto provvedimento prevede:

- l'approvazione della 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), relativo alla "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG);
- disposizioni transitorie per l'anno 2009;
- un 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;
- un 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,
- un 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.

#### **17 Struttura della RTDG**

17.1 La RTDG, oltre a una sezione introduttiva che contiene le definizioni rilevanti, si sviluppa in quattro sezioni dedicate rispettivamente alla regolazione di:

- distribuzione e misura del gas naturale;
- distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate;
- prestazioni patrimoniali imposte;
- disposizioni in materia di Cassa conguaglio e ulteriori oneri.

#### **18 Regolazione della distribuzione e misura del gas naturale. Aspetti introduttivi.**

18.1 La Sezione II della RTDG è dedicata alla regolazione tariffaria dei servizi di pubblica utilità di *distribuzione e misura* del gas naturale.

---

<sup>2</sup> Deliberazione 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, come modificata e integrata dalla deliberazione 22 dicembre 2008, ARG/gas 197/08 e dalla deliberazione 2 marzo 2009, ARG/gas 22/09.

- 18.2 La Sezione II riflette sul piano strutturale le logiche dell'intervento di regolazione tariffaria dei servizi di *distribuzione e misura* del gas naturale, sviluppatosi lungo due direttrici principali:
- il perseguimento dell'obiettivo di separazione delle tariffe per fase della filiera, con l'individuazione di distinte componenti tariffarie per i singoli servizi di *distribuzione, misura e commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura*;
  - la promozione di un graduale processo di unificazione delle tariffe sul territorio nazionale, in una logica pro-competitiva;
  - la distinzione tra vincoli di località e vincoli centralizzati, volta a semplificare la gestione amministrativa ai fini delle determinazioni tariffarie, dei processi di aggregazione societaria.
- 18.3 L'unificazione delle tariffe sul territorio, con l'identificazione di sei macro ambiti tariffari, comporta, sul piano del disegno architettuale del sistema tariffario, l'adozione di meccanismi perequativi, basati sul confronto tra i ricavi che alle imprese distributrici è consentito conseguire a copertura dei costi riconosciuti applicando la tariffa di riferimento o tariffa di impresa - vincolo ai ricavi ammessi - e i ricavi che le imprese hanno effettivamente conseguito dall'applicazione delle tariffe obbligatorie.
- 18.4 Per la determinazione del vincolo ai ricavi ammessi l'Autorità ha identificato due distinti regimi: il regime ordinario e il regime individuale. Il regime ordinario si applica nella generalità dei casi e consente un'adeguata copertura dei costi per tutte quelle imprese distributrici che si trovano a operare in condizioni normali. Il regime individuale consente una determinazione del costo riconosciuto specifica per ciascuna impresa che si trovi a operare in condizioni svantaggiate, in conseguenza degli effetti di variabili esogene.
- 18.5 Nelle parti che seguono della presente relazione sono sviluppate in modo più dettagliato:
- i criteri per la determinazione del costo riconosciuto nel regime ordinario;
    - determinazione dei costi operativi;
    - determinazione del capitale investito;
    - definizione del livello degli ammortamenti riconosciuti;
    - determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito;
  - il sistema tariffario nel terzo periodo regolatorio;
    - tariffe obbligatorie;
    - tariffe di riferimento;
    - meccanismi di perequazione;
  - aggiornamento annuale delle componenti della tariffa di riferimento;
  - modalità di calcolo dei coefficienti di conversione dei volumi misurati per il gas naturale soggetti responsabili del servizio di misura;
  - regime individuale;
  - distribuzione del gas naturale a mezzo di reti canalizzate;
  - prestazioni patrimoniali imposte;
  - presentazione dei dati.

## **19 Determinazione del costo riconosciuto nel regime ordinario.**

### ***Anno di riferimento***

- 19.1 L'Autorità, nel primo documento per la consultazione, ha proposto e motivato l'intenzione di fare riferimento, ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti, ai costi effettivamente sostenuti nell'anno 2006 dalle imprese esercenti i servizi regolati.
- 19.2 Gli operatori intervenuti nella consultazione hanno manifestato un sostanziale accordo relativamente a tale proposta, pur evidenziando la necessità di applicare ai costi operativi riconosciuti, sostenuti nell'anno 2006, alcuni correttivi per tenere conto degli effetti dell'inflazione negli anni 2007 e 2008 e della crescita dimensionale delle imprese distributrici intervenuta tra l'anno 2006 e l'anno 2007.
- 19.3 Alla luce delle considerazioni sopra riportate l'Autorità ha ritenuto di confermare nel provvedimento finale l'orientamento espresso nel primo documento per la consultazione, individuando nell'anno 2006 l'anno di riferimento per la fissazione iniziale dei costi operativi riconosciuti per il terzo periodo di regolazione, opportunamente corretti per tener conto degli effetti dell'inflazione, della crescita dimensionale e dei recuperi di produttività.

### ***Composizione del costo riconosciuto***

- 19.4 Il costo riconosciuto determinato dall'Autorità comprende:
- i costi operativi, costituiti principalmente dai costi per servizi esterni, dai costi di personale e dagli acquisti di materiali;
  - gli ammortamenti delle immobilizzazioni;
  - la remunerazione del capitale investito riconosciuto.

## **20 Costi operativi**

- 20.1 I costi operativi sono stati determinati sulla base dei dati riportati nei rendiconti annuali separati relativi all'anno 2006, predisposti dalle imprese distributrici ai sensi delle disposizioni della deliberazione n. 311/01. Sono stati esaminati i rendiconti di un campione di imprese di dimensione diversa che offre una copertura dell'87% dei punti di riconsegna serviti a mezzo di reti di distribuzione del gas naturale sul territorio nazionale.
- 20.2 A integrazione delle informazioni disponibili dai rendiconti annuali separati è stato predisposto nel mese di aprile un questionario integrativo, indirizzato a venti imprese distributrici.

### ***Costi non riconoscibili ai fini regolatori e trattamento dei ricavi da attività per terzi non regolate***

- 20.3 Ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2006, l'Autorità, in coerenza con quanto indicato nei documenti per la consultazione, ha provveduto, mediante opportune analisi, a escludere dal computo dei costi riconosciuti alcune voci per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio. In particolare sono state escluse le voci di costo relative a:
- a) oneri finanziari;
  - b) oneri tributari;

- c) accantonamenti e rettifiche operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie;
- d) rettifiche di valore di attività finanziarie;
- e) costi connessi all'erogazione di liberalità;
- f) costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
- g) oneri per sanzioni, penali, risarcimenti automatici e simili;
- h) oneri straordinari;
- i) spese processuali in cui la parte è risultata soccombente.

- 20.4 E' opportuno precisare, anche in relazione alle osservazioni pervenute in fase di consultazione, che in linea di principio gli oneri derivanti da previsioni legislative o normative secondarie in tema di sicurezza, sono stati comunque oggetto di riconoscimento.
- 20.5 Per quanto riguarda il trattamento degli oneri tributari, l'Autorità ha escluso dal riconoscimento le imposte dirette, la cui copertura è garantita nella remunerazione del capitale investito, mentre ha incluso le imposte indirette, quali ad esempio la tassa per l'occupazione del suolo pubblico e la tassa rifiuti, in quanto la remunerazione di tali oneri, pur di natura tributaria, non è considerata nella determinazione della remunerazione del capitale investito.
- 20.6 I ricavi da altre prestazioni accessorie e dalle prestazioni opzionali propri delle attività regolate, che concorrono alla copertura dei costi del servizio riportati nei rendiconti separati ai fini tariffari, sono stati sottratti dai costi operativi lordi.

#### ***Trattamento dei contributi pubblici e privati ai fini della determinazione dei costi operativi***

- 20.7 Per quanto riguarda il trattamento dei contributi pubblici e privati, l'Autorità nel provvedimento finale ha confermato gli orientamenti già espressi nei documenti per la consultazione.
- 20.8 L'ammontare complessivo dei contributi pubblici in conto capitale percepiti e dei contributi privati addebitati nell'anno di riferimento, indipendentemente dalle modalità di contabilizzazione, è stato portato in deduzione degli investimenti dell'anno e non dei costi operativi. Di conseguenza i costi operativi riconosciuti sono stati valutati al lordo dei contributi pubblici e privati come desumibili dal bilancio dell'anno 2006.

#### ***Trattamento degli oneri per concessioni***

- 20.9 In merito al trattamento dei canoni di concessione, l'Autorità nel provvedimento finale ha confermato l'impostazione esposta nei documenti per la consultazione. Il riconoscimento degli oneri di concessione è limitato a quelli derivanti da esplicite disposizioni normative primarie. Nel caso specifico l'unico onere attualmente previsto dalla normativa primaria è quello stabilito dal decreto legge n. 159/07.

#### ***Ripartizione dei maggiori recuperi di produttività***

- 20.10 In relazione all'ipotesi di introduzione di meccanismi di ripartizione delle maggiori efficienze tra imprese esercenti e consumatori, l'Autorità ha confermato l'intenzione di introdurre meccanismi di ripartizione dei maggiori recuperi di produttività tra clienti finali e imprese a partire dal quarto periodo di regolazione, quando presumibilmente si renderanno disponibili le informazioni puntuali necessarie per l'implementazione dei medesimi meccanismi.

### ***Costi operativi relativi al servizio di distribuzione***

20.11 Ai fini della fissazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi, l'Autorità ha fatto riferimento ai costi medi di classi omogenee di imprese, definite in relazione al numero di punti di riconsegna serviti e alla densità di punti di riconsegna in rapporto all'estensione della rete (numero di punti di riconsegna per km di rete). In particolare l'Autorità ha identificato queste nove classi

**Tabella 8 – Identificazione delle classi omogenee di imprese distributrici in funzione di dimensione e densità**

Imprese che servono fino a 50.000 punti di riconsegna in aree ad alta densità	Imprese che servono fino a 50.000 punti di riconsegna in aree a media densità	Imprese che servono fino a 50.000 punti di riconsegna in aree a bassa densità
Imprese che servono oltre 50.000 e fino a 300.000 punti di riconsegna in aree ad alta densità	Imprese che servono oltre 50.000 e fino a 300.000 punti di riconsegna in aree a media densità	Imprese che servono oltre 50.000 e 300.000 punti di riconsegna in aree a bassa densità
Imprese che servono oltre 300.000 punti di riconsegna in aree ad alta densità	Imprese che servono oltre 300.000 punti di riconsegna in aree a media densità	Imprese che servono oltre 300.000 punti di riconsegna in aree a bassa densità

20.12 L'analisi condotta sul campione di imprese ha consentito di determinare il costo medio per classe dimensionale e di valutare un indice di differenziazione dei costi in funzione della densità.

20.13 Sulla base di tali dati sono stati determinati, per ciascuna classe di densità e dimensione, i livelli dei costi operativi da riconoscere.

### ***Costi operativi relativi al servizio di misura***

20.14 I costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione dei misuratori sono stati determinati sulla base di un'analisi condotta sui rendiconti annuali separati delle imprese di distribuzione.

20.15 Ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali della componente tariffaria a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione dei misuratori è stato assunto un dato medio relativo al medesimo campione esaminato per l'attività di distribuzione.

20.16 I costi operativi relativi alle funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle misure sono stati determinati sulla base di un'analisi condotta sui rendiconti annuali separati di un campione di imprese di vendita, di dimensione diversa (circa 100 imprese).

20.17 In particolare sono stati considerati i costi relativi al servizio di lettura contatori e gestione dati di consumo.

20.18 In relazione alla forte variabilità dei costi unitari medi riscontrati nel campione esaminato e per attenuare gli effetti delle economie di scala è stata utilizzata la mediana dei costi unitari del campione di imprese.

20.19 Si è proceduto anche a una comparazione dei costi sostenuti per lo svolgimento delle medesime funzioni in altri servizi regolati.

### ***Costi operativi relativi al servizio di commercializzazione***

20.20 I costi relativi al servizio di commercializzazione sono stati individuati sulla base dei dati riportati nei rendiconti separati compilati dalle imprese distributrici nell'anno 2006. La quota parte dei costi relativi all'attività di distribuzione imputabile al servizio di

commercializzazione è stata determinata sulla base dei dati forniti dalle venti imprese distributrici a cui è stato inviato il questionario di approfondimento di cui al punto 20.2.

**Aggiornamento all'anno 2009 dei dati riferiti ai costi operativi relativi all'anno 2006**

20.21 Come indicato nei documenti per la consultazione i dati riferiti ai costi operativi desunti dai rendiconti annuali separati relativi all'anno 2006 sono stati riportati al primo anno del nuovo periodo regolatorio secondo la seguente formula generale, applicata in modo specifico per le singole attività oggetto di regolazione:

$$opex_{09} = opex_{06} * \frac{N_{07}}{N_{06}} * (1 + RPI_{07} - X_3) * (1 + RPI_{08} - X_4) * (1 + RPI_{09} - \bar{X})$$

dove:

- $\frac{N_{07}}{N_{06}}$  è la variazione dei punti di riconsegna serviti tra l'anno 2006 e l'anno 2007, fissata pari a 2,8%;
- $RPI_{07}$  ed  $RPI_{08}$  sono i tassi annui di inflazione rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* per la fissazione dei parametri da impiegare rispettivamente negli anni 2007 e 2008 pari rispettivamente a 1,9% e 1,7%;
- $RPI_{09}$  è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* per la fissazione dei parametri da impiegare per l'anno 2009, pari a 2,4%;
- $X_3$  è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel penultimo anno del secondo periodo di regolazione, pari a 4,6%, al lordo degli incentivi per le aggregazioni;
- $X_4$  è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nell'ultimo anno del secondo periodo di regolazione, pari a 4,4%, al lordo degli incentivi per le aggregazioni;
- $\bar{X}$  è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel terzo periodo di regolazione, calcolato secondo la seguente formula, coerentemente con quanto indicato nel paragrafo 28.2 e seguenti:

$$\bar{X} = 1 - \left( \frac{eff\ opex_{06}}{opex_{06}} \right)^{\frac{1}{5}}$$

dove:

$eff\ opex_{06}$  è il costo efficiente obiettivo fissato in coerenza con quanto indicato nel paragrafo 28.5 e seguenti.

## 21 Valutazione del capitale investito

### *Capitale investito centralizzato e capitale investito di località*

- 21.1 Il capitale investito delle imprese distributrici è stato distinto in due categorie: capitale investito centralizzato e capitale investito di località.
- 21.2 Per ciascuna impresa distributtrice  $c$  è identificato il capitale investito centralizzato, assegnato convenzionalmente al servizio di distribuzione. Il capitale investito centralizzato comprende anche le dotazioni di capitale relative al servizio di commercializzazione.
- 21.3 Per ciascuna località  $i$  servita dalla medesima impresa distributtrice sono identificati il capitale investito di località relativo al servizio di distribuzione e il capitale investito di località relativo al servizio di misura.

### *Determinazione del capitale investito netto centralizzato*

- 21.4 Il capitale investito netto centralizzato è determinato come somma algebrica delle seguenti componenti:
- immobilizzazioni nette centralizzate, determinate sulla base di una valutazione parametrica, dimensionate in funzione del valore assunto dalla variabili di scala nell'anno 2006 e opportunamente rivalutate;
  - capitale circolante netto riferito alle immobilizzazioni centralizzate, calcolato in misura pari allo 0,8% del valore delle immobilizzazioni materiali lorde;
  - poste rettificative, costituite dal fondo trattamento fine rapporto;
  - contributi pubblici in conto capitale e contributi privati.

### *Determinazione del capitale investito netto di località*

- 21.5 Il capitale investito netto per ciascuna località  $i$ , relativo al servizio di distribuzione e il capitale investito netto per ciascuna località  $i$ , relativo al servizio di misura, è determinato come somma algebrica delle seguenti componenti:
- immobilizzazioni nette di località, determinate sulla base della consistenza al 31 dicembre 2006, aumentate delle variazioni intervenute nell'anno 2007 e opportunamente rivalutate;
  - immobilizzazioni in corso di località, valutate sulla base delle consistenze al 31 dicembre 2006, opportunamente rivalutate e tenuto conto delle variazioni intervenute nell'anno 2007;
  - capitale circolante netto riferito alle immobilizzazioni di località, calcolato in misura pari allo 0,8% del valore delle immobilizzazioni materiali lorde;
  - quota parte delle poste rettificative, comprendenti il trattamento fine rapporto, al netto della quota parte relativa al capitale centralizzato. La quota è assegnata a riduzione delle immobilizzazioni nette riconosciute di ciascuna località in funzione dell'incidenza del valore delle immobilizzazioni nette nella medesima località sul totale delle immobilizzazioni nette;
  - contributi pubblici in conto capitale e contributi privati.

### ***Immobilizzazioni di località***

- 21.6 Sono considerati immobilizzazioni di località relative al servizio di distribuzione i cespiti appartenenti alle seguenti tipologie:
- terreni sui quali insistono fabbricati industriali;
  - fabbricati industriali;
  - impianti principali e secondari;
  - condotte stradali;
  - impianti di derivazione (allacciamenti).
- 21.7 Sono considerati immobilizzazioni di località relative al servizio di misura i cespiti appartenenti alle seguenti tipologie:
- gruppi di misura convenzionali;
  - gruppi di misura elettronici.

### ***Immobilizzazioni centralizzate***

- 21.8 In linea generale sono considerate immobilizzazioni centralizzate tutte le tipologie di cespiti materiale diverse da quelle elencate tra i cespiti materiali di località e le immobilizzazioni immateriali.
- 21.9 Ai fini regolatori le immobilizzazioni centralizzate si distinguono in:
- immobili e fabbricati non industriali;
  - altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali, quali ad esempio sistemi di telegestione e telecontrollo, attrezzature, automezzi, sistemi informatici, mobili e arredi, licenze *software*.

### ***Criteri per la valutazione delle immobilizzazioni di località esistenti al 31 dicembre 2006***

- 21.10 Il valore delle immobilizzazioni di località è determinato sulla base dei dati concreti, come disponibili dalle fonti contabili obbligatorie per le singole imprese, applicando il metodo del costo storico rivalutato.
- 21.11 Come visto nella Parte IV della presente relazione, l’Autorità, per la valutazione dello *stock* di immobilizzazioni materiali di località esistente al 31 dicembre 2006 nel secondo documento per la consultazione aveva 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* potesse migliorare l’aderenza ai costi.
- 21.12 I *test* condotti nell’ambito del gruppo di lavoro costituito nell’ambito del procedimento n. 225/07, al fine della definizione di un prezzario per gli elementi della rete di distribuzione hanno però mostrato gravi lacune in ordine alla disponibilità puntuale e stratificata temporalmente dei dati tecnici relativi allo *stock* esistente.
- 21.13 In ragione di ciò, l’Autorità nel terzo documento per la consultazione aveva poi 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 determinazione del valore lordo delle immobilizzazioni di località relative al servizio di distribuzione e al servizio di misura viene effettuato dunque sulla base del metodo del costo storico rivalutato.

- 21.14 La determinazione del valore netto delle immobilizzazioni di località relative al servizio di distribuzione e al servizio di misura viene effettuato sottraendo al valore lordo il valore assunto dal fondo di ammortamento, calcolato assumendo:
- per i cespiti acquisiti fino all'anno 2002 incluso, sulla base della vita utile tecnica delle infrastrutture riportate nella Tabella 15 della deliberazione n. 87/03;
  - per i cespiti acquisiti successivamente all'anno 2002, sulla base della durata convenzionale di cui alla Tabella 2 della deliberazione n. 170/04 per il periodo di ammortamento fino al 2006, sulla base della durata convenzionale di cui alla Tabella 3 della RTDG.
- 21.15 Il perimetro a cui si riferisce la valutazione è quello dei cespiti in esercizio non compresi nei cespiti centralizzati. Ai fini regolatori si considerano come cespiti in esercizio i cespiti, presenti nel bilancio, acquisiti dall'esterno o realizzati internamente ovvero di proprietà del Comune titolare del servizio o di altra società di capitali appositamente costituita ai sensi della normativa vigente, installati e utilizzabili per lo scopo per il quale sono stati acquisiti o realizzati, che non siano stati oggetto di radiazioni o dismissioni, ovvero oggetto di successivi interventi di sostituzione ancorché non radiati e/o dismessi e per i quali il fondo di ammortamento calcolato ai fini regolatori non abbia già coperto il valore lordo degli stessi.
- 21.16 Il costo del cespite in esercizio è pari al costo di acquisizione del medesimo cespite al momento della sua prima utilizzazione ovvero al costo di realizzazione dello stesso, come risulta dalle fonti contabili obbligatorie. Sono esclusi dalla valorizzazione del costo del cespite in esercizio le rivalutazioni economiche e monetarie, altre poste incrementative non costituenti costo storico originario degli impianti, oneri promozionali, concessioni, ivi inclusi gli oneri per il rinnovo e la stipula delle medesime, l'avviamento.
- 21.17 Questa regola generale per l'individuazione del costo storico trova una parziale deroga in alcune fattispecie, qualora non sia disponibile la serie storica:
- acquisizione di cespiti fino al 31 dicembre 2003 nell'ambito di processi di aggregazione societaria. E' definito come processo di aggregazione societaria l'acquisizione di rami d'impresa da parte di altra impresa distributrice, la fusione di due o più imprese distributrici o l'incorporazione di un'impresa distributrice da parte di altra impresa distributrice. Sono escluse da questa definizione le acquisizioni di pacchetti azionari e le trasformazioni di soggetti giuridici;
  - acquisizioni in occasione di subentro nella gestione del servizio a seguito di affidamento mediante gara ai sensi dell'articolo 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00;
  - conferimenti al momento della costituzione di aziende speciali ai sensi delle disposizioni di cui alla legge 8 giugno 1990, n. 142 e di società per azioni ai sensi delle disposizioni di cui alla legge 23 dicembre 1992, n. 498. Più in generale la costituzione o la trasformazione di soggetti giuridici operate in applicazione di disposizioni di legge. Rientrano in questo ambito, a titolo esemplificativo, anche le trasformazioni da azienda speciale in società per azioni operate a seguito delle disposizioni introdotte con il decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267.
- 21.18 Nel primo caso è stata prevista una limitazione alle operazioni effettuate fino al 31 dicembre 2003, in quanto l'Autorità ritiene che con la pubblicazione della deliberazione n. 87/03, che ha introdotto l'applicazione del criterio del costo storico rivalutato, fosse a tutti nota l'esigenza di disporre di dati storici originari stratificati. In occasione delle aggregazioni societarie successive alla pubblicazione della deliberazione n. 87/03 le parti ben avrebbero potuto concordare il trasferimento delle fonti contabili necessarie per una puntuale ricostruzione del valore degli *asset* a costi storici rivalutati, in coerenza con le disposizioni

della medesima deliberazione n. 87/03. L'Autorità ritiene che dopo tale data questa sia da considerarsi come una prassi efficiente che consente tra l'altro all'impresa acquirente di valutare in modo puntuale il valore ai fini regolatori degli *asset* acquisiti:

- 21.19 Le altre due fattispecie rientrano nell'ambito delle situazioni necessitate *ex lege*, in relazione alle quali è parso opportuno prevedere una deroga al principio generale previsto per la ricostruzione dei costi storici
- 21.20 Per tutti i casi di deroga l'Autorità ha previsto alcune disposizioni specifiche per la ricostruzione del costo storico.
- 21.21 In particolare è stata individuata una regola per la determinazione convenzionale dell'anno di acquisizione del cespite. L'anno di acquisizione è determinato sottraendo dall'anno di prima iscrizione nelle fonti obbligatorie un numero di anni pari alla differenza tra la vita convenzionale utile ai fini regolatori - determinata con riferimento alla deliberazione n. 87/03, per gli anni fino al 2002 incluso, e alla deliberazione n. 170/04 per l'anno 2003 – e la vita residua.
- 21.22 La vita residua viene a questo scopo ricostruita implicitamente a partire dai valori iscritti nei libri obbligatori, rapportando il valore netto di prima iscrizione al costo originario di prima iscrizione. Il rapporto tra valore netto di prima iscrizione e il costo originario di prima iscrizione indica la quota parte del valore residuo del cespite che deve essere ammortizzato negli anni di vita residua. Tale rapporto se applicato alla vita convenzionale utile ai fini regolatori - determinata con riferimento alla deliberazione n. 87/03, per gli anni fino al 2002 incluso, e alla deliberazione n. 170/04 per l'anno 2003 – esprime quindi il numero di anni di vita residua.
- 21.23 L'individuazione dell'anno  $t$  di acquisizione a mezzo del procedimento sopra descritto è necessario per poter calcolare il costo storico riferito al medesimo anno di acquisizione  $t$ . A questo scopo è sufficiente riportare all'anno  $t$  il valore lordo iscritto nei libri contabili nell'anno  $p$ , applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi.
- 21.24 Va precisato che restano in ogni caso escluse dalla valorizzazione del capitale investito le poste contabili iscritte come avviamento ed eventuali rivalutazioni economiche e monetarie successive all'acquisizione, al pari di altre poste incrementative eventualmente iscritte successivamente all'acquisizione.
- 21.25 Ai fini della determinazione del costo originario di prima iscrizione da utilizzarsi ai fini della determinazione dell'anno di acquisizione  $t$ , qualora il costo originario di prima iscrizione medesimo risulti rilevato nelle fonti contabili obbligatorie in anni diversi da quello in cui è avvenuta la fusione, il costo originario stesso è calcolato correggendo il valore iscritto nelle fonti contabili obbligatorie con riferimento all'anno  $p$  mediante applicazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, in modo tale da ottenere un valore espresso a prezzi correnti dell'anno  $p$  di iscrizione nelle fonti contabili obbligatorie. In merito si deve infatti assumere che il valore iscritto nell'anno  $p$  sia in ogni caso frutto di una valutazione a prezzi dell'anno di fusione  $f$ .
- 21.26 Anche per la valutazione del valore netto di prima iscrizione, impiegato per la determinazione dell'anno di acquisizione  $t$ , è fornita una regola per la ricostruzione del fondo di ammortamento pro-forma all'anno di prima iscrizione. A questo scopo si sottrae dal valore del fondo di ammortamento iscritto nei libri contabili e riferito all'anno  $f$  di fusione la somma delle quote di ammortamento relative al periodo che va dall'anno di iscrizione nei libri contabili  $p$  all'anno di fusione  $f$ , utilizzando l'aliquota di ammortamento in base alla quale sono stati iscritti gli ammortamenti con riferimento al periodo che va dall'anno di iscrizione  $p$  all'anno di fusione  $f$  o, in alternativa utilizzando le aliquote di ammortamento adottate dall'impresa distributrice al momento della fusione. Nel caso in cui questo porti a

una valutazione negativa del fondo ammortamento pro-forma ricostruita all'anno  $p$ , il medesimo viene posto pari a zero.

BOX 1

In merito si ritiene opportuno presentare un semplice esempio. Si ipotizzi che una certa impresa distributrice TUBOGAS nell'anno 2000 abbia incorporato per fusione la società CONDOTTAGAS. Si ipotizzi che sia stato in particolare acquisito un cespite appartenente alla tipologia *condotte stradali* del valore lordo di 100 euro ( $VL_{lib}$ ). L'impresa TUBOGAS ha iscritto il cespite nel proprio libro cespiti nell'anno 1990 per un valore lordo di 100 euro. Si assuma poi che l'impresa TUBOGAS abbia adottato per la determinazione degli ammortamenti relativi alla tipologia di cespiti *condotte stradali* una vita utile pari a 40 anni. Il valore del fondo ammortamento iscritto nel libro cespiti dell'impresa TUBOGAS nell'anno 2000 è pari a 32,5 euro.

Ai fini della compilazione del questionario predisposto dalla Direzione Tariffe, l'impresa TUBOGAS procede innanzitutto alla determinazione del costo originario di prima acquisizione ( $VL$ ), secondo quanto disposto al comma 13.5 della RTDG:

$$VL = VL_{lib} * \frac{d_f}{d_p} = euro(100 * \frac{1,168}{1,619}) = euro72,14.$$

Successivamente l'impresa deve determinare l'anno  $t$  di prima acquisizione. A questo scopo deve determinare in primo luogo il valore  $VN$ , applicando le disposizioni contenute nel comma 13.6 della RTDG. Ai fini della determinazione del fondo ammortamento pro-forma, riferito all'anno di prima acquisizione, l'impresa deve sottrarre dal fondo ammortamento iscritto nel libro cespiti nell'anno della fusione, pari a 32,5 euro, la quota parte del fondo ammortamento che si è formata dall'anno ( $p$ ) di prima iscrizione all'anno ( $f$ ) di fusione, calcolata sulla base delle aliquote di ammortamento applicate dall'impresa medesima.

Nel caso in esame, il fondo di ammortamento pro-forma riferito all'anno 1990 è calcolato secondo la seguente formula:

$$F_{Apr} = euro[32,5 - \frac{100}{40} * (2000 - 1990)] = euro7,5$$

Il valore netto di prima iscrizione ( $VN$ ) è quindi pari a euro  $(100 - 7,5) * \frac{1,168}{1,619}$ , ossia euro 66,73. Ci sono ora tutti gli elementi per determinare l'anno di prima acquisizione  $t$ . Il numero di anni da sottrarre all'anno di prima iscrizione ( $p=1990$ ) è pari a  $50 - \frac{66,73}{72,14} * 50 = 3,75$  anni, arrotondato a 4 anni. Quindi l'anno di prima acquisizione è il 1986. Il costo storico  $CA$ , di cui al comma 13.2 da iscrivere nell'anno 1986 è pari a euro 58,25.

21.27 Per quanto riguarda invece la valutazione dei cespiti acquisiti all'interno di processi di aggregazione societaria avvenuti successivamente al 31 dicembre 2003, ai fini tariffari la valorizzazione dei cespiti è effettuata in modo tale che l'onere posto in capo ai clienti finali non sia superiore a quello che i medesimi avrebbero sostenuto per la remunerazione del capitale e gli ammortamenti nell'ipotesi di continuità nella gestione.

- 21.28 L'Autorità ha previsto poi un obbligo generalizzato per le imprese cessionarie di acquisire i dati rilevanti come desumibili dalle fonti contabili obbligatorie delle imprese cedenti e per le imprese cedenti di rendere disponibili i dati rilevanti desumibili dalle loro fonti contabili obbligatorie. Tale obbligo si applica anche nei casi di subentro nella gestione a seguito di affidamento mediante gara.
- 21.29 Completa il quadro delle regole per la determinazione del costo storico rivalutando una norma che disciplina la procedura di ricostruzione per i casi di serie storiche non dettagliate per località e tipologia di cespiti. Tale procedura non si applica comunque mai nel caso in cui non sia disponibile la stratificazione storica.
- 21.30 In questi casi è necessario che l'impresa distributrice individui il valore aggregato da ripartire, trovandone la corrispondenza nelle fonti contabili obbligatorie. Tale valore potrà essere un aggregato riferito a più categorie di cespiti, a più località, o, ancora, a più categorie e a più località.
- 21.31 La procedura prevede che in primo luogo il valore aggregato sia ripartito per località. A questo scopo deve essere utilizzato come *driver* un dato relativo alla consistenza fisica dei beni presenti nelle diverse località. La ripartizione per categorie di cespiti è effettuata sulla base di criteri di ragionevolezza, coerenza con le informazioni deducibili dalle fonti contabili obbligatorie e con le consistenze fisiche.
- 21.32 L'impresa distributrice è tenuta a predisporre in tali casi una dichiarazione scritta, a firma del proprio rappresentante legale, che contenga il dettaglio delle informazioni non disponibili e le ragioni dell'indisponibilità dei singoli dati.

#### ***Aggiornamento all'anno 2009 del valore delle immobilizzazioni di località***

- 21.33 L'aggiornamento all'anno 2009 dei valori delle immobilizzazioni di località riferiti all'anno 2006 viene effettuato con un processo a due stadi.
- 21.34 In primo luogo si determinano i valori al 31 dicembre 2007, correggendo per l'inflazione i dati riferiti al 31 dicembre 2006 (applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi determinato in modo tale che il coefficiente relativo all'anno 2007 sia pari a 1) e sommandovi algebricamente le variazioni relative a nuovi investimenti, dismissioni, alienazioni, riclassifiche e variazione dei lavori in corso nell'anno 2007.
- 21.35 Il secondo stadio prevede che i valori riferiti al 31 dicembre 2007 siano corretti per l'inflazione applicando il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito al periodo I trimestre 2008 – IV trimestre 2008, che risulta l'ultimo disponibile alla data del 21 aprile 2009.

#### ***Criteri per la valutazione delle immobilizzazioni centralizzate esistenti al 31 dicembre 2006***

- 21.36 Il valore delle immobilizzazioni centralizzate è determinato sulla base di criteri parametrici.
- 21.37 Per la valutazione delle immobilizzazioni centralizzate l'Autorità nel secondo documento per la consultazione aveva prospettato due ipotesi:
- valutazione sulla base del costo storico;
  - valutazione a costi *standard*.
- 21.38 Nel terzo documento per la consultazione l'Autorità aveva poi proposto l'adozione del criterio di valutazione a costi *standard* limitatamente alla valutazione degli *immobili dei fabbricati non industriali*, mentre per la valutazione delle altre immobilizzazioni centralizzate aveva optato per una valutazione basata sui dati di bilancio.

- 21.39 La procedura per la determinazione a costi *standard* del valore degli *immobili e fabbricati non industriali*, come prospettata nel terzo documento per la consultazione avrebbe comportato un certo onere amministrativo sia in sede di compilazione, sia in sede di controllo, per la necessità di individuare correttamente i valori unitari da applicare nella banca dati “Agenzia del Territorio – OMI”. Peraltro il principale vantaggio di tale approccio - fornire incentivi alle imprese per una gestione efficiente - è proprio anche di un approccio basato sui costi medi di settore, che risulta, per contro, meno oneroso sotto il profilo della gestione amministrativa.
- 21.40 L’Autorità, sulla base di tali considerazioni, ha ritenuto preferibile uniformare i criteri per la valutazione dei costi unitari di capitale da riconoscere alle imprese e ha disposto l’adozione del costo medio di bilancio anche per la valutazione di *immobili e fabbricati non industriali*.
- 21.41 I valori di riferimento per l’anno 2006 sono stati determinati sulla base di un’analisi puntuale dei dati relativi a un campione di 82 imprese distributrici. Tale campione rappresenta circa il 27% delle imprese distributrici, a cui corrisponde un grado di copertura, in termini di punti di riconsegna serviti, pari a circa l’87%.
- 21.42 Il valore medio unitario di *immobili e fabbricati non industriali* è risultato pari, con riferimento all’anno 2006, a 24,00 euro per punto di riconsegna servito, mentre il valore netto relativo alle *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* dell’impresa distributtrice esistenti al 31 dicembre 2006 è stato fissato pari a 22,00 euro per punto di riconsegna.
- 21.43 Per la determinazione del valore unitario relativo a *immobili e fabbricati non industriali* si è assunto il valore delle immobilizzazioni nette relative alle categorie di cespiti *Terreni e fabbricati dei servizi comuni*, delle *funzioni operative condivise* e dei *valori non attribuiti*, come desumibili dai bilanci delle imprese distributrici dell’anno 2006 e attribuiti pro-quota alle attività di distribuzione e misura.
- 21.44 Per la determinazione del valore unitario relativo ad *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* si è assunto il valore delle immobilizzazioni nette riportate:
- nella categoria *Attrezzature industriali e commerciali*, ad esclusione dei costi relativi ai gruppi di misura e nella categoria *Altre immobilizzazioni* delle singole attività di distribuzione e misura;
  - di tutte le immobilizzazioni materiali e immateriali relative ai servizi comuni, alle funzioni operative condivise e a quelle non attribuibili, attribuite pro-quota alle attività di distribuzione e misura;
  - di tutte le immobilizzazioni immateriali, ad esclusione degli oneri di concessione capitalizzati e dell’avviamento, specifici delle attività di distribuzione e misura.

#### ***Aggiornamento all’anno 2009 del valore delle immobilizzazioni centralizzate***

- 21.45 L’aggiornamento all’anno 2009 viene effettuato correggendo per l’inflazione il valore delle immobilizzazioni centralizzate determinato con riferimento al 31 dicembre 2006, tenendo conto della variazione del valore delle immobilizzazioni nell’anno 2007.
- 21.46 Per quanto riguarda gli *immobili e fabbricati non industriali*, la variazione del valore delle immobilizzazioni nette nell’anno 2007 è determinato in funzione della variazione del numero di punti di riconsegna serviti. In merito l’Autorità ritiene peraltro che la funzione che lega il costo al numero di *punti di riconsegna serviti* non sia del tutto lineare. In particolare l’Autorità ritiene che solo qualora la variazione del numero dei punti di riconsegna superi

una certa soglia, il costo relativo a *immobili e fabbricati non industriali* possa variare. Tale soglia è stata fissata al 10%.

21.47 Per quanto riguarda le *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*, la variazione relativa all'anno 2007 è determinata come variazione media per punto di riconsegna, riferita all'insieme delle imprese distributrici operanti sul territorio nazionale.

21.48 In termini analitici, l'aggiornamento all'anno 2009 è effettuato secondo quanto di seguito riportato. Il valore degli *immobili e fabbricati non industriali*,  $IMN_{06}^{FAB}$ , viene aggiornato applicando la seguente formula:

$$IMN_{09}^{FAB} = NUA_{08,c} * VSF_{06} * ifl_{07} * (1 + dfl_{08}) * \left( \frac{NUA_{06,c}}{NUA_{08,c}} \right) \quad \text{se } |\Delta NUA_{08,06,c}| > 0,1$$

$$IMN_{09}^{FAB} = NUA_{08,c} * VSF_{06} * ifl_{07} * (1 + dfl_{08}) \quad \text{se } |\Delta NUA_{08,06,c}| \leq 0,1$$

dove:

- $NUA_{06,c}$  è il numero di punti di riconsegna serviti al 31 dicembre 2006, come definito nella RTDG;
- $NUA_{08,c}$  è il numero di punti di riconsegna serviti al 31 dicembre 2008;
- $VSF_{06}$  è il valore medio unitario di immobili e fabbricati non industriali, come definito nella RTDG;
- $ifl_{07}$  è il valore assunto dal deflatore degli investimenti con riferimento all'anno 2006, quando l'anno base è il 2007 (coefficiente relativo all'anno 2007 è pari a 1);
- $dfl_{08}$  è il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito al periodo I trimestre 2008 – IV trimestre 2008, che risulta l'ultimo disponibile alla data del 21 aprile 2009;

- $\Delta NUA_{08,06,c} = \frac{NUA_{08,c} - NUA_{06,c}}{NUA_{06,c}}$ .

21.49 Il valore delle *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* aggiornato al 2009 è determinato secondo la seguente formula:

$$IMN_{09,c}^{ALT} = NUA_{08,c} * VSN_{06} * ifl_{07} * (1 + dfl_{08}) * \left( 1 + \frac{\sum_c \Delta IMN_{07,c}^{ALT}}{\sum_c IMN_{06,c}^{ALT}} \right) * \left( \frac{\sum_c NUA_{06,c}}{\sum_c NUA_{08,c}} \right)$$

dove:

- $VSN_{06}$  è il valore medio unitario delle *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*, come definito nella RTDG;
- $\Delta IMN_{07,c}^{ALT} = \left[ NI_{07,c}^{ALT} - DismNette_{07,c}^{ALT} - (AMA_{06}^{ALT} * NUA_{06,c} * ifl_{07}) \right]$

con:

- $NI_{07,c}^{ALT}$  è il valore dei nuovi investimenti realizzati dall'impresa distributrice c nell'anno 2007, al netto delle immobilizzazioni in corso;

- $DismNette_{07,c}^{ALT}$  è il valore delle dismissioni nette rivalutate (cespiti dismessi) dichiarate per l'anno 2007 dalle singole società;
- $AMA_{06}^{ALT}$  è l'ammontare unitario per punto di riconsegna a copertura degli ammortamenti relativi alle *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*, come definito nella RTDG.

### **Valutazione delle poste rettificative**

- 21.50 Le poste rettificative sono riconducibili sostanzialmente al fondo trattamento fine rapporto. Il valore delle poste rettificative è fissato pari al valore comunicato dall'impresa distributrice nell'apposito questionario in occasione dell'invio della richiesta di determinazione della tariffa di riferimento.
- 21.51 Le poste rettificative, riferite a ciascuna impresa distributrice  $c$ , sono poi ripartite ai fini della determinazione del capitale investito netto centralizzato e del capitale investito netto di località.
- 21.52 La ripartizione delle poste rettificative tra poste centralizzate e poste di località è effettuata, per ciascuna impresa distributrice  $c$ , sulla base del valore netto delle immobilizzazioni, come determinate con riferimento al 31 dicembre 2006. In termini analitici

- $$PosteRett_{06,c}^{CEN} = \frac{IMN_{06,c}^{CEN}}{TotIMN_{06,c}} \times PR_{06,c}$$
- $$PosteRett_{06,c}^{LOC} = PR_{06,c} - PosteRett_{06,c}^{CEN}$$

dove:

- $PR_{06,c}$  è il valore delle poste rettificative dell'impresa distributrice  $c$  relative all'anno 2006, come riportate nel bilancio dell'impresa distributrice;
- $PosteRett_{06,c}^{CEN}$  è il valore delle poste rettificative dell'impresa distributrice  $c$  relative all'anno 2006, assegnate al capitale centralizzato;
- $PosteRett_{06,c}^{LOC}$  è il valore delle poste rettificative dell'impresa distributrice  $c$  relative all'anno 2006, complessivamente assegnate al capitale di località;
- $$TotIMN_{06,c} = IMN_{06,c}^{CEN} + \sum_i IMN(dis)_{06,c,i} + \sum_i IMN(mis)_{06,c,i}$$

con:

- $IMN_{06,c}^{CEN}$  è il valore delle immobilizzazioni nette centralizzate, pari alla somma del valore delle immobilizzazioni nette relativo a *immobili e fabbricati non industriali* e al valore delle immobilizzazioni nette relativo a *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* dell'impresa distributrice  $c$ , esistenti al 31 dicembre 2006;
- $IMN(dis)_{06,c,i}$  è il valore delle immobilizzazioni nette, riferite all'attività di distribuzione, della località  $i$  dell'impresa distribuzione  $c$ , al 31 dicembre 2006;
- $IMN(mis)_{06,c,i}$  è il valore delle immobilizzazioni nette, riferite all'attività di misura, della località  $i$  dell'impresa distribuzione  $c$ , al 31 dicembre 2006.

21.53 Le poste rettificative di località sono suddivise tra le attività di distribuzione e di misura in funzione dell'incidenza del valore delle immobilizzazioni nette di ciascuna attività sul totale delle immobilizzazioni di località. In termini analitici:

$$\bullet \text{ } Poste\ Rett_{06,c}^{DIS} = \frac{\sum_i IMN(dis)_{06,c,i}}{\sum_i IMN(dis)_{06,c,i} + \sum_i IMN(mis)_{06,c,i}} \times Poste\ Rett_{06,c}^{LOC}$$

$$\bullet \text{ } Poste\ Rett_{06,c}^{MIS} = Poste\ Rett_{06,c}^{LOC} - Poste\ Rett_{06,c}^{DIS}$$

21.54 Considerando il peso delle immobilizzazioni nette di ciascuna località sul totale immobilizzazioni nette di località relativa a ciascuna attività, si ottiene il valore delle poste rettificative da attribuire all'attività di distribuzione e all'attività di misura in ciascuna delle località  $i$  servita dall'impresa distributrice  $c$ :

$$\bullet \text{ } Poste\ Rett_{06,c,i}^{DIS} = \frac{IMN(dis)_{06,c,i}}{\sum_i IMN(dis)_{06,c,i}} \times Poste\ Rett_{06,c}^{DIS}$$

$$\bullet \text{ } Poste\ Rett_{06,c,i}^{MIS} = \frac{IMN(mis)_{06,c,i}}{\sum_i IMN(mis)_{06,c,i}} \times Poste\ Rett_{06,c}^{MIS}$$

21.55 I valori delle poste rettificative calcolati in relazione all'anno 2006, sono successivamente aggiornati all'anno 2009, secondo la seguente formula generale:

$$Poste\ Rett_{09} = Poste\ Rett_{06} * ifl_{07} * (1 + dfl_{08}).$$

### **Valutazione del capitale circolante netto**

21.56 Ai fini della fissazione dei livelli iniziali del capitale investito centralizzato e del capitale investito netto per ciascuna località  $i$  per il terzo periodo di regolazione, per ciascuna impresa distributrice  $c$ , viene determinato, come posta positiva di capitale netto, il valore del capitale circolante netto, convenzionalmente fissato pari allo 0,8% del valore delle immobilizzazioni materiali lorde.

21.57 L'Autorità nel primo documento per la consultazione aveva espresso l'intenzione di determinare il capitale circolante netto, fissandolo pari all'1% del valore delle infrastrutture a inizio periodo regolatorio, in linea con quanto previsto per il settore elettrico.

21.58 In esito alla prima consultazione la maggior parte degli operatori ha condiviso la determinazione in misura convenzionale del capitale circolante netto, suggerendo però di stabilire il valore del capitale circolante netto in funzione del valore lordo delle immobilizzazioni, anziché sul valore netto.

21.59 L'Autorità ha ritenuto corretto determinare il valore del capitale circolante netto in via parametrica assumendo come base di riferimento il valore lordo delle immobilizzazioni materiali lorde, anziché nette. Anche in relazione all'esperienza del settore elettrico ha però ritenuto opportuno fissare il livello del capitale circolante netto riconosciuto ai fini regolatori pari allo 0,8% valore delle immobilizzazioni nette.

21.60 Per quanto riguarda le immobilizzazioni centralizzate, il valore lordo su cui è calcolato il valore parametrico del capitale circolante è assunto, sulla base dei dati riscontrati nel campione esaminato, pari al 51% del valore lordo delle immobilizzazioni centralizzate.

21.61 I valori del capitale circolante netto, calcolati in relazione all'anno 2006, sono successivamente aggiornati all'anno 2009, secondo la seguente formula generale:

$$Capcirc_{09} = Capcirc_{06} * ifl_{07} * (1 + dfl_{08})$$

dove:

- $Capcirc_{06}$  è il valore del capitale circolante netto al 31 dicembre 2006.

### **Trattamento dei contributi**

21.62 Ai fini della fissazione dei livelli iniziali del capitale investito centralizzato e del capitale investito netto per ciascuna località  $i$  per il terzo periodo di regolazione, per ciascuna impresa distributrice  $c$ , viene determinato, come posta negativa di capitale netto, il valore dei contributi ricevuti dalle imprese.

21.63 Nel calcolo relativo al capitale investito centralizzato sono stati considerati i *contributi pubblici in conto capitale* percepiti e le relative quote di degrado. Nel calcolo del capitale investito di località sono stati considerati i *contributi pubblici in conto capitale* percepiti, i *contributi privati* comunque addebitati fino all'anno 1999, i *contributi privati* capitalizzati a partire dall'anno 2000 e le relative quote di degrado.

21.64 Le scelte relativamente ai contributi e alle relative quote di degrado da considerare sono state effettuate in modo da riflettere il trattamento che i medesimi contributi hanno avuto nel passato ai fini regolatori. La ricostruzione è stata effettuata tenendo conto dei diversi regimi fiscali e dei criteri di contabilizzazione indicati nei principi contabili nazionali.

21.65 Per quanto riguarda i contributi pubblici in conto capitale, in relazione al momento in cui i contributi hanno avuto effetto sulle determinazioni tariffarie, l'Autorità ha distinto, in primo luogo, due periodi: periodo di vigenza dei provvedimenti del Comitato interministeriale prezzi (Cip) e dei decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (1956-1999) e periodo di vigenza dei provvedimenti dell'Autorità (2000-2006). I provvedimenti Cip prevedevano che i contributi fossero portati in deduzione degli investimenti. Di riflesso il costo di capitale riconosciuto in tariffa sconta il contributo percepito dall'impresa. E' corretto dunque che i contributi relativi a tale periodo siano degradati.

21.66 Per quanto riguarda il momento in cui i contributi hanno avuto effetto sulle determinazioni tariffarie, in relazione ai *contributi pubblici in conto capitale*, l'Autorità ha distinto due periodi: periodo fino all'anno 1997, durante il quale il livello dei contributi percepiti può aver avuto effetto sulle determinazioni tariffarie del Cip; periodo a partire dall'anno 1998, durante il quale gli effetti si producono sulle decisioni dell'Autorità stessa.

21.67 Di conseguenza i *contributi pubblici in conto capitale* percepiti fino all'anno 1997 sono oggetto di degrado fino all'anno 1999.

21.68 Il trattamento dei contributi per gli anni successivi al 1999 è stato poi articolato in funzione della regolazione tariffaria introdotta con le deliberazioni dell'Autorità, in particolare con la deliberazione n. 237/00 e con la deliberazione n. 173/04. Come si evince dalla relazione tecnica che accompagna la deliberazione n. 237/00, i contributi sono stati considerati sia ai fini della determinazione dei costi operativi, sia ai fini della determinazione del livello del capitale investito<sup>3</sup>. Sono stati ammessi a degrado solo i contributi capitalizzati che non siano

---

<sup>3</sup> "I costi totali iscritti in bilancio e relativi alla gestione caratteristica della distribuzione e vendita al dettaglio del gas, sono stati riconosciuti al netto dei costi operativi attribuibili ai ricavi compensativi (contributi di allacciamento, proventi diversi, ecc) e alle attività capitalizzate"(paragrafo 4.5 della Relazione tecnica alla deliberazione n. 237/00).

stati considerati, sul piano contabile, come parte integrante del patrimonio netto. In altri termini si è ritenuto corretto degradare i soli contributi capitalizzati che sono stati successivamente rilasciati in quote annuali e che hanno quindi avuto effetto sulla determinazione del risultato economico. Sulla base di questo criterio sono stati individuati tre sottoinsiemi:

- contributi percepiti fino all'anno 1992. Tali contributi non sono stati degradati in quanto la disciplina fiscale fino a quella data ammetteva la non imponibilità dei contributi qualora i medesimi fossero contabilizzati come parte integrante del patrimonio netto e anche la disciplina dei principi contabili nazionali ammetteva l'impiego di tale metodo di contabilizzazione;
- contributi percepiti dall'anno 1993 all'anno 1997. La non imponibilità dei contributi, di cui al punto precedente, è ammessa nei limiti del 50%;
- contributi percepiti dopo l'anno 1998. Cessa il trattamento fiscale agevolato. I contributi nella generalità dei casi sono considerati, sul piano contabile, come un ricavo che si manifesta in via anticipata e che deve affluire gradatamente al conto economico in relazione alla vita utile dei cespiti.

21.69 Per il primo dei tre sottoinsiemi individuati, successivamente all'anno 1999 non è stato ammesso degrado, in quanto nei bilanci delle imprese distributrici relative all'anno 1998 tali contributi non hanno riflessi sul conto economico e pertanto non hanno influenzato il dimensionamento del costo da riconoscere a copertura dei costi operativi. Per il secondo dei tre sottoinsiemi è stato riconosciuto un degrado pari al 50% dei contributi percepiti, coerentemente con quanto previsto dalla normativa fiscale. Per il terzo sottoinsieme è stato invece ammesso il degrado, in quanto, sul piano contabile è stato superato il metodo del patrimonio netto, quale criterio di contabilizzazione dei contributi pubblici in conto capitale.

21.70 Per quanto riguarda i contributi privati si è ritenuto corretto ammettere il degrado per tutti i contributi percepiti considerati come posta rilevante ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto, in quanto per tali contributi non è mai risultato applicato il criterio di considerare tali contributi quali parte integrante del patrimonio netto.

21.71 In coerenza con l'impostazione adottata per la definizione dei costi operativi, a partire dall'aggiornamento tariffario per l'anno 2011 i contributi pubblici in conto capitale addebitati e i contributi privati, comunque percepiti, saranno portati interamente in deduzione dal capitale investito. I contributi ai fini regolatori sono trattati come una posta di patrimonio netto che non ha riflessi sul conto economico, indipendentemente dal trattamento contabile.

### ***Gradualità***

21.72 In relazione alla modifica nelle regole di determinazione del valore del capitale investito netto, al fine di mitigarne l'effetto su clienti finali e imprese, l'Autorità ha ritenuto opportuna l'introduzione di un apposito meccanismo di gradualità che ne diluisca l'impatto nel tempo.

21.73 In particolare l'Autorità ha ritenuto di definire un periodo della durata di quattro anni, durante il quale i nuovi criteri di valorizzazione del capitale investito netto possano trovare graduale applicazione.

---

“(…) Il capitale netto, a cui è pertanto riconosciuta una congrua remunerazione, è assunto pari alla metà del capitale lordo, in considerazione delle condizioni di ammortamento accelerato consentite dai criteri di determinazione tariffaria vigenti e dei contributi ricevuti dagli esercenti da parte di utenti, enti locali, enti nazionali o comunitari.” (paragrafo 4.7 della relazione tecnica alla deliberazione n. 237/00)

- 21.74 La verifica delle condizioni per l'attivazione del meccanismo di gradualità è effettuata in relazione al valore del capitale investito determinato con riferimento all'aggregato nazionale, mentre la determinazione degli importi di gradualità è calcolato con riguardo alla singola impresa distributrice.
- 21.75 L'attivazione del meccanismo di gradualità è prevista qualora a seguito della valutazione del capitale investito netto secondo i nuovi criteri definiti nella RTDG risulti una variazione, positiva o negativa, del valore del medesimo capitale investito netto aggregato a livello nazionale per tutte le imprese distributrici di gas naturale, superiore al 5% del valore riconosciuto alle medesime imprese con riferimento all'anno termico 2007-2008, corretto applicando la variazione relativa del deflatore per gli investimenti fissi lordi e per tenere conto delle variazioni del capitale investito netto intervenute nell'anno 2007.
- 21.76 Il singolo ammontare di gradualità è calcolato per ciascuna impresa distributrice applicando un coefficiente di gradualità  $cg$  alla differenza tra il valore del capitale investito netto determinato secondo i criteri di valutazione definiti nella RTDG e il valore del capitale investito netto calcolato per le determinazioni tariffarie relative all'anno termico 2007-2008, corretto applicando la variazione del deflatore per gli investimenti fissi lordi e considerando le variazioni del capitale investito netto intervenute nell'anno 2007.
- 21.77 Il coefficiente di gradualità  $cg$  assume valore 0,75 con riferimento all'anno 2009 e successivamente decresce di 0,25 per ciascun anno, fino a raggiungere il valore 0 nell'anno 2012.

## 22 Determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito

- 22.1 Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto è stato fissato con modalità coerenti con quelle adottate nel secondo periodo di regolazione e con quelle applicate nella regolazione tariffaria delle infrastrutture locali nel settore elettrico. Il tasso è stato fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e debito) una remunerazione in linea con quella che avrebbero potuto ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio.
- 22.2 Il tasso di rendimento del capitale investito è stato determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), considerando un rapporto tra debito e capitale di rischio pari a 5/10 ed utilizzando la seguente formula per determinare un tasso reale *pre-tax*:

$$WACC(pre\ tax) = \left[ \frac{1 + \left( \frac{Ke}{(1-T)} * \frac{E}{(E+D)} + Kd * \frac{(1-tc)}{(1-T)} * \frac{D}{(E+D)} \right)}{1+rpi} \right] - 1$$

dove:

- $Ke$  è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- $E$  è il capitale di rischio;
- $D$  è l'indebitamento;
- $Kd$  è il tasso di rendimento nominale sull'indebitamento;
- $tc$  è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari;
- $T$  è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'IRAP) sul risultato d'esercizio;
- $rpi$  è il tasso di inflazione.

- 22.3 Con riferimento al tasso di rendimento del capitale di rischio è stato utilizzato il modello del *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio.
- 22.4 La remunerazione del capitale di rischio deve garantire agli investitori un premio per esporsi al rischio sistematico che, essendo correlato con l'andamento del mercato finanziario, non può essere evitato dagli operatori attraverso una opportuna politica di diversificazione di portafoglio. Il rischio non sistematico non giustifica invece un premio di rendimento per gli investitori, in quanto gli stessi possono ridurlo, fino praticamente ad eliminarlo, attraverso la diversificazione di portafoglio.
- 22.5 Il rendimento atteso dall'investimento in una attività  $i$  è determinato dal *CAPM* come:

$$K_e = RF + ERP * \beta_i$$

dove:

- $RF$  è il tasso di rendimento di attività prive di rischio;
  - $ERP$  è il premio per il rischio di mercato, ovvero il premio, rispetto al rendimento di attività prive di rischio, che gli investitori richiedono per detenere attività con rischio pari a quello medio di mercato;
  - $\beta_i$  è la misura del rischio sistematico dell'attività. Tale parametro indica il grado di rischio sistematico, e quindi non diversificabile, di un'attività.
- 22.6 In relazione al livello del tasso di rendimento delle attività prive di rischio da assumere come base per la determinazione del costo medio ponderato del capitale investito riconosciuto, si è confermato l'utilizzo della media di 12 mesi (1 ottobre 2007 – 30 settembre 2008) dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia. Il tasso delle attività prive di rischio è pertanto stato fissato pari al 4,65%.
- 22.7 In merito al *market risk premium*, l'Autorità ha confermato il livello del 4,00% già adottato nel precedente periodo regolatorio e in uso anche per la regolazione del servizio elettrico. L'Autorità ritiene che il livello del *market risk premium* non possa essere adattato per tenere conto delle variazioni riscontrate in archi temporali di limitata estensione.
- 22.8 Per quanto riguarda il livello del rischio sistematico, per l'attività di distribuzione l'Autorità ha confermato il livello adottato per il secondo periodo di regolazione. Durante la consultazione non sono state portate evidenze tali da giustificare una revisione del livello del  $\beta$  levered. Se da un lato peraltro è vero che le incertezze del quadro normativo possa in qualche misura comportare un accrescimento del livello di rischio, dall'altro lato l'andamento riscontrato dopo l'acuirsi delle turbolenze nei mercati finanziari ha mostrato come il profilo di rischio per le società regolate risulti particolarmente contenuto. I principali titoli delle società completamente regolate hanno infatti confermato il ruolo di titoli rifugio al pari dei titoli di stato o delle obbligazioni.
- 22.9 Per la definizione del livello di rischio sistematico per l'attività di misura, l'Autorità ha ritenuto di dare seguito agli orientamenti già formulati nei documenti per la consultazione. Il livello del  $\beta$  levered da applicare per la remunerazione del capitale investito nella misura è stato dunque fissato maggiorando il livello del  $\beta$  levered riconosciuto per l'attività di distribuzione con l'applicazione di un coefficiente pari al rapporto tra il  $\beta$  levered riconosciuto per l'attività di misura dell'energia elettrica e il  $\beta$  levered riconosciuto per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica.

- 22.10 L'Autorità ha ritenuto opportuno mantenere il livello dello *spread*, pari a 45 punti base, adottato per la regolazione del servizio elettrico, non essendo emerse evidenze che ne giustificano un incremento. Il livello del costo del capitale di debito è pertanto assunto pari a 5,10%.
- 22.11 L'Autorità ha poi confermato il livello dell'aliquota dello scudo fiscale al 27,5%, pari all'aliquota dell'IRES, come proposto nei documenti per la consultazione. Per quanto riguarda il livello dell'aliquota T, l'Autorità ha confermato l'ipotesi di rivederne il livello portandolo al 38%, in ragione della necessità di adeguamento al livello della pressione fiscale corrente.
- 22.12 Il livello D/E è stato mantenuto invariato rispetto al precedente periodo regolatorio. L'Autorità ritiene infatti che le imprese operanti nel settore della distribuzione del gas naturale debbano ottimizzare il rapporto tra le fonti di finanziamento, in modo da rendere minimo il costo del capitale che i consumatori sono chiamati a sostenere. Rispetto all'ipotesi prospettata nei documenti per la consultazione di aumentare fino a un massimo di 0,6 il livello D/E, si è preferito mantenere il *target* precedente, anche in relazione al fatto che la crisi finanziaria in qualche misura può determinare restrizioni nelle possibilità di ricorso al credito.
- 22.13 Peraltro l'Autorità, come già indicato nei documenti per la consultazione, non ritiene opportuno che le imprese eccedano nel ricorso al capitale di debito. Situazioni di eccessivo sfruttamento della leva finanziaria potrebbero infatti essere foriere di dissesti economico-finanziario, le cui ricadute andrebbero comunque a danno dei clienti finali del servizio.
- 22.14 In relazione alla fissazione del livello del tasso di inflazione, l'Autorità ha confermato la proposta del secondo documento per la consultazione, dove era prevista l'adozione di un tasso compreso tra 1,7% e 2%, orientandosi definitivamente al livello del 2%.
- 22.15 La Tabella 9 riporta, per ciascuna delle attività di distribuzione e misura, gli scenari di riferimento per la fissazione del costo medio ponderato per la remunerazione del capitale investito.

**Tabella 9 – WACC. Valori assunti dai parametri.**

<b>Parametro</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Distribuzione</b>	<b>Misura</b>
<i>rf</i>	Tasso nominale attività prive di rischio	<b>4,65%</b>	
<i>b levered</i>	Rischio sistematico attività	0,65	0,73
<i>ERP</i>	Premio di mercato	<b>4,00%</b>	
<i>Kd</i>	Rendimento capitale di debito	<b>5,10%</b>	
<i>D/E</i>	Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio	50%	50%
<i>T</i>	Aliquota fiscale	<b>38,00%</b>	
<i>tc</i>	Scudo fiscale	<b>27,50%</b>	
<i>rpi</i>	Inflazione	<b>2,00%</b>	
<b>WACC</b>	<b>Costo medio ponderato del capitale</b>	<b>7,60%</b>	<b>8,00%</b>

## 23 Ammortamenti

- 23.1 Coerentemente con l'impostazione seguita per la determinazione del capitale investito, anche per la fissazione del livello degli ammortamenti da riconoscere in tariffa sono adottati distinti criteri per i cespiti centralizzati e per i cespiti di località.
- 23.2 L'ammortamento relativo ai cespiti centralizzati è determinato secondo criteri parametrici, basati sull'analisi puntuale dei dati delle imprese distributrici relativi all'anno 2006.
- 23.3 L'ammortamento relativo ai cespiti di località è determinato invece sul valore lordo delle immobilizzazioni, calcolato applicando il metodo del costo storico rivalutato, in base alle vite convenzionali ai fini tariffari riportate nella Tabella 3 della RTDG.

### *Ammortamento dei cespiti centralizzati*

- 23.4 Il livello degli ammortamenti relativo ai cespiti centralizzati è stato determinato sulla base di un'analisi puntuale dei dati relativi a un campione di imprese distributrici che rappresenta circa il 27% delle imprese distributrici, a cui corrisponde un grado di copertura, in termini di punti di riconsegna serviti, pari a circa l'87%.
- 23.5 Il valore medio unitario dell'ammortamento relativo a *immobili e fabbricati non industriali* è stato fissato, con riferimento all'anno 2006, pari a 1,46 euro per punto di riconsegna servito.
- 23.6 Per la determinazione del valore unitario relativo a *immobili e fabbricati non industriali* si è assunto il valore degli ammortamenti relativi alle categorie di cespiti *Terreni e fabbricati dei servizi comuni*, delle *funzioni operative condivise* e dei *valori non attribuiti*, attribuiti pro-quota alle attività di distribuzione e misura.
- 23.7 Il valore medio unitario dell'ammortamento relativo alle *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* dell'impresa distributtrice esistenti al 31 dicembre 2006 è stato fissato pari a 3,98 euro per punto di riconsegna.
- 23.8 Per la determinazione del valore unitario dell'ammortamento relativo a *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* si è assunto il livello degli ammortamenti riportati:
- nella categoria *Attrezzature industriali e commerciali*, ad esclusione dei costi relativi ai gruppi di misura e nella categoria *Altre immobilizzazioni* delle singole attività di distribuzione e misura;
  - di tutte le immobilizzazioni materiali relative ai servizi comuni, alle funzioni operative condivise e a quelle non attribuibili, attribuite pro-quota alle attività di distribuzione e misura;
  - di tutte le immobilizzazioni immateriali, ad esclusione degli oneri di concessione capitalizzati e dell'avviamento, specifici delle attività di distribuzione e misura.
- 23.9 Il valore unitario della quota ammortamento riferito all'anno 2006 è aggiornato secondo la seguente formula:

$$AMA_{09}^{FAB} = AMA_{06}^{FAB} * ifl_{07} * (1 + dfl_{08}) * \left( \frac{NUA_{06,c}}{NUA_{08,c}} \right) \quad \text{se } |\Delta NUA_{08,06,c}| > 0,1 ;$$

$$AMA_{09}^{FAB} = AMA_{06}^{FAB} * ifl_{07} * (1 + dfl_{08}) \quad \text{se } |\Delta NUA_{08,06,c}| \leq 0,1.$$

- 23.10 Il valore unitario della quota ammortamento è aggiornato secondo la seguente formula:

$$AMA_{09}^{ALT} = AMA_{06}^{ALT} * ifl_{07} * (1 + dfl_{08}) * \left(1 + \frac{\sum_c \Delta IML_{07,c}^{ALT}}{\sum_c IML_{06,c}^{ALT}}\right) * \left(\frac{\sum_c NUA_{06,c}}{\sum_c NUA_{08,c}}\right)$$

dove:

- $\Delta IML_{07,c}^{ALT}$  è la variazione del valore delle immobilizzazioni lorde relative alle *altre immobilizzazioni materiali e immateriali* nell'anno 2007 per l'impresa distributrice *c*.

### ***Ammortamento dei cespiti di località***

23.11 Ai fini delle determinazioni tariffarie relative all'anno 2009, l'ammortamento dei cespiti di località relativo al servizio di distribuzione, per ciascuna impresa distributrice *c* e per ciascuna località *i*, è calcolato secondo la seguente formula:

$$AMA(dis)_{09,c,i} = \sum_s IML(dis)_{09,c,s,i} * \frac{1}{vu^s}$$

dove

- $IML(dis)_{09,c,s,i}$  è il valore delle immobilizzazioni lorde aggiornato all'anno 2009;
- $vu^s$  è la vita utile convenzionale ai fini regolatori dei cespiti di località della tipologia *s* come riportata nella Tabella 3 della RTDG.

23.12 Ai fini delle determinazioni tariffarie relative all'anno 2009, l'ammortamento dei cespiti di località relativo al servizio di misura, per ciascuna impresa distributrice *c* e per ciascuna località *i*, è calcolato secondo la seguente formula:

$$AMA(mis)_{09,c,i} = \sum_s IML(mis)_{09,c,s,i} * \frac{1}{vu^s}$$

dove:

- $IML(mis)_{09,c,s,i}$  è il valore delle immobilizzazioni lorde aggiornato all'anno 2009.

### ***Vite utili ai fini regolatori***

23.13 L'Autorità nel primo documento per la consultazione ha proposto l'adozione delle durate convenzionali dei cespiti come stabilite nella deliberazione n. 170/04.

23.14 Le imprese che hanno partecipato alla consultazione hanno dichiarato che tali durate non riflettono l'effettiva vita utile dei cespiti.

23.15 In relazioni a tali critiche, l'Autorità nel secondo documento per la consultazione ha rivisto la propria ipotesi di partenza e ha proposto una nuova articolazione delle durate convenzionali dei cespiti, riconoscendo in particolare che l'adozione di durate di vita utile più lunghe consente da un lato di contenere l'onere in capo ai clienti finali, dall'altro di garantire maggiore stabilità alle imprese, mantenendo più alto nel tempo il valore del capitale investito netto in infrastrutture.

23.16 Rispetto alla proposta contenuta nel secondo documento per la consultazione, l’Autorità, nel provvedimento finale ha proceduto solo all’accorpamento delle tipologie *altre immobilizzazioni e automezzi, apparecchiature, sistemi informatici*.

**Tabella 10 - Durate convenzionali**

<b>Categoria di</b>	<b>Ann</b>
Immobili e fabbricati	40
Condotte stradali	50
Impianti principali e secondari	20
Impianti di derivazione (allacciamenti)	40
Gruppi di misura convenzionali	20
Gruppi di misura elettronici (con sistemi telelettura/telegestione)	15
Altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali	7

## 24 Remunerazione del capitale investito

### *Remunerazione del capitale investito netto centralizzato*

24.1 Ai fini delle determinazioni tariffarie relative all’anno 2009, la remunerazione del capitale investito netto centralizzato per ciascuna impresa distributrice  $c$  è calcolata secondo la seguente formula:

$$RCA_{09,c}^{CEN} = CIN_{09,c}^{CEN} * WACC(dis)$$

dove:

- $CIN_{09,c}^{CEN}$  è il capitale investito netto centralizzato per l’impresa distributrice  $c$ ;
- $WACC(dis)$  è il tasso di remunerazione del capitale investito relativo al servizio di distribuzione per il periodo di regolazione 2009-2012 fissato pari a 7,6%.

### *Remunerazione del capitale investito nei cespiti di località*

24.2 Ai fini delle determinazioni tariffarie relative all’anno 2009, la remunerazione del capitale investito netto nei cespiti di località per il servizio di distribuzione, per ciascuna impresa distributrice  $c$  e per ciascuna località  $i$ , è calcolata secondo la seguente formula:

$$RCA(dis)_{09,c,i} = CIN(dis)_{09,c,i} * WACC(dis)$$

dove:

- $CIN(dis)_{09,c,i}$  è il capitale investito netto relativo al servizio di distribuzione per l’impresa distributrice  $c$ , nella località  $i$ ;

24.3 Ai fini delle determinazioni tariffarie relative all’anno 2009, la remunerazione del capitale investito netto nei cespiti di località per il servizio di misura, per ciascuna impresa distributrice  $c$  e per ciascuna località  $i$ , è calcolata secondo la seguente formula:

$$RCA(mis)_{09,c,i} = CIN(mis)_{09,c,i} * WACC(mis)$$

dove:

- $CIN(mis)_{09,c,i}$  è il capitale investito netto relativo al servizio di misura per l'impresa distributrice  $c$ , nella località  $i$ ,
- $WACC(mis)$  è il tasso di remunerazione del capitale investito relativo al servizio di misura per il periodo di regolazione 2009-2012, fissato pari a 8,0%.

## 25 Il sistema tariffario.

25.1 Il sistema tariffario per il terzo periodo di regolazione prevede la determinazione di una *tariffa obbligatoria*, applicata ai clienti finali, e di una *tariffa di riferimento*, che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa distributrice a copertura del costo riconosciuto. Un meccanismo di perequazione consente di coprire gli squilibri tra *ricavi ammessi* dalla tariffa di riferimento e *ricavi effettivi* ottenuti applicando la tariffa obbligatoria.

### *Tariffa di riferimento e vincoli ai ricavi ammessi*

25.2 L'Autorità con il terzo periodo di regolazione ha avviato una riforma delle modalità di definizione dei vincoli ai ricavi ammessi a copertura dell'attività di distribuzione e misura del gas naturale.

25.3 L'Autorità ha innanzitutto ritenuto opportuno procedere alla disaggregazione del vincolo ai ricavi sulla base dei seguenti criteri:

- *funzionale per fase della filiera*. Il vincolo ai ricavi è disaggregato per fase della filiera. In particolare viene individuato il ricavo ammesso per l'attività di distribuzione (VRD), il ricavo ammesso per l'attività di misura (VRM) e il ricavo ammesso per l'attività di commercializzazione dei servizi (VRC);
- *geografica*. Il vincolo ai ricavi per le attività di distribuzione e misura è suddiviso in una parte a copertura dei costi propri della località e in una parte a copertura dei costi comuni a più località e definiti a livello centralizzato dell'impresa;
- *per natura*. Il vincolo ai ricavi è disaggregato in funzione della natura del costo alla cui copertura è destinato il ricavo. Allo scopo si distinguono tre parti: a remunerazione del capitale investito, a copertura degli ammortamenti e a copertura dei costi operativi.

25.4 Per ciascuna impresa distributrice  $c$ , in ciascun anno  $t$ , è determinato un vincolo ai ricavi ammessi  $VRT_{t,c}$  a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione e del servizio di misura.

25.5 Il vincolo ai ricavi ammessi  $VRT_{t,c}$  è composto da tre parti:

- vincolo ai ricavi ammessi a copertura del servizio di distribuzione  $VRD_{t,c}$ ;
- vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di misura  $VRM_{t,c}$ ;
- vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi per la commercializzazione dei servizi di distribuzione di misura  $VRC_{t,c}$ .

25.6 Il vincolo ai ricavi ammessi  $VRD_{t,c}$  è suddiviso in due elementi:

- vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati  $VRD_{t,c}^{CEN}$  ;
  - vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località  $VRD_{t,c}^{LOC}$  .
- 25.7 Il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi relativi al servizio di misura  $VRM_{t,c}$  è suddiviso in due elementi:
- vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di capitale  $VRM_{t,c}^{capex}$  ;
  - vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di operativi  $VRM_{t,c}^{opex}$  .
- 25.8 I vincoli ai ricavi ammessi sono funzione della tariffa di riferimento e del numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti in ciascun anno  $t$  dalla impresa distributrice  $c$ .
- 25.9 La tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione è denominata tariffa TVD ed è composta, in ciascun anno  $t$ , dalle seguenti componenti:
- $t(cen)_{t,c}^{capex}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi a immobilizzazioni centralizzate;
  - $t(dis)_{t,c,i}^{capex}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione. Tale componente è differenziata per ciascuna impresa distributrice  $c$  e per ciascuna località  $i$ ;
  - $t(dis)_{t,d,r}^{opex}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione. Tale componente è differenziata in base alla densità  $d$  e alla classe dimensionale  $r$ , relativa ai punti di riconsegna serviti da ciascuna impresa distributrice, determinate sulla base dei dati disponibili riferiti al 31 dicembre 2006 con riferimento alle singole imprese distributrici a quell'epoca esistenti.
- 25.10 La tariffa di riferimento per il servizio di misura è denominata tariffa TVM ed è composta, in ciascun anno  $t$ , dalle seguenti componenti:
- $t(mis)_{t,c,i}^{capex}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di misura;
  - $t(ins)_t^{opex}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione dei misuratori;
  - $t(rac)_t^{opex}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure.
- 25.11 La tariffa di riferimento relativa alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura è denominata COT ed è composta dalla componente  $t(cot)_t$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi ai servizi di commercializzazione della distribuzione.
- 25.12 Il numero di punti di riconsegna è calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente dall'applicazione della componente  $t(cot)$  nel medesimo anno  $t$ , di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente  $t(cot)$  nel medesimo anno  $t$ . Per le

**Tabella 11: Tasso di diffusione della distribuzione gas per le località in**

Anno del periodo di	Tasso diffusione
I° anno	10%
II° anno	15%
III° anno	20%

località in periodo di avviamento il numero di punti di riconsegna attivi è calcolato come prodotto del valore riportato nella Tabella 11 per il numero delle famiglie residenti nel comune considerato, come risultante dall'edizione più aggiornata del "Bilancio demografico e popolazione residente al 31 dicembre" pubblicato dall'ISTAT.

25.13 Le equazioni che legano i vincoli alle tariffe di riferimento sono di seguito riportate:

$$VRD_{t,c}^{CEN} = (t(cen)_{t,c}^{capex} + t(dis)_{t,d,r}^{opex}) * NUA_{t,c}^{eff}$$

$$VRD_{t,c}^{LOC} = \sum_i t(dis)_{t,c,i}^{capex} * NUA_{t,c,i}^{eff}$$

$$VRM_{t,c}^{capex} = \sum_i t(mis)_{t,c,i}^{capex} * NUA_{t,c,i}^{eff}$$

$$VRM_{t,c}^{opex} = \sum_i (t(ins)_t^{opex} + t(rac)_t^{opex}) * NUA_{t,c,i}^{eff}$$

$$VRC_{t,c} = \sum_i (t(cot)_t) * NUA_{t,c,i}^{eff}$$

dove:

- $NUA_{t,c,i}^{eff}$  è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno  $t$  dall'impresa  $c$ , nella località  $i$ , secondo la definizione della RTDG.

25.14 In relazione alle disposizioni transitorie per il primo semestre 2009, introdotte con la deliberazione ARG/gas n. 197/08, il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi operativi relativi al servizio di misura relativo all'anno 2009,  $VRM_{t,c}^{opex}$  è riconosciuto in parte alle imprese di vendita e in parte alle imprese distributrici.

25.15 Per il periodo transitorio, che si estende dall'1 gennaio 2009 al 30 giugno 2009, a ciascuna impresa di vendita  $v$  che svolge le funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle misure, con riferimento ai punti di riconsegna relativi all'impresa distributtrice  $c$ , è riconosciuto una quota parte del vincolo ai ricavi ammessi di cui al comma 32.1 della RTDG, calcolata secondo la seguente formula:

$$VRMTR_{2009,c,v}^{opex} = \sum_i t(rac)_{2009}^{opex} * NUA_{2009,c,v,i}^{eff-TR}$$

dove:

- $NUA_{2009,c,i}^{eff-TR}$  è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nel primo semestre dell'anno 2009 dall'impresa distributtrice  $c$  e forniti nel medesimo periodo dall'impresa di vendita  $v$ , nella località  $i$ , calcolato come rapporto tra il ricavo di competenza del medesimo semestre dell'anno 2009 rinveniente dall'applicazione della componente  $t(cot)_t$  nella località  $i$ , di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente  $t(cot)_t$ , nell'anno 2009.

25.16 Per l'anno 2009 il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi operativi del servizio di misura di cui al comma 32.1 della RTDG da riconoscere alle imprese distributrici è calcolato secondo la seguente formula:

$$VRM_{2009,c,c}^{opex} = \sum_i (t(ins)_{2009}^{opex} * t(rac)_{2009}^{opex}) * NUA_{2009,c,i}^{eff} - \sum_v VRMTR_{2009,c,v}^{opex}$$

### **Determinazione dei livelli iniziali della tariffa di riferimento**

- 25.17 La quota parte delle componenti tariffarie delle tariffe di riferimento a copertura dei costi di capitale sono determinati in funzione dei costi riconosciuti e del numero di punti di riconsegna atteso per l'anno  $t$ .
- 25.18 Il numero di punti di riconsegna atteso per l'anno  $t$  è assunto pari al dato relativo al 31 dicembre dell'anno 2008. Nel caso di località in periodo di avviamento, il numero di punti di riconsegna atteso per l'anno  $t$  è calcolato come prodotto del valore riportato in Tabella 11 per il numero delle famiglie residenti nel comune considerato, come risultante dall'edizione più aggiornata del "Bilancio demografico e popolazione residente al 31 dicembre", pubblicato dall'Istat.
- 25.19 In termini formali i livelli iniziali delle componenti delle tariffe di riferimento a copertura dei costi di capitale sono determinati secondo le seguenti formule:

$$\bullet \quad t(cen)_{t,c}^{capex} = \frac{RCA_{t,c}^{CEN} + AMA_{t,c}^{FAB} + AMA_{t,c}^{ALT}}{NUA_{t,c}^{att}}$$

$$\bullet \quad t(dis)_{t,c,i}^{capex} = \frac{RCA(dis)_{t,c,i} + AMA(dis)_{t,c,i}}{NUA_{t,c,i}^{att}}$$

$$\bullet \quad t(mis)_{t,c,i}^{capex} = \frac{RCA(mis)_{t,c,i} + AMA(mis)_{t,c,i}}{NUA_{t,c,i}^{att}}$$

dove:

- $NUA_{t,c,i}^{att}$  è il numero di punti di riconsegna atteso per l'anno  $t$ , per l'impresa  $c$ , nella località  $i$ , come definito nella RTDG.

## **26 Tariffe obbligatorie**

### **Ambiti tariffari**

- 26.1 Come evidenziato al precedente punto 14.19, l'Autorità ha ritenuto di individuare sei aree geografiche del paese all'interno delle quali applicare condizioni tariffarie omogenee.
- 26.2 Questa scelta si inquadra in una logica di semplificazione pro-competitiva volta a rimuovere il più possibile tutti gli ostacoli e le barriere allo sviluppo competitivo del segmento della vendita del gas naturale.
- 26.3 A questo scopo sono stati identificati sei ambiti tariffari:
- *Ambito nord occidentale*, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
  - *Ambito nord orientale*, comprendente le regioni: Lombardia, Trentino – Alto Adige, Veneto, Friuli - Venezia Giulia, Emilia – Romagna;
  - *Ambito centrale*, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
  - *Ambito centro-sud orientale*, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata;
  - *Ambito centro-sud occidentale*, comprendente le regioni Lazio e Campania;
  - *Ambito meridionale*, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.
- 26.4 In ciascun ambito trovano applicazione le medesime tariffe per il servizio di distribuzione e misura.

### **Tariffa obbligatoria**

- 26.5 Le tariffe applicate ai clienti finali sono denominate *tariffe obbligatorie* e riflettono il livello medio dei costi del servizio delle imprese che operano in ciascun ambito.
- 26.6 La tariffa obbligatoria trova applicazione nei contratti aventi a oggetto i servizi di distribuzione e misura del gas naturale da metanodotto e a mezzo carro bombolaio.
- 26.7 Sul piano strutturale la tariffa obbligatoria comprende le seguenti componenti:
- $\tau_1$ , composta dagli elementi  $\tau_1(dis)$ ,  $\tau_1(mis)$ ,  $\tau_1(cot)$ , espresso in euro per punto di riconsegna;
  - $\tau_3$ , composta dall'elemento  $\tau_3^f(dis)$ , espresso in centesimi di euro per standard metro cubo, differenziato per scaglione di consumo f;
  - $UG_1$ , espressa in centesimi di euro/standard metro cubo, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli;
  - $GS$ , espressa in centesimi di euro/standard metro cubo, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati;
  - $RE$ , espressa in centesimi di euro/standard metro cubo, a copertura degli oneri che gravano sul *Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale*;
  - $RS$ , espressa in centesimi di euro/standard metro cubo, a copertura degli oneri gravanti sul *Conto per la qualità dei servizi gas*.

### **Criteri generali per la determinazione delle componenti della tariffa obbligatoria**

- 26.8 L'elemento  $\tau_1(dis)$ , espresso in euro per punto di riconsegna, è destinato alla copertura dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione. La quota fissa è determinata per ciascun ambito tariffario in funzione :
- della somma dei vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località  $VRD_{t,c}^{LOC}$  delle località appartenenti a ciascun ambito tariffario e della quota parte a copertura dei costi di capitale del vincolo  $VRD_{t,c}^{CEN}$  delle imprese distributrici che operano nel medesimo ambito, attribuiti pro-quota in funzione dell'incidenza dei punti di riconsegna ricadenti nell'ambito rispetto al totale dei punti di riconsegna serviti;
  - di un coefficiente di ripartizione delle somme di cui al precedente punto, assunto pari, per il terzo periodo di regolazione, a 0,5;
  - del numero di punti di riconsegna di ciascun ambito tariffario, riferiti all'anno  $t-2$ .
- 26.9 L'elemento  $\tau_3^f(dis)$ , espresso in centesimi di euro per standard metro cubo, è destinato alla copertura dei costi operativi e della quota parte dei costi di capitale che non trovano copertura dall'applicazione dell'elemento  $\tau_1(dis)$ .
- 26.10 L'elemento  $\tau_3^f(dis)$  è articolato per scaglioni tariffari, secondo quanto riportato nella successiva Tabella 12. L'elemento  $\tau_3^f(dis)$  è ottenuto moltiplicando i corrispettivi dell'articolazione tariffaria di riferimento, come riportati nella medesima Tabella 12, per i coefficienti correttivi  $\varepsilon_{i,s}$  dell'ambito tariffario  $s$ .

**Tabella 12 - Articolazione della struttura tariffaria per la quota variabile della tariffa obbligatoria**

SCAGLIONI DI CONSUMO	standard metri cubi/anno	Corrispettivi unitari (centesimi di euro/smc)
1	0-120	0,00
2	121-480	11,06
3	481-1.560	6,93
4	1.561-5.000	5,78
5	5.001-80.000	4,39
6	80.001-200.000	2,35
7	200.001-1.000.000	1,00
8	oltre 1.000.000	0,19

26.11 I coefficienti correttivi  $\varepsilon_{t,s}$  di ambito tariffario, sono determinati come rapporto tra:

- la somma per tutte le imprese distributrici operanti in ciascun ambito:
  - della quota parte del vincolo a copertura dei costi operativi centralizzati del servizio di distribuzione, attribuito pro-quota in funzione dell'incidenza dei punti di riconsegna ricadenti nell'ambito, rispetto al totale dei punti di riconsegna serviti;
  - della quota parte dei costi di capitale centralizzati e di località che non sono coperti dalla quota fissa.
- il ricavo che si sarebbe conseguito applicando ai volumi attesi distribuiti, assunti pari ai volumi distribuiti nell'anno  $t-2$ , nel medesimo ambito i corrispettivi previsti nell'articolazione tariffaria di riferimento.

26.12 L'elemento  $\tau_l$  (mis), espresso in euro per punto di riconsegna, è destinato alla copertura dei costi operativi e di capitale relativi al servizio di misura ed è differenziato per ambito tariffario. In particolare, l'elemento  $\tau_l(mis)$ , è determinato in funzione:

- del valore assunto dai vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località, relativi al servizio di misura nelle località appartenenti a ciascun ambito tariffario;
- del numero di punti di riconsegna serviti in ciascun ambito, riferito all'anno  $t-2$ .

26.13 L'elemento  $\tau_l$  (cot), espresso in euro per punto di riconsegna, è destinato alla copertura dei costi del servizio di commercializzazione ed è uguale in tutto il territorio nazionale. L'elemento  $\tau_l(cot)$  è fissato pari al valore assunto dalla componente  $t(cot)_t$  della tariffa di riferimento.

26.14 Il numero di punti di riconsegna serviti in ciascun ambito è pari alla somma del numero di punti di riconsegna dell'anno  $t-2$  per ciascuna località appartenente all'ambito.

## 27 Modalità di calcolo dei coefficienti di conversione dei volumi misurati per il gas naturale

### Gas naturale

- 27.1 L'Autorità ha riferito, a fini tariffari, le componenti variabili della tariffa per il servizio di distribuzione ad un metro cubo di gas alle *condizioni standard*, vale a dire alla temperatura di 15°C e alla pressione assoluta di 1,01325 bar.
- 27.2 Nel caso in cui in un punto di riconsegna il gruppo di misura installato non sia dotato di apparecchiatura per la correzione delle misure alle *condizioni standard*, la conversione a fini tariffari dei volumi misurati alle *condizioni di esercizio*, avviene mediante l'applicazione di opportuni coefficienti di conversione.
- 27.3 Nel processo di consultazione, l'Autorità ha proposto l'utilizzo, per i punti di riconsegna di cui al paragrafo 27.2, di coefficienti di conversione differenziati in funzione della zona climatica e della zona altimetrica del punto di riconsegna; detta proposta comporta il superamento del precedente regime, introdotto con la deliberazione n. 237/00, che prevedeva l'applicazione di due coefficienti  $M$  e  $K$ , impiegati rispettivamente come correttore della tariffa e come correttore del volume di gas misurato.
- 27.4 In linea generale gli operatori, pur condividendo l'approccio dell'Autorità, hanno proposto la modifica di alcuni aspetti di dettaglio.
- 27.5 Nell'adozione del proprio provvedimento finale, l'Autorità ha mirato a contemperare le distinte esigenze di una determinazione il più possibile precisa delle quantità misurate e di contenimento degli oneri a carico dei clienti finali.
- 27.6 La conversione a fini tariffari dei volumi misurati nelle condizioni di esercizio è effettuata mediante l'applicazione di un coefficiente  $C$ , definito come il prodotto di due coefficienti  $K_p$  e  $K_T$ , rispettivamente relativi alla pressione e alla temperatura, e così determinati:

$$K_p = \frac{(p_b + p_{mc})}{p_r} ;$$

$$K_T = \frac{T_r}{T_{mc}} .$$

dove:

$p_b$  è la pressione barometrica assoluta, espressa in bar;

$p_{mc}$  è la pressione relativa di misura convenzionale, espressa in bar;

$p_r$  è la pressione assoluta di riferimento, pari a 1,01325 bar;

$T_r$  è la temperatura assoluta di riferimento, pari a 288,15 Kelvin;

$T_{mc}$  è la temperatura assoluta di misura convenzionale, espressa in Kelvin.

- 27.7 Questa formulazione generale si adatta anche al caso in cui presso il punto di riconsegna siano presenti apparecchiature per la conversione della sola pressione o della sola temperatura. In tali casi, come previsto nel provvedimento, i relativi coefficienti  $K_p$  e  $K_T$  assumono valore unitario.

- 27.8 L'impostazione adottata appare essere coerente anche con l'evoluzione attesa delle caratteristiche dei gruppi di misura installati presso i punti di riconsegna.
- 27.9 A tal proposito, in tema di correzione della pressione di fornitura, la deliberazione ARG/gas 155/08, nell'imporre obblighi di sostituzione dei misuratori, non prevede la presenza di apparecchi per la correzione della pressione nei casi di gruppi di misura di classe inferiore a G10.
- 27.10 Per quanto riguarda la correzione della temperatura, si può assumere che per tutta la durata del terzo periodo regolatorio la diffusione di apparecchi in grado di correggere la temperatura presso punti di riconsegna sarà nel complesso limitata.
- 27.11 Nella logica di bilanciamento di costi e benefici per i clienti finali, avendo nello specifico riguardo al differente livello degli oneri di gestione che altre alternative avrebbero comportato, nella definizione delle modalità di calcolo del coefficiente  $K_p$ , l'Autorità ha ritenuto condivisibile la distinzione proposta dagli operatori fra punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale nei quali la pressione relativa di misura è inferiore o uguale a 0,025 bar, dai punti di riconsegna nei quali è maggiore di 0,025 bar.
- 27.12 Tale suddivisione può essere considerata infatti, con buona approssimazione, il limite oltre il quale si trovano la maggior parte dei punti di riconsegna con consumi annui di gas naturale tali da giustificare una maggior precisione nel calcolo del coefficiente di correzione, a fronte di un aggravio amministrativo.
- 27.13 Con riferimento al calcolo della pressione barometrica assoluta  $p_b$ , espressa in bar, l'Autorità ha mantenuto la formulazione adottata in precedenza<sup>4</sup> e definita come:

$$p_b = 1,01325 * (1 - 2,25577 * 10^{-5} * H)^{5,2559}$$

- 27.14 Per i punti di riconsegna con pressione relativa di misura inferiore o uguale a 0,025 bar ai fini del calcolo della pressione barometrica assoluta, l'altitudine di riferimento è assunta pari a quella del comune in cui è ubicato il punto di riconsegna, desumibile dall'Allegato A al decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: DPR n. 412/93).
- 27.15 Per i punti di riconsegna con pressione relativa di misura superiore a 0,025 bar, l'altitudine  $H$  è determinata per fascia altimetrica. La fascia altimetrica è, per ciascun comune, l'insieme delle zone che si trovano ad altitudini comprese all'interno di un intervallo di dislivello massimo pari a 200 m. La scelta di raggruppare i punti di riconsegna in fasce altimetriche costituisce una soluzione di compromesso che bilancia da un lato l'esigenza di riflettere in modo sufficientemente puntuale le variazioni di pressione dovute alla differenza altimetrica, dall'altro di contenere l'onere amministrativo legato alla gestione differenziata per punto di riconsegna dell'altitudine stessa. L'estremo superiore (incluso) di ciascuna fascia altimetrica  $n$  ( $FA_n^{\text{sup}}$ ) è determinato secondo la seguente formula:

$$FA_n^{\text{sup}} = A^{\text{COM}} + 100 + n * 200$$

con:

$A^{\text{COM}}$  è l'altitudine sul livello del mare del Comune nel quale è ubicato il punto di riconsegna, come desumibile dal DPR n. 412/93;

$n$  è il numero che identifica la fascia altimetrica. Per convenzione la fascia altimetrica nella quale è compresa l'altitudine sul livello del mare del Comune è identificata con il numero 0. Le fasce altimetriche

<sup>4</sup> Relazione tecnica alla deliberazione n. 237/00, fonte: ASHRAE Handbook Fundamentals, 1997

di altitudine media superiore a quella del Comune sono numerate progressivamente con numeri interi positivi a partire da 1. Le fasce altimetriche di altitudine media inferiore a quella del Comune sono numerate progressivamente con numeri interi negativi a partire da -1.

- 27.16 Per convenzione l'altitudine dell'estremo superiore di fascia che sia inferiore al livello del mare viene posta pari a 0 m.
- 27.17 Per la determinazione della pressione relativa di misura convenzionale  $p_{mc}$ , è previsto un regime semplificato per i punti di riconsegna con pressione relativa di misura fino a 0,025 bar. Per tali punti si assume un livello di pressione relativa di misura convenzionale pari a 0,020 bar. Tale valore è stato definito sulla base di considerazioni relative alle caratteristiche di dimensionamento delle reti di distribuzione e sulla base dei valori di pressione di rete registrati in punti di misura a valle delle "cabine di secondo salto". Per i punti di riconsegna con pressione di misura maggiore di 0,025 bar il riferimento per la pressione relativa di misura convenzionale è rappresentato dalla pressione di taratura dell'impianto di riduzione finale della pressione del gas installato a monte del gruppo di misura.
- 27.18 In tutti i casi in cui la misura avvenga a pressione non regolata, l'Autorità ha inoltre previsto che l'impresa distributrice sia tenuta ad installare un'apparecchiatura idonea per la correzione delle misure alle condizioni standard, non prevedendo per tali casi l'applicazione di coefficienti correttivi.
- 27.19 La temperatura assoluta di misura convenzionale, espressa in Kelvin, è calcolata secondo la seguente formula:

$$T_{mc} = 273,15 + \left( 22 - \frac{GG}{ng} \right)$$

dove:

$GG$  è il numero dei gradi giorno del Comune nel quale è ubicato il punto di riconsegna, come desumibile dal dPR n. 412/93;

$ng$  è il numero dei giorni di esercizio dell'impianto e assume i valori riportati nella Tabella 13, differenziati secondo la zona climatica di appartenenza del Comune nel quale è ubicato il punto di riconsegna, come desumibile dal dPR n. 412/93.

**Tabella 13 – Numero giorni di esercizio dell'impianto**

Zona climatica	B	C	D	E	F
Numero giorni	121	137	166	183	272

- 27.20 Per le zone climatiche da B a E, il numero dei giorni di esercizio dell'impianto è stato determinato con riferimento a quanto indicato nell'allegato A al dPR n. 412/93; per la zona climatica F il numero dei giorni di esercizio dell'impianto è stato determinato tenendo conto del valore di accettabilità di temperatura, indicato nella specifica di qualità del gas naturale di cui al codice di rete della maggior impresa di trasporto<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> L'Allegato 11/A al codice di rete di Snam Rete Gas, approvato con deliberazione n. 75/03, indica nella tabella relativa alle proprietà fisiche del gas transitante in rete, un valore di accettabilità per la temperatura del gas maggiore di tre gradi centigradi.

- 27.21 Si precisa che ai fini della correttezza del calcolo, i coefficienti  $C$ ,  $K_p$ ,  $K_T$ , il rapporto  $\frac{GG}{ng}$  e il parametro  $p_b$ , devono essere arrotondati alla sesta cifra decimale con criterio commerciale.
- 27.22 Al fine di garantire la trasparenza e la conoscenza dello svolgimento dei servizi regolati, conformemente alle finalità generali di tutela degli interessi dei consumatori e degli utenti contenute nella legge n. 481/95, l'Autorità ha infine previsto i seguenti obblighi di esposizione nei documenti di fatturazione del servizio di distribuzione:
- la quantità di gas distribuito come misurata, espressa in metri cubi;
  - il valore assunto dal coefficiente correttivo  $C$  nel punto di riconsegna;
  - la quantità di gas distribuito espressa in *standard metri cubi*.

#### *Gas diversi dal gas naturale-*

- 27.23 Ai fini della correzione dei quantitativi misurati dei gas diversi dal gas naturale si applicano le medesime disposizioni previste per il gas naturale, fatte salve le deroghe riportate nei seguenti punti.
- 27.24 I valori di pressione relativa di misura convenzionale  $p_{mc}$  sono assunti pari a:
- 0,020 bar per i punti alimentati in bassa pressione con miscele di gas naturale o di gas di petrolio liquefatti con aria e per i gas manifatturati;
  - 0,030 bar per le miscele di gas di petrolio liquefatti e per gli altri tipi di gas.
- 27.25 L'altitudine  $H$  è determinata per fascia altimetrica solo nel caso di punti di riconsegna di reti di distribuzione di gas di cui alla lettera b) del punto precedente (miscele di gas di petrolio liquefatti e altri tipi di gas) nei quali la pressione di riconsegna relativa di misura è superiore a 0,035 bar.

## **28 Aggiornamento annuale delle componenti della tariffa di riferimento**

### ***Aggiornamento annuale della quota parte dei parametri tariffari a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione***

- 28.1 Ai sensi del comma 41.1 della RTDG, nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2012 l'Autorità aggiorna entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di efficacia, le componenti  $t(dis)_{t,d,r}^{opex}$ , a copertura dei costi operativi, applicando:
- il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat;
  - il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
  - il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

### ***Fissazione del livello dell'obiettivo di recupero di produttività per il terzo periodo regolatorio***

- 28.2 L'Autorità, in coerenza con la regolazione del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il terzo periodo di regolazione ha deciso di applicare il recupero programmato di produttività (*X-factor*) per il periodo 2009-2012 limitatamente ai costi operativi.
- 28.3 L'Autorità, come illustrato al capitolo 12, ha definito livelli di partenza differenziati delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione, in funzione della classe dimensionale di appartenenza delle imprese.
- 28.4 Al fine di favorire uno sviluppo efficiente del settore, pur in una logica di gradualità, l'Autorità ha differenziato gli obiettivi di recupero programmato di produttività, in modo tale da avviare, nel corso del terzo periodo regolatorio un riallineamento nei costi di produzione del servizio.
- 28.5 Per ciascuna delle classi dimensionali *grandi imprese* e *medie imprese*, il livello obiettivo, in termini di costo di produzione del servizio, in funzione del quale è stato fissato l'*X-factor*, è stato determinato in base al livello del costo operativo medio ponderato delle imprese distributrici di ciascuna classe dimensionale, appartenenti al campione esaminato, il cui costo medio è risultato inferiore rispetto al livello medio del campione.
- 28.6 Per la classe dimensionale *piccole imprese*, il livello obiettivo, in termini di costo di produzione del servizio, in funzione del quale è stato fissato l'*X-factor*, è stato determinato in base al costo medio ponderato delle imprese distributrici delle classi dimensionali *medie imprese* e *piccole imprese*, appartenenti al campione esaminato, il cui costo medio è risultato inferiore rispetto al livello medio del campione.
- 28.7 Per quanto riguarda il servizio di misura e il servizio di commercializzazione della distribuzione e della misura, il livello dell'*X-factor* è stato determinato in funzione di livelli obiettivo, in termini di costi, definiti in base ai livelli medi dei costi di produzione del servizio delle imprese appartenenti al campione
- 28.8 In applicazione di tali criteri sono stati fissati i valori dell'*X-factor* per il terzo periodo di regolazione:
- 5,4% per le imprese con oltre 300.000 punti di riconsegna;
  - 4,6% per le imprese con oltre 50.000 e fino a 300.000 punti di riconsegna;
  - 3,2% per le imprese con meno di 50.000 punti di riconsegna.
- 28.9 Per l'aggiornamento delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi della misura per le funzioni di installazione e manutenzione, dei costi operativi della misura per le funzioni di rilevazione e registrazione dei dati e dei costi operativi relativi alla commercializzazione è stato fissato un *X-factor* pari a 3,6%.

### ***Aggiornamento annuale della quota parte dei parametri tariffari relativi ai costi di capitale centralizzato***

- 28.10 Ai sensi del comma 43.1 della RTDG, nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2012 l'Autorità aggiorna entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di efficacia, le componenti a copertura dei costi di capitale centralizzati tenendo conto del:
- a) tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat, applicato ai valori  $RCA_{t-1,c}^{CEN}$ ,  $AMA_{t-1,c}^{FAB}$  e  $AMA_{t-1,c}^{ALT}$ ;

- b) tasso di variazione collegato agli investimenti in altre immobilizzazioni materiali e immateriali realizzati a livello aggregato di settore nell'anno  $t-2$ , applicato ai valori  $IMN_{t-1,c}^{ALT}$ ,  $IML_{t-1,c}^{ALT}$  e  $AMA_{t-1,c}^{ALT}$ ;
- c) tasso di variazione del numero di punti di riconsegna al 31 dicembre dell'anno  $t-2$ , con una franchigia pari a +/-10%, applicato ai valori  $IMN_{t-1,c}^{FAB}$  e  $AMA_{t-1,c}^{FAB}$ . Tale previsione non si applica per l'aggiornamento previsto per l'anno 2010;
- d) tasso di variazione collegato ai nuovi contributi pubblici in conto capitale percepiti nell'anno  $t-2$ , applicato al valore  $RCA_{t-1,c}^{CEN}$  e, limitatamente alle variazioni relative all'anno 2008, al degrado dei contributi pubblici percepiti nei periodi 1984-1997 e 1998-2007.

28.11 In termini analitici, l'aggiornamento in corso di periodo è effettuato secondo quanto di seguito riportato. Il valore degli *immobili e fabbricati non industriali* viene aggiornato applicando la seguente formula:

$$IMN_{t,c}^{FAB} = IMN_{t-1,c}^{FAB} * (1 + dfl_{t-1}) * \left( \frac{NUA_{t-3,c}}{NUA_{t-2,c}} \right) \text{ se } |\Delta NUA_{t-2,t-3,c}| > 0,1$$

$$IMN_{t,c}^{FAB} = IMN_{t-1,c}^{FAB} * (1 + dfl_{t-1}) \quad \text{se } |\Delta NUA_{t-2,t-3,c}| \leq 0,1$$

28.12 Il valore unitario della quota ammortamento è aggiornato secondo la seguente formula:

$$AMA_{t,c}^{FAB} = AMA_{t-1,c}^{FAB} * (1 + dfl_{t-1}) * \left( \frac{NUA_{t-3,c}}{NUA_{t-2,c}} \right) \quad \text{se } |\Delta NUA_{t-2,t-3,c}| > 0,1;$$

$$AMA_{t,c}^{FAB} = AMA_{t-1,c}^{FAB} * (1 + dfl_{t-1}) \quad \text{se } |\Delta NUA_{t-2,t-3,c}| \leq 0,1.$$

28.13 Il valore delle *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* è determinato secondo la seguente formula:

$$IMN_{t,c}^{ALT} = IMN_{t-1,c}^{ALT} * (1 + \frac{\sum_c \Delta IMN_{t-2,c}^{ALT}}{\sum_c IMN_{t-3,c}^{ALT}}) * (\frac{\sum_c NUA_{t-3,c}}{\sum_c NUA_{t-2,c}}) * (1 + dfl_{t-1})$$

28.14 Il valore unitario della quota ammortamento è aggiornato secondo la seguente formula:

$$AMA_{t,c}^{ALT} = AMA_{t-1,c}^{ALT} * (1 + \frac{\sum_c \Delta IML_{t-2,c}^{ALT}}{\sum_c IML_{t-3,c}^{ALT}}) * (\frac{\sum_c NUA_{t-3,c}}{\sum_c NUA_{t-2,c}}) * (1 + dfl_{t-1}).$$

### **Aggiornamento annuale della quota parte dei parametri tariffari relativi ai costi di capitale di località**

28.15 Ai sensi del comma 44.1 della RTDG, nel corso terzo periodo di regolazione, per gli anni successivi al 2009, entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di efficacia, l'Autorità aggiorna la quota parte delle componenti  $t(dis)_{t,c,i}^{capex}$  e  $t(mis)_{t,c,i}^{capex}$  a remunerazione del capitale investito, in funzione:

- a) del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di

pubblicazione dell'Istat, applicato ai valori  $RCA(dis)_{t-1,c,i}$ ,  $RCA(mis)_{t-1,c,i}$ ,  $AMA(dis)_{t-1,c,i}$  e  $AMA(mis)_{t-1,c,i}$ ;

- b) del tasso di variazione collegato ai nuovi investimenti netti realizzati dalla singola impresa distributrice  $c$  nelle singole località  $i$  nell'anno  $t-2$ , applicato ai valori  $RCA(dis)_{t-1,c,i}$  e  $RCA(mis)_{t-1,c,i}$ ;
- c) del tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti nell'anno  $t-2$ , applicato ai valori  $AMA(dis)_{t-1,c,i}$ ;
- d) del tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile *standard* dei cespiti, con l'esclusione delle dismissioni di gruppi di misura convenzionali sostituiti con gruppi di misura elettronici ai sensi della deliberazione ARG/gas 155/08 nell'anno  $t-2$ , applicato ai valori  $AMA(mis)_{t-1,c,i}$ ;
- e) del tasso di variazione collegato agli investimenti lordi entrati in esercizio nell'anno  $t-2$ , applicato ai valori  $AMA(dis)_{t-1,c,i}$  e  $AMA(mis)_{t-1,c,i}$ ;
- f) del tasso di variazione collegato ai nuovi contributi pubblici in conto capitale percepiti e, limitatamente alle variazioni relative all'anno 2008, ai contributi privati capitalizzati nell'anno  $t-2$  e al degrado dei contributi pubblici percepiti e dei contributi privati addebitati, applicato ai valori  $RCA(dis)_{t-1,c,i}$  e  $RCA(mis)_{t-1,c,i}$ ; a partire dalle variazioni relative all'anno 2009 si tiene conto dei contributi privati comunque addebitati nell'anno  $t-2$ , indipendentemente dal trattamento contabile;
- g) del tasso di variazione collegato alla maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti sulle reti di distribuzione incentivati ed entrati in esercizio nell'anno  $t-2$ , applicato ai valori  $RCA(dis)_{t-1,c,i}$ .

28.16 Alle imprese verrà richiesto di dichiarare e certificare, in relazione agli investimenti a bilancio di cui alla lettera b) del paragrafo 28.15, l'eventuale quota di oneri finanziari capitalizzati. Tale quota di oneri finanziari capitalizzati non verrà riconosciuta ai fini dell'aggiornamento del capitale investito.

### ***Tasso di variazione collegato ai nuovi investimenti***

28.17 Ai sensi del comma 45.2 della RTDG, ai fini della determinazione del tasso di variazione collegato ai nuovi investimenti, entro il 15 ottobre di ciascun anno  $t$ , a partire dall'anno 2009, ciascuna impresa concessionaria del servizio di distribuzione comunica all'Autorità, utilizzando la modulistica predisposta dalla Direzione tariffe dell'Autorità:

- a) gli investimenti entrati in esercizio nel corso dell'anno  $t-1$ , come riportati nei bilanci sottoposti a revisione contabile, distinti per le tipologie di investimento come di seguito individuate al punto 28.19;
- b) la quantificazione fisica degli investimenti entrati in esercizio nel corso dell'anno  $t-1$ , con riferimento alle categorie individuate nell'apposito elenco delle consistenze dei cespiti di rete, come definito dall'Autorità con separato provvedimento, ai fini della valutazione di cui all'articolo 46 della medesima RTDG;
- c) le dismissioni effettuate nel corso dell'anno  $t-1$  per le tipologie di investimento individuate al punto 28.19, indicando l'anno di messa in esercizio del cespite dismesso,

precisando altresì se il cespite dismesso è stato oggetto di successiva alienazione e a quali condizioni;

- d) il valore dei cespiti, distinti per tipologia di cespiti, che hanno completato la loro vita utile convenzionale ai fini regolatori;
- e) la documentazione comprovante il rispetto dei requisiti di cui al successivo punto 28.20;
- f) gli investimenti e le dismissioni programmate per i tre anni successivi mediante un prospetto riportante l'illustrazione degli obiettivi, dei costi e dei tempi di realizzazione delle opere, distinti per tipologie di investimento;
- g) le variazioni delle immobilizzazioni in corso.

### ***Incentivi a particolari tipologie di investimento***

28.18 L'Autorità, in analogia a quanto previsto nella regolazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, ha introdotto incentivi volti a supportare particolari tipologie di investimento. La scelta delle tipologie di investimento da incentivare è stata effettuata valutando quali siano le specifiche esigenze relative all'obiettivo di migliorare la qualità del servizio che difficilmente possono essere intercettate dalla regolazione della qualità.

28.19 Sono così state individuate, in esito al processo di consultazione, due distinte tipologie di investimento cui è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito pari al 2% per un periodo di otto anni:

- a) ammodernamento dei sistemi di odorizzazione presso le cabine REMI;
- b) sostituzione delle condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo.

28.20 Gli interventi di ammodernamento dei sistemi di odorizzazione presso le cabine REMI sono ritenuti idonei alla maggiorazione se ricorrono i seguenti requisiti:

- l'impresa distributrice abbia proceduto semestralmente a effettuare il controllo strumentale e la verifica della taratura, come previsto dalla norma UNI 9463, rendendo disponibile idonea documentazione a evidenza degli avvenuti controlli;
- siano stati attivati i meccanismi di controllo da remoto della percentuale di odorizzante immesso nel gas distribuito, provvedendo altresì a conservare la registrazione dei valori rilevati;
- sia prevista l'attivazione automatica dell'odorizzatore a lambimento in caso di assenza temporanea della corrente elettrica o di malfunzionamento dell'odorizzatore ad iniezione.

28.21 L'Autorità verifica, anche mediante visite ispettive a campione:

- a) l'effettiva realizzazione degli investimenti di cui al presente articolo e la corrispondenza degli investimenti comunicati con i costi effettivamente sostenuti;
- b) la corrispondenza del valore degli incrementi patrimoniali con quelli risultanti dai bilanci certificati;
- c) la pertinenza e la corretta imputazione degli incrementi patrimoniali rispetto alle attività svolte.

### ***Criteri per la valutazione dei nuovi investimenti***

28.22 L'Autorità, con l'obiettivo di favorire uno sviluppo efficiente della rete, ha introdotto una regolazione incentivante anche per i costi di capitale, prevedendo criteri di valorizzazione dei nuovi investimenti a costi *standard*, a partire dall'anno 2010.

28.23 L'Autorità intende peraltro introdurre tali incentivi a uno sviluppo efficiente della rete di distribuzione del gas naturale con una certa gradualità. La gradualità consente, da un canto,

alle imprese di organizzare le proprie attività di investimento avendo un riferimento certo costituito dai costi *standard* che l'Autorità potrà riconoscere nelle diverse situazioni, dall'altro, la gradualità consente all'Autorità eventuali aggiustamenti dei criteri di valutazione dei nuovi investimenti, basati su riscontri concreti relativi alle attività di investimento delle imprese distributrici.

- 28.24 Secondo l'impostazione adottata dall'Autorità per il terzo periodo di regolazione, gli investimenti degli anni 2007 e 2008 sono valutati ancora a consuntivo. In ogni caso le imprese distributrici oltre ai dati economici relativi agli investimenti effettuati distinti per tipologia di cespiti, trasmettono anche dati dettagliati relativi alle variazioni delle consistenze fisiche, coerentemente con le classi indicate dall'Autorità.
- 28.25 Ai fini degli aggiornamenti annuali, gli investimenti relativi all'anno 2009, sono valutati a consuntivo. Qualora il costo effettivamente sostenuto dall'impresa sia superiore al *costo standard* fissato dall'Autorità l'impresa distributtrice è tenuta a giustificare lo scostamento. In ogni caso le imprese distributtrici oltre ai dati economici relativi agli investimenti effettuati distinti per tipologia di cespiti, trasmettono anche prospetti dettagliati relativi alle variazioni delle consistenze, coerentemente con le tipologie indicate dall'Autorità.
- 28.26 La valutazione a costi *standard* avrà pertanto efficacia solo a partire dagli investimenti effettuati nell'anno 2010, ovvero quando, ai fini degli aggiornamenti annuali relativi all'anno 2012, gli investimenti saranno valutati a costi *standard*, sulla base di un prezzario definito dall'Autorità.
- 28.27 A tal proposito, la deliberazione ARG/gas n. 159/08 conferisce un 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.
- 28.28 Ai fini della definizione del prezzario è stato attivato uno specifico gruppo di lavoro con gli operatori. Nel provvedimento saranno definiti il prezzario di partenza e le relative modalità di aggiornamento all'interno del periodo regolatorio e in fase di passaggio al periodo regolatorio successivo.
- 28.29 La RTDG prevede che le imprese distributtrici trasmettano all'Autorità una dichiarazione di conformità sottoscritta dal medesimo soggetto cui ai sensi di legge è demandato il controllo contabile della società. Nella dichiarazione, per ciascuna tipologia di cespiti, deve essere indicata la conformità dei valori riportati nei prospetti inviati all'Autorità per gli aggiornamenti annuali con i dati di bilancio e deve essere indicata la corrispondenza delle quantità fisiche riportate nei medesimi prospetti con le effettive consistenze fisiche.

## **29 Meccanismi di perequazione**

- 29.1 La presenza di una tariffa obbligatoria applicata ai clienti finali che riflette i costi medi del servizio per macro-ambiti e la presenza di una tariffa di riferimento che riflette i costi del servizio per le singole imprese distributtrici, rende necessaria l'adozione di specifici meccanismi di perequazione.
- 29.2 L'Autorità ritiene che l'attivazione dei meccanismi di perequazione debba essere prevista solo laddove gli effetti di variabili esogene al controllo dell'impresa distributtrice possano incidere sul livello del costo di produzione del servizio.
- 29.3 In questa logica, l'Autorità ha ritenuto di escludere dai meccanismi di perequazione i costi di commercializzazione e i costi di raccolta, rilevazione e validazione delle misure, il cui livello

di costo si ritiene sia debolmente influenzato dall'effetto di variabili esogene. Questa scelta è peraltro in linea con quanto previsto nella regolazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

- 29.4 La perequazione dei costi e dei ricavi di distribuzione e di misura per gli anni 2009- 2012 si articola in:
- perquazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
  - perquazione dei costi relativi al servizio di misura.
- 29.5 L'Autorità, al fine di mitigare gli effetti economico-finanziari conseguenti a ritardi nel riallineamento dei ricavi effettivi ai ricavi ammessi, ha predisposto un meccanismo di acconto-conguaglio.
- 29.6 E' così previsto che bimestralmente siano riconosciuti alle imprese distributrici ammontari di perequazione in acconto basati sulla valutazione *ex ante* del vincolo ai ricavi ammessi. Annualmente è previsto il conguaglio degli importi erogati in acconto sulla base dei dati consuntivi.
- 29.7 Nel processo di perequazione interviene con un ruolo attivo anche la Cassa, che in ogni caso, in relazione all'interpretazione ed attuazione delle norme in materia di perequazione si attiene alle indicazioni dell'Autorità. Pertanto, ogni eventuale contestazione circa le modalità di applicazione dei meccanismi di perequazione e di raccolta delle relative informazioni è demandata alla valutazione e decisione dell'Autorità.

#### ***Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione***

- 29.8 In ciascun anno  $t$  e per ciascuna impresa distributtrice  $c$ , l'Autorità determina entro il 31 gennaio un ammontare di perequazione bimestrale d'acconto, calcolato secondo la seguente formula:

$$PD_{t,c,b}^{acc} = (VRD_c^{att} - RE_c^{att}) * \frac{1}{6}$$

dove:

- $VRD_c^{att}$  è il valore del vincolo ai ricavi ammessi per l'impresa di distributtrice  $c$ , atteso per l'anno  $t$ , come stimato dall'Autorità;
- $RE_c^{att}$  è il ricavo atteso per l'anno  $t$ , stimato dall'Autorità, derivante dall'applicazione della tariffa obbligatoria.

- 29.9 In ciascun anno  $t$  l'ammontare di perequazione  $PD_{t,c}$ , riconosciuto a consuntivo a ciascuna impresa distributtrice  $c$ , relativo al meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione è pari a:

$$PD_{t,c} = VRD_c - RE_c - \sum_b PD_{t,c,b}^{acc}$$

dove:

- $RE_c$  è il ricavo effettivo di competenza dell'anno  $t$ , ottenuto dall'applicazione delle tariffe obbligatorie ai clienti titolari dei contratti per il servizio di distribuzione nei punti di riconsegna serviti dall'impresa  $c$  nel medesimo anno;
- $PD_{t,c,b}^{acc}$  è la somma degli ammontari di perequazione in acconto.

#### ***Perequazione dei costi relativi al servizio di misura***

- 29.10 Per il servizio di misura è previsto un meccanismo di perequazione dei costi. In particolare sono oggetto di perequazione i costi di capitale, che essendo differenziati per località trovano

copertura in tariffe obbligatorie che tengono conto dei livelli medi dei costi di capitale delle località appartenenti a ciascun ambito tariffario, e i costi relativi alle letture di *switch*. Rispetto a questa seconda voce del meccanismo di perequazione dei costi di misura occorre rilevare che l’Autorità, in una logica pro-competitiva e in coerenza con le scelte regolatorie operate per il settore elettrico, ha previsto che le letture di *switch* siano effettuate dalle imprese distributrici senza oneri a carico del cliente finale che cambia fornitore.

- 29.11 Il costo sostenuto dalle imprese distributrici per l’effettuazione delle letture di *switch*, per la precisione il tentativo di lettura di *switch*, viene socializzato. L’Autorità ha già compreso nella componente tariffaria  $\tau_1(mis)$  una quota parte destinata alla copertura dell’incremento del numero di letture di *switch* rispetto all’anno 2006, fissata unitariamente pari a 0,10 euro per punto di riconsegna per anno, in un’ottica prudenziale circa la possibile dinamica evolutiva delle letture di *switch* medesime.
- 29.12 Con la perequazione dei costi di misura a ciascuna impresa distributtrice viene riconosciuto il costo effettivamente sostenuto per l’effettuazione dei tentativi di lettura di *switch*. Ciascuna impresa distributtrice contestualmente restituisce il ricavo effettivo conseguito dall’applicazione della quota parte della componente tariffaria  $\tau_1(mis)$  destinata alla copertura dell’incremento del numero di letture di *switch* rispetto all’anno 2006.
- 29.13 Nell’ambito di tale meccanismo di perequazione viene infine gestita anche la penale, applicata a partire dall’anno 2010, determinata, per ciascuna impresa distributtrice  $c$ , in relazione al grado di assolvimento degli obblighi previsti dalle disposizioni delle deliberazioni ARG/gas 155/08.
- 29.14 In termini formali, in ciascun anno  $t$ , l’ammontare di perequazione  $PM_{t,c}$ , riconosciuto a consuntivo a ciascuna impresa distributtrice  $c$ , relativo al meccanismo di perequazione dei costi relativi al servizio di misura è pari a:

$$PM_{t,c} = CS_c^{switch} - RE_c^{switch} + VRM_{t,c}^{capex} - RE_c^{capex,mis} - RPM_c$$

dove:

- $CS_c^{switch}$  è il costo standard per le letture di *switch* effettuate nell’anno  $t$  dall’impresa distributtrice  $c$ , ottenuto dal prodotto del corrispettivo unitario per *switch*, fissato dall’Autorità per l’anno  $t$ , fissato pari a 5 euro, per il numero di letture di *switch* effettive dell’anno  $t$ ;
- $RE_c^{switch}$  è il ricavo conseguito applicando la quota parte della componente tariffaria  $\tau_1(mis)$  destinata alla copertura dell’incremento del numero di letture di *switch* rispetto all’anno 2006, fissata unitariamente pari a 0,10 euro per punto di riconsegna per anno;
- $RE_c^{capex,mis}$  è il ricavo conseguito applicando la quota parte della componente tariffaria  $\tau_1(mis)$  destinata alla copertura dei costi di capitale.
- $RPM_c$  è la penale, applicata a partire dall’anno 2010, relativa a ciascuna impresa distributtrice  $c$ , in relazione al grado di assolvimento degli obblighi previsti dalle disposizioni delle deliberazioni ARG/gas 155/08. In termini formali:

$$RPM_c = \sum_g \max(\Delta N_c^g; 0) * P_g$$

con:

- $P_g$  è la penale unitaria per singolo gruppo di misura, appartenente alla classe  $g$  non installato nei termini previsti, il cui valore è riportato nella Tabella 8 della RTDG;

$$\circ \Delta N_c^g = \min(N_c^g \Big|_{previsti} - N_c^g \Big|_{installati}; 0,5 * N_c^g \Big|_{previsti})$$

dove

- $N_c^g \Big|_{previsti}$  è il numero di punti di riconsegna, dotati di gruppi di misura della classe  $g$ , serviti dall'impresa distributrice  $c$ , per i quali entro il 31 dicembre dell'anno  $t$  è prevista, ai sensi della deliberazione ARG/gas 155/08, l'installazione di gruppi di misura aventi i requisiti minimi definiti nella medesima deliberazione;
- $N_c^g \Big|_{installati}$  è il numero di punti di riconsegna, dotati di gruppi di misura della classe  $g$ , serviti dall'impresa distributrice  $c$ , per i quali entro il 31 dicembre dell'anno  $t$  è stato effettivamente installato un gruppo di misura avente i requisiti minimi di cui alla deliberazione ARG/gas 155/08.

29.15 Oltre al pagamento della penale, l'Autorità ha previsto, qualora l'inadempimento rispetto alle disposizioni di cui alla deliberazione ARG/gas 155/08 risulti particolarmente grave, l'attivazione di un procedimento finalizzato all'ergoazione di una sanzione. Perché il procedimento sia attivato è necessario che sia verificata la seguente condizione:

$$\sum_g N_c^g \Big|_{previsti} - \sum_g N_c^g \Big|_{installati} > 0,5 * \sum_g N_c^g \Big|_{previsti}$$

29.16 In relazione alla gestione del periodo transitorio per il primo semestre 2009, come previsto dalla deliberazione ARG/gas n. 197/08 è stato necessario disporre che la quota parte dell'ammontare di perequazione dei costi relativi al servizio di misura di cui al comma 49.1 della RTDG, relativa alla compensazione dei costi per le letture di *switch* effettuate nel primo semestre 2009 sia riconosciuta alle imprese di vendita.

29.17 In particolare è previsto che a copertura dei costi relativi alle letture di *switch* in eccedenza a quelle dell'anno 2006 sostenuti dalle imprese di vendita nel primo semestre dell'anno 2009, con riferimento ai punti di riconsegna dalle stesse fornite e connessi alle reti di ciascuna impresa distributrice  $c$ , sia riconosciuta una quota parte dell'ammontare di perequazione di cui al comma 49.1 della RTDG, calcolato secondo la seguente formula:

$$PMTR_{2009,c,v} = CSTR_{c,v}^{switch} - RETR_{c,v}^{switch}$$

dove:

- $CSTR_{c,v}^{switch}$  è il costo *standard* per le letture di *switch* effettuate nel primo semestre dell'anno 2009 dall'impresa di vendita  $v$  presso i punti di riconsegna serviti dall'impresa distributrice  $c$ , ottenuto dal prodotto del corrispettivo unitario per *switch*, fissato dall'Autorità per l'anno 2009 pari a 5 euro, per il numero di letture di *switch* effettive del primo semestre 2009 eccedente il 50% del numero di letture di *switch* effettive dell'anno 2006, riferite al sottoinsieme di punti di prelievo, individuati con riferimento al perimetro 2009, nella titolarità dell'impresa di vendita;
- $RETR_{c,v}^{switch}$  è il ricavo conseguito applicando la quota parte della componente tariffaria  $\tau_1(mis)$  destinata alla copertura dell'incremento del numero di letture di *switch* rispetto all'anno 2006, fissata unitariamente pari a 0,10 euro per punto di riconsegna per anno.

29.18 Per l'anno 2009 la quota parte dell'ammontare di perequazione di cui al comma 49.1 della RTDG che spetta a ciascuna impresa distributrice  $c$  è calcolato secondo la seguente formula:

$$PM_{2009,c} = CS_c^{switch} - RE_c^{switch} + VRM_{t,c}^{capex} - RE_c^{capex,mis} - RPM_c - PMTR_{2009,cv}$$

### ***Adempimenti formali relativi ai meccanismi di perequazione***

- 29.19 L'Autorità ha previsto norme relative a pagamenti e incassi che mirano a garantire l'equilibrio gestionale dei conti gestiti dalla Cassa. In linea generale questo implica che i versamenti siano effettuati in epoca anteriore rispetto ai pagamenti.
- 29.20 In particolare, l'Autorità ha previsto che, entro quindici giorni lavorativi dalla chiusura di ciascun bimestre, le imprese distributrici, i cui importi in acconto  $PD_{t,c,b}^{acc}$ , siano negativi, versino alla Cassa quanto dovuto e che entro trenta giorni lavorativi dalla chiusura del bimestre la Cassa provveda a erogare gli importi in acconto.
- 29.21 In termini di adempimenti a carico delle imprese, finalizzati alla definizione degli ammontari di perequazione, è previsto che ciascuna impresa distributtrice  $c$ , entro il 31 luglio di ogni anno a partire dall'anno 2010, faccia pervenire alla Cassa e all'Autorità, con le modalità da questa definite in coerenza con le disposizioni della RTDG, le informazioni necessarie al calcolo dell'ammontare di perequazione relativo all'anno precedente.
- 29.22 Le località che iniziano la distribuzione successivamente alla data di calcolo delle tariffe di riferimento ed obbligatorie relative all'anno  $t$ , per il medesimo anno applicano le tariffe obbligatorie fissate per gli ambiti tariffari di appartenenza e, non avendo partecipato alla determinazione (*ex-ante*) della tariffa di riferimento per il medesimo anno  $t$ , non vengono perequate in acconto.
- 29.23 Alla chiusura dell'anno  $t$ , tali località partecipano, con i propri costi di capitale, alla determinazione (*ex-post*) della tariffa di riferimento per quell'anno. La tariffa di riferimento *ex-post* è utilizzata per il calcolo del vincolo ai ricavi ammessi necessario alla determinazione dell'ammontare del saldo di perequazione. Per queste località l'impresa distributtrice deve compilare l'apposita modulistica che sarà pubblicata su sito internet dell'Autorità entro la fine dell'anno 2009.
- 29.24 Nel caso in cui l'impresa distributtrice non rispetti il termine del 31 luglio per l'invio dei dati, la Cassa provvede a calcolare l'ammontare di perequazione utilizzando ogni informazione disponibile e provvedendo a una stima prudenziale delle informazioni mancanti, in un'ottica di minimizzazione dell'ammontare di perequazione eventualmente dovuto dal sistema all'impresa distributtrice inadempiente e viceversa di massimizzazione di quanto eventualmente dovuto dallo stesso al sistema di perequazione nel suo complesso.
- 29.25 La Cassa comunica entro il 30 settembre di ciascun anno all'Autorità e a ciascuna impresa distributtrice l'ammontare di perequazione relativo ai singoli meccanismi di perequazione, a consuntivo e in acconto.
- 29.26 Ciascuna impresa distributtrice, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione a consuntivo, entro il 31 ottobre di ogni anno, provvede a versare alla Cassa quanto dovuto.
- 29.27 La Cassa, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione a consuntivo, entro il 30 novembre di ogni anno eroga quanto dovuto a ciascuna impresa distributtrice.
- 29.28 Nel caso in cui le disponibilità del conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas di cui al comma 93.1, lettera c) della RTDG non siano sufficienti a erogare quanto di spettanza di ogni impresa distributtrice, la Cassa effettua pagamenti pro-quota rispetto agli importi vantati dalle diverse imprese distributtrici, fino a concorrenza delle disponibilità dei conti suddetti.

### 30 Soggetti responsabili del servizio di misura

- 30.1 Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica definisce i diritti e gli obblighi dei soggetti responsabili del servizio di misura.
- 30.2 Come specificato in sede di consultazione e ribadito nel capitolo 6 della presente relazione, l'Autorità ritiene indispensabile che, per qualunque fornitura di *commodity* che utilizzi un servizio a rete:
- esista e funzioni in modo tempestivo e accurato un'attività di misura;
  - vengano individuate in modo inequivocabile le relative responsabilità;
  - il dato di misura sia reso disponibile in modo non discriminatorio a tutti gli operatori interessati, nel rispetto del criterio di economicità e di proprietà del dato, che, per quanto attiene i propri consumi, rimane in capo al cliente finale.
- 30.3 Rispetto al precedente periodo regolatorio l'Autorità, in una logica di razionalizzazione del sistema, ha introdotto, in analogia con quanto disposto per il settore elettrico, norme specifiche che individuano univocamente, quale responsabile del servizio di misura:
- l'impresa di trasporto per i punti di consegna;
  - l'impresa distributrice per i punti di riconsegna per i clienti finali che prelevano gas da tali punti;
  - l'impresa distributrice sottendente per i punti di interconnessione fra imprese distributrici.
- 30.4 L'ipotesi di assegnazione all'impresa di trasporto di responsabilità relative al servizio di misura nei punti di consegna è stata fortemente criticata dagli operatori in sede di consultazione. La principale obiezione sollevata riguarda il fatto che le apparecchiature di misura, trovandosi inserite nelle cabine REMI, rientrano nel perimetro di responsabilità dell'impresa di distribuzione. Secondo gli operatori l'ipotesi di prevedere distinte responsabilità tra gestione delle cabine REMI, in capo all'impresa distributrice, e gestione delle apparecchiature di misura, in capo all'impresa di trasporto, comporterebbe inefficienze e complicazioni di tipo gestionale.
- 30.5 L'Autorità ritiene che i costi associati alla separazione delle responsabilità tra impresa distributrice e impresa di trasporto siano ampiamente compensati dai vantaggi che derivano da una gestione integrata delle misure relative al perimetro dell'attività di trasporto da affidarsi all'impresa di trasporto medesima, in relazione all'imprescindibile esigenza di disporre di un bilancio della rete di trasporto il più possibile certo e tempestivo. Questa scelta dell'Autorità getta le basi per la realizzazione di un sistema integrato di misura e predisposizione dei bilanci di rete, nel quale il soggetto, cui sono assegnate precise responsabilità in relazione a perdite di rete e mancate contabilizzazioni, è dotato di tutti gli strumenti necessari per avere il pieno controllo del processo, sia in termini di buon funzionamento degli strumenti di misura, sia in termini di disponibilità dei dati.
- 30.6 In quest'ottica, con riferimento ai punti di consegna, l'impresa distributrice è tenuta a rendere accessibili i gruppi di misura o rendere disponibili le misure secondo le specifiche definite dall'impresa di trasporto.
- 30.7 L'efficacia di tali norme è comunque stata differita a un momento successivo rispetto all'entrata in vigore della RTDG, che sarà individuato con una apposita deliberazione dell'Autorità.

- 30.8 Per quanto riguarda la responsabilità per il servizio di misura presso il punto di riconsegna, in sede di consultazione si è registrato un generale consenso presso gli operatori in merito al trasferimento in capo alle imprese distributrici delle responsabilità relative alla rilevazione e registrazione dei dati, precedentemente assegnate all'impresa di vendita.
- 30.9 In relazione alle esigenze manifestate da associazioni di categoria e imprese, circa la necessità di disporre di un congruo periodo di tempo per l'adattamento alle nuove disposizioni, l'Autorità ha acconsentito un differimento di decorrenza di tale trasferimento di sei mesi rispetto alla data di entrata in vigore dell'RTDG
- 30.10 Nel periodo transitorio che si estende dall'1 gennaio 2009 al 30 giugno 2009 la responsabilità relativa alla raccolta, validazione e registrazione delle misure del gas, con riferimento ai punti di riconsegna, rimane in capo ai soggetti che attualmente la esercitano, in continuità con la disciplina in vigore nell'anno 2008.
- 30.11 L'Autorità ha poi disposto che le misure del gas rilevate, validate e registrate nei punti di consegna e di riconsegna, che costituiscono le misure rilevanti ai fini della regolazione delle partite economiche relative ai servizi di dispacciamento, trasporto, distribuzione e vendita, non possano essere utilizzate per finalità diverse; per le misure rilevate nei punti di riconsegna è prevista una deroga in caso di consenso scritto da parte del cliente finale.
- 30.12 Con riferimento alle misure raccolte nei punti di interconnessione è previsto che l'impresa distributtrice che le rileva, le renda disponibili sia all'impresa distributtrice sottesa, sia all'impresa di trasporto.
- 30.13 Una volta raccolte, le misure devono essere archiviate e custodite dal responsabile dell'attività di raccolta, validazione e registrazione per un periodo minimo di 10 (dieci) anni per permettere le verifiche di competenza. Nel caso di cessioni e incorporazioni di attività, il soggetto cedente ha l'obbligo di trasferire contestualmente i suddetti archivi al soggetto cessionario, nel rispetto delle regole di riservatezza.
- 30.14 L'efficacia delle norme in materia di remunerazione del servizio di misura nei punti di consegna è stata rimandata a un successivo provvedimento dell'Autorità. La modifica del perimetro dei costi riconosciuti in relazione ai punti di consegna deve essere effettuata in modo sincrono per il servizio di trasporto e per il servizio di distribuzione, in modo da evitare ingiustificati aumenti di oneri in capo ai clienti finali.
- 30.15 Per quanto concerne le prestazioni accessorie relative al servizio di misura, fatto salvo quanto disposto in materia di verifiche del gruppo di misura ai sensi dell'articolo 61 della RTDG, i soggetti responsabili del servizio di misura non sono autorizzati ad addebitare corrispettivi che non siano regolati nella presente RTDG per prestazioni fornite nell'ambito dello svolgimento del medesimo servizio.

### **31 Casi particolari**

- 31.1 Il provvedimento oggetto della presente relazione reca alcune disposizioni particolari (in particolare gli articoli da 58 a 61 dell'RTDG).

#### ***Trattamento nei casi di cambiamento di gestore in una località***

- 31.2 In merito ai cambiamenti di gestore in una località nel corso del terzo periodo di regolazione, si distinguono le concentrazioni tra imprese che consentono di ridurre il numero complessivo

delle imprese medesime e incrementare il numero di clienti attivi serviti da uno stesso soggetto giuridico dalle operazioni che non riducono il numero degli operatori

- 31.3 Al fine di incentivare le operazioni che consentono una riduzione del numero di operatori, per tutto il periodo successivo al secondo anno dalla data di efficacia delle stesse e fino alla conclusione del terzo periodo regolatorio, i vincoli ai ricavi ammessi sono calcolati assumendo come componente a copertura dei costi operativi della distribuzione quella propria dell'impresa distributrice uscente nella medesima località e considerando, per gli aggiornamenti annuali, un *X-factor* corrispondente a quello applicabile al soggetto risultante dalla concentrazione.
- 31.4 Nel caso invece di operazioni che non comportino la riduzione del numero delle imprese distributrici operanti sul territorio nazionale, per l'aggiornamento della tariffa di riferimento si tiene conto di quanto segue:
- ai fini della valutazione del capitale investito di località, la stratificazione dei cespiti di località è trasferita inalterata dal soggetto cedente al soggetto cessionario;
  - il valore dei cespiti centralizzati del soggetto cedente e del soggetto cessionario è aggiornato sulla base del tasso di variazione dei punti di riconsegna serviti conseguente al passaggio di titolarità, considerando una franchigia pari a +/-10%;
  - i valori unitari dei costi operativi e l'*X-factor* del soggetto cessionario non sono modificati a seguito del passaggio.

#### ***Riconoscimento maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione***

- 31.5 Nel caso in cui il Comune non abbia assegnato una nuova concessione successivamente all'entrata in vigore del decreto legge n. 159/07, per il riconoscimento di maggiori oneri conseguenti ad un incremento del canone previsto dalla normativa primaria, le imprese distributrici interessate possono presentare all'Autorità apposita istanza supportata da idonea documentazione comprovante l'attivazione dei meccanismi di tutela per le fasce deboli di utenti, nei termini conformi alla presentazione di dati, quale ad esempio la delibera assunta dagli organi comunali competenti dalla quale si evinca l'assunzione di tali impegni.
- 31.6 Il riconoscimento dei maggiori oneri è limitato al periodo che intercorre dalla data di efficacia dell'aumento del canone fino alla data in cui viene aggiudicata la nuova gara e non può superare l'ammontare per ciascuna impresa distributtrice *c* e singola località *i*,  $COL_{c,i}$ ; quest'ultimo deve essere proposto dall'impresa nell'istanza sopra indicata per l'applicazione nell'anno successivo, ed è determinato secondo la seguente formula:

$$COL_{c,i} = \max \left\{ 0, 1 * VRD_{07-08,c,i}^{170/04} - CAN_{0,c,i} \right\} * (1 - GP_i); 0 \}$$

dove:

- $VRD_{07-08,c,i}^{170/04}$  è il vincolo ai ricavi determinato ai sensi delle disposizioni della deliberazione n. 170/04 per l'anno termico 2007-2008;
- $CAN_{0,c,i}$  è il valore del canone di concessione richiesto dal comune precedentemente l'aumento disposto ai sensi delle disposizioni del comma 4, dell'articolo 46-bis, del decreto-legge n. 159/07, all'impresa distributtrice *c*, per la località *i*;
- $GP_i$  è il coefficiente che esprime il grado di proprietà delle reti da parte del Comune e può variare tra zero e uno. Assume valore uno quando il comune è interamente proprietario delle reti. Il grado di proprietà è determinato sulla base del valore delle

single componenti delle reti medesime, come risultante dall'esame dello stato delle consistenze fisiche e dai dati contabili.

- 31.7 E' prevista la possibilità, per l'impresa distributrice, di istituire un'apposita componente tariffaria a copertura dei maggiori oneri, denominata *canoni comunali*, di cui è data separata evidenza in bolletta. Tale componente tariffaria è espressa in euro per punto di riconsegna ed è applicata ai soli punti di riconsegna siti nell'ambito del territorio comunale dove è stata deliberata la maggiorazione. Il valore di tale componente tariffaria è determinato dividendo il valore di  $COL_{c,i}$  per il numero di punti di riconsegna atteso per l'anno  $t$ .
- 31.8 Dei ricavi rinvenienti dall'applicazione della maggiorazione dev'essere data separata evidenza contabile.

### ***Derivazioni d'utenza e verifica del gruppo di misura***

- 31.9 Nell'ambito del processo di consultazione, l'Autorità ha rilevato la necessità di una regolazione uniforme, comune a tutte le imprese di distribuzione, della gestione dei tratti di impianti di derivazione d'utenza compresi tra il confine di proprietà del cliente finale e le apparecchiature di misura del gas (di seguito indicati come derivazioni d'utenza).
- 31.10 A tal fine, già nel primo documento per la consultazione si proponevano alcune linee di intervento che tuttavia sono state oggetto di critica da parte degli operatori; alcuni hanno sottolineato l'inopportunità di disposizioni dell'Autorità che pongano in capo all'impresa di distribuzione l'obbligo di verifica dell'impianto interno, su eventuale esplicita richiesta del titolare del punto di riconsegna, con rilascio di una dichiarazione di stato, secondo uno *standard* di comunicazione prestabilito, in quanto ciò porta a un'estensione della responsabilità dell'impresa di distribuzione su una porzione di impianto su cui, in base alle attuali disposizioni di legge, il distributore non ha alcuna responsabilità, andando di fatto in sovrapposizione con le responsabilità degli installatori qualificati e introducendo nuovamente elementi destabilizzanti della normativa. E' stato inoltre sottolineato che le analisi sullo stato di conformità degli impianti, anche di quelli a valle del contatore, non debba essere un'attività svolta in condizione di monopolio.
- 31.11 Considerata la necessità di maggiori approfondimenti, anche a valle delle successive consultazioni, in relazione alla complessità dell'argomento l'Autorità ha comunque ribadito che la responsabilità dell'impresa di distribuzione del gas naturale si estende fino al gruppo di misura o, in assenza del gruppo di misura, fino all'organo di intercettazione terminale, nel rispetto delle vigenti normative in materia di sicurezza degli impianti.
- 31.12 L'Autorità ha ritenuto indispensabile procedere innanzitutto a una mappatura delle diverse situazioni di criticità; a tal fine il provvedimento prevede che le imprese distributrici entro il 31 dicembre 2009 predispongano e trasmettano all'Autorità un programma che preveda:
- a) la quantificazione del numero di interventi da effettuare e la stima del costo ad essi relativo;
  - b) un crono-programma di attuazione per macro-obiettivi che preveda obbligatoriamente l'effettuazione degli interventi di spostamento in occasione delle operazioni di sostituzione dei gruppi di misura disposte ai sensi della deliberazione ARG/gas 155/08.
- 31.13 Tali approfondimenti sono funzionali a una revisione della regolazione delle derivazioni d'utenza basta sulle seguenti ipotesi:
- a) le imprese dovranno impegnarsi a effettuare, ove possibile, gli spostamenti dei gruppi di misura al confine di proprietà, senza oneri a carico del cliente finale;

- b) se tale intervento risulta oggettivamente non possibile, in alternativa le imprese potranno stipulare uno specifico contratto, con il soggetto proprietario delle aree e degli immobili nei quali risultano posate le tubature, mediante il quale l'impresa distributrice si assume l'obbligo di gestire e mantenere le medesime condotte e il proprietario si obbliga a rendere disponibile gli spazi necessari per la posa delle condotte e a consentire l'accesso al personale dell'impresa distributrice.
- c) ove il soggetto proprietario rifiuti la stipula della convenzione l'Autorità intende studiare opportuni provvedimenti che consentano alle imprese l'immediata sospensione della fornitura anche in assenza di condizioni di pericolo.

### **Verifiche del gruppo di misura**

31.14 Le modalità di copertura degli oneri in capo agli esercenti derivanti dalle disposizioni di cui ai commi 41.7 e 41.9 della RQDG saranno definite con successivo provvedimento.

## **32 Regime individuale**

### **Premessa**

- 32.1 Il provvedimento prevede che un'impresa di distribuzione del gas naturale, in alternativa al regime ordinario, abbia la facoltà di accedere ad un regime individuale, per il calcolo del vincolo sui ricavi, che consente di determinare i costi riconosciuti in modo da riflettere le specifiche condizioni in cui è svolta l'attività delle singole imprese distributrici.
- 32.2 L'istituto del regime individuale è definito per garantire l'equilibrio economico-finanziario alle imprese che si trovino a operare in condizioni territoriali esogene poco favorevoli, prevedendo il riconoscimento di costi aggiuntivi rispetto ai costi riconosciuti in regime ordinario, sulla base dei dati effettivi di ciascuna impresa, opportunamente documentati.
- 32.3 Rispetto a quanto previsto dalla precedente deliberazione n. 171/05, che conteneva le disposizioni per l'accesso al regime individuale per il secondo periodo regolatorio, alla luce delle esperienze maturate l'Autorità ha ritenuto opportuno apportare alcune modifiche necessarie per adeguare l'istituto del regime individuale al nuovo contesto regolatorio definito per il regime ordinario.
- 32.4 In una logica di convergenza dei criteri di regolazione tra settore elettrico e settore gas, l'Autorità ha deciso di limitare l'applicazione del regime individuale ai costi di distribuzione, ritenendo che l'esplicarsi degli effetti di fattori esogeni non sia in grado di incidere significativamente sui costi di produzione del servizio di misura e del servizio di commercializzazione. Nel nuovo contesto regolatorio disegnato con la RTDG vengono determinate secondo le regole del regime individuale le sole componenti  $t(cen)_{t,c}^{capex}$ ,  $t(dis)_{t,c,i}^{capex}$  e  $t(dis)_{t,c}^{opex}$ .
- 32.5 Per i soggetti che fanno richiesta di essere ammessi al regime individuale, in attesa della definizione delle componenti tariffarie secondo le regole del regime individuale, è prevista l'applicazione transitoria delle componenti della tariffa di riferimento previste per il regime ordinario, anche ai fini della determinazione degli importi d'acconto dei meccanismi di perequazione.

- 32.6 L'istanza di ammissione al regime individuale è respinta nel caso in cui il valore del capitale investito netto relativo ai cespiti per i quali non è disponibile la stratificazione temporale del costo storico originario e/o, esclusivamente per le località per le quali l'affidamento del servizio di distribuzione è stato aggiudicato ai sensi dell'articolo 15, comma 15.5, del decreto legislativo n. 164/00, le perizie tecniche asseverate, rappresenti una componente superiore al 50% delle immobilizzazioni nette.

### **Disposizioni generali**

- 32.7 Fatte salve le modalità di determinazione delle componenti della tariffa di riferimento  $t(cen)_{t,c}^{capex}$ ,  $t(dis)_{t,c,i}^{capex}$  e  $t(dis)_{t,c}^{opex}$ , si applicano al regime individuale le disposizioni previste per il regime generale.
- 32.8 I soggetti che intendono accedere al regime individuale devono presentare un'apposita istanza nei termini stabiliti dalla RTDG, corredandola oltre che della modulistica predisposta dagli uffici dell'Autorità, dei conti annuali separati, redatti ai sensi delle vigenti disposizioni in materia di separazione contabile stabilite dall'Autorità, relativi al secondo esercizio precedente a quello di applicazione del regime individuale.
- 32.9 La RTDG, ricalcando una norma già contenuta nella deliberazione n. 171/05, prevede, per alcuni casi motivati, la possibilità di presentare nuovamente istanza per la rideterminazione del vincolo sui ricavi, supportata da idonea documentazione. Tale ipotesi peraltro si applica solo qualora nel corso del periodo di regolazione siano intervenute variazioni nella titolarità delle località gestite, tali per cui il costo storico originario del capitale investito lordo delle nuove località sia pari rispettivamente ad almeno il 15% (oppure il 20%) del capitale investito lordo calcolato nell'ambito della precedente istruttoria individuale per le imprese con un capitale lordo investito superiore a (oppure fino a) 500 milioni di euro.
- 32.10 Nel caso di acquisizioni o fusioni societarie tra imprese di distribuzione, nel periodo transitorio, fino all'approvazione dell'eventuale proposta tariffaria in regime individuale calcolata con riferimento a un bilancio di esercizio rappresentativo del nuovo assetto societario, le imprese continueranno a calcolare le tariffe di riferimento sulla base del regime precedentemente in vigore.
- 32.11 E' prevista, altresì, la stessa possibilità nel caso in cui l'impresa di distribuzione abbia realizzato investimenti in potenziamenti ed estensioni che abbiano indotto il verificarsi di un incremento del capitale investito lordo quale quello citato precedentemente, o di un aumento del livello dei costi operativi di distribuzione pari a oltre il 15% (oppure in 20%) dei costi operativi determinati nell'ambito della precedente istruttoria individuale per le imprese con costi operativi superiori a (oppure fino a) 20 milioni di euro.

### **Regole per l'ammissione al regime individuale**

- 32.12 La disponibilità di informazioni economiche e patrimoniali complete e redatte conformemente ai principi contabili e secondo metodologie verificabili è una condizione necessaria per l'ammissione al regime individuale. La puntuale applicazione della disciplina della separazione contabile è un pre-requisito per la partecipazione al regime individuale.
- 32.13 Le imprese distributrici che presentano istanza devono mettere a disposizione dell'Autorità e della Cassa, per verifiche e controlli, le eventuali perizie tecniche asseverate relative alle concessioni il cui affidamento è stato aggiudicato dall'impresa successivamente all'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00.

- 32.14 La determinazione delle componenti  $t(cen)_{t,c}^{capex}$ ,  $t(dis)_{t,c,i}^{capex}$  e  $t(dis)_{t,c}^{opex}$  è basata su una istruttoria individuale. L'organo istruttore è la Cassa, la quale può richiedere di avvalersi della Guardia di Finanza.
- 32.15 L'istruttoria mira in primo luogo a verificare la disponibilità e la consistenza delle informazioni economiche e patrimoniali rilevanti. Successivamente è volta alla valutazione del capitale investito e dell'eventuale scostamento massimo ammissibile.
- 32.16 La tempistica delle distinte fasi istruttorie è disciplinata in modo puntuale nella RTDG. Il provvedimento reca disposizioni in merito alle tempistiche e lo svolgimento delle istruttorie individuali, che comprendono invio di dati da parte delle imprese, richieste di chiarimenti e integrazioni, nonché verifiche delle informazioni economiche e patrimoniali, anche in relazione alla corretta applicazione delle disposizioni delle deliberazioni in materia di separazione contabile in vigore e i criteri adottati per la registrazione e l'attribuzione dei costi.

***Determinazione livelli iniziali delle componenti tariffarie  $t(cen)_{t,c,i}^{capex}$ ,  $t(dis)_{t,c,i}^{capex}$  e  $t(dis)_{t,c}^{opex}$***

- 32.17 Ai fini della determinazione dei livelli iniziali della componente tariffaria  $t(cen)_{t,c,i}^{capex}$  si applicano le stesse regole previste per il regime ordinario, fatto salvo che il valore delle altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali, lorde e nette viene determinato sulla base del costo storico rivalutato.
- 32.18 Ai fini della determinazione della componente tariffaria  $t(dis)_{t,c,i}^{capex}$ , il valore delle immobilizzazioni materiali di località relative al servizio di distribuzione, lordo e netto, viene determinato sulla base del costo storico rivalutato.
- 32.19 Ai fini della determinazione del livello iniziale della componente tariffaria  $t(dis)_{t,c}^{opex}$  si considera il livello dei costi operativi effettivi a cui viene sottratta la differenza tra lo scostamento massimo ammissibile e lo scostamento ammissibile.

***Il metodo del costo storico rivalutato***

- 32.20 Il costo storico rivalutato è determinato considerando, per singola categoria di cespiti e per anno di acquisizioni a partire dall'anno t-52:
- 32.21 il costo storico originario d'acquisizione dei cespiti in esercizio al 31 dicembre del secondo anno precedente a quello di applicazione del regime individuale, escludendo: interessi passivi in corso d'opera (IPCO) non capitalizzati in sede di bilancio, rivalutazioni economiche e monetarie, disavanzi di fusione, altre poste incrementative non costituenti costo storico originario degli impianti, oneri promozionali, oneri per il rinnovo e la stipula di concessioni, oneri di avviamento. A partire dall'anno 2009 sono esclusi dal computo anche gli interessi passivi in corso d'opera capitalizzati;
- a) il valore del fondo di ammortamento economico-tecnico calcolato:
- i. per cespiti acquisiti fino all'anno 2002 incluso:
    - per i periodi di ammortamento fino all'anno 2000 incluso, sulla base delle vite utili adottate dalle imprese, come riportate nei propri bilanci certificati, ai fini del calcolo del fondo ammortamento economico-tecnico, e del costo di cui al punto a); per gli anni in cui dai bilanci certificati non siano desumibili informazioni puntuali circa le aliquote di ammortamento utilizzate, le imprese ricostruiscono il fondo utilizzando le vite utili adottate nel più vecchio bilancio

certificato che le riporti; l'Autorità, avvalendosi della Cassa, potrà, qualora ritenuto opportuno, prevedere rettifiche dei dati ricostruiti dalle imprese;

- per i periodi di ammortamento successivi all'anno 2000 e fino all'anno 2006, sulla base della vita utile tecnica delle infrastrutture riportate nella Tabella 15 della deliberazione n. 87/03;
- per i periodi di ammortamento successivi all'anno 2006 sulla base delle durate convenzionali dei cespiti di cui alla Tabella 3 della presente RTDG;

ii. per cespiti acquisiti successivamente all'anno 2002:

- per i periodi di ammortamento fino all'anno 2006, sulla base della durata convenzionale di cui alla Tabella 2 della deliberazione n. 170/04;
- per i periodi di ammortamento successivi all'anno 2006 sulla base delle durate convenzionali dei cespiti di cui alla Tabella 3 della presente RTDG.

32.22 La RTDG precisa che ai fini del calcolo del valore delle immobilizzazioni nette vengono considerati gli incrementi patrimoniali necessari allo svolgimento del servizio di distribuzione di gas nelle località gestite dall'impresa di distribuzione interessata, presenti nelle fonti contabili obbligatorie di soggetti diversi dall'esercente.

32.23 Relativamente alle località per le quali l'affidamento del servizio di distribuzione è stato aggiudicato successivamente all'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, ai sensi dell'articolo 15, comma 15.5, del medesimo decreto, se il valore netto delle immobilizzazioni determinato nella perizia tecnica asseverata differisce per una quantità in valore assoluto minore o uguale al 10% del valore netto delle medesime immobilizzazioni, l'impresa ai fini del calcolo di cui al comma 32.20, lettera 32.21, considera il valore delle immobilizzazioni nette pagato, così come risultante dalla suddetta perizia e lo imputa all'anno di aggiudicazione. Nel caso contrario, l'Autorità, avvalendosi della Cassa, procederà alla definizione del valore netto delle immobilizzazioni della località in questione, nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, con i criteri di cui alle lettere a) e b) dell'articolo 24 del regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578, escludendo sempre la valutazione del mancato profitto derivante dalla conclusione anticipata del rapporto di gestione.

32.24 Nel caso di parziale assenza della stratificazione temporale del costo storico originario d'acquisizione dei cespiti iscritti nelle fonti contabili obbligatorie per cause non imputabili all'esercente, il costo stesso, attribuito all'anno di realizzazione degli impianti, e il relativo fondo di ammortamento, vengono valutati tenendo conto:

- della vita utile e della vita residua dei cespiti, così come definita dall'impresa nel più remoto tra i bilanci certificati e una perizia tecnica asseverata;
- del costo storico originario di cespiti il più possibile omogenei in termini di risposta qualitativa, di vetustà e di collocazione orografica.

### ***Scostamento massimo ammissibile***

32.25 Lo scostamento massimo ammissibile è valutato tenendo conto del livello dei costi operativi e del livello dei costi di capitale centralizzato relativo alle altre immobilizzazioni materiali e alle immobilizzazioni immateriali centralizzate.

32.26 Lo scostamento è dato dalla differenza tra:

- la somma di:

- remunerazione del capitale investito netto e ammortamenti relativi ad *altre immobilizzazioni materiali e alle immobilizzazioni immateriali* determinati sulla base del costo storico rivalutato;
- costi operativi del servizio di distribuzione al netto delle altre rettifiche relative a componenti del valore della produzione diverse dai ricavi tariffari e dai contributi di allacciamento (ad esempio incrementi di immobilizzazioni per lavori interni, altri ricavi e proventi, ecc);
- e la quota parte del vincolo  $VRD_{t,c}^{cen}$ , a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione e dei costi di capitale centralizzati relativi ad *altre immobilizzazioni materiali e alle immobilizzazioni immateriali*, calcolato secondo le regole previste per il regime ordinario.

32.27 L'impresa di distribuzione è tenuta a documentare lo scostamento massimo ammissibile con informazioni utili a ricondurlo a variabili esogene fuori da controllo dell'impresa.

32.28 Lo scostamento è ritenuto ammissibile solo se originato da variabili esogene al di fuori del controllo dell'impresa. Le variabili esogene al di fuori del controllo dell'impresa sono quelle relative all'ambito territoriale e al mix di utenze a cui le concessioni dei singoli distributori si riferiscono.

32.29 L'Autorità, avvalendosi della Cassa, verifica l'impatto delle variabili esogene, così come indicato dall'impresa, mediante l'analisi della documentazione fornita e dei processi produttivi aziendali.

32.30 Nel caso in cui l'impresa di distribuzione non sia in grado di dimostrare che lo scostamento derivi da variabili esogene fuori dal controllo dell'impresa, ovvero l'Autorità non ritenga ammissibile lo scostamento evidenziato, si applicano le disposizioni del regime ordinario.

32.31 Lo scostamento non è ritenuto ammissibile quando:

- è legato a un uso non efficiente dei fattori produttivi;
- non è documentata l'origine esogena dello scostamento.

### ***Disposizioni particolari in materia di ammortamenti***

32.32 Nel caso in cui l'impresa di distribuzione relativamente ai cespiti di talune località abbia considerato quale costo storico il valore delle immobilizzazioni nette determinato nella perizia tecnica asseverata o definito dall'Autorità, avvalendosi della Cassa ai fini del calcolo degli ammortamenti tecnico economici si considera il valore lordo dei medesimi cespiti, così come determinato nelle perizie, ovvero definito dall'Autorità, sulla base del seguente algoritmo:

$$IMM_{lorde} = \frac{IMM_{nette}}{VUT_{perizia}^{residua}} \times VUT_{perizia}^{totale}$$

dove:

$IMM_{nette}$  è il valore delle immobilizzazioni nette, così come determinato nella perizia tecnica asseverata, ovvero il valore netto definito dall'Autorità, ai sensi del comma 32.22;

- $VUT_{perizia}^{residua}$  è la vita utile residua dei cespiti oggetto della perizia, così come riportata nella medesima perizia, ovvero come definita dall'Autorità;
- $VUT_{perizia}^{totale}$  è la vita utile dei cespiti oggetto della perizia, così come riportata nella medesima perizia, ovvero come definita dall'Autorità.

### **33 Distribuzione di gas naturale a mezzo di reti canalizzate**

#### ***Ambito di applicazione***

- 33.1 Nel primo documento di consultazione l’Autorità ha espresso un proprio orientamento sulla regolazione tariffaria delle distribuzioni di gas diversi dal naturale in rete canalizzata, indicando che, in linea di principio, debbano essere sottoposte a potestà di regolazione nonché agli obblighi informativi ad essa connessi tutte le distribuzioni di questo tipo anche se svolte in assenza di affidamento.
- 33.2 La proposta di estendere la regolazione tariffaria al servizio svolto in assenza di concessione ha fatto emergere critiche, da parte degli operatori, sia di tipo giuridico sia di tipo strettamente regolatorio.
- 33.3 Dal punto di vista giuridico si è sottolineato che non esistono norme di legge che abbiano in qualche modo ripristinato le competenze di regolazione tariffaria su un segmento di attività, quello della fornitura di gas diversi dal naturale, espressione di un mercato già da tempo aperto e concorrenziale.
- 33.4 Dal punto di vista regolatorio si è evidenziato che la presenza di un atto concessorio, in quanto titolo giuridico legittimante un regime “riservato”, esclude la natura concorrenziale di tale segmento di mercato. La conseguente esclusività del servizio assume quindi una funzione compensativa per l’esercente, rispetto agli obblighi imposti dalla regolazione, tutelandolo peraltro dalla possibilità che altri distributori sviluppino reti analoghe nello stesso territorio comunale.
- 33.5 L’Autorità, nel secondo documento di consultazione, ha proposto di restringere l’ambito della regolazione tariffaria alle sole reti canalizzate gestite in concessione e alle situazioni nelle quali, pur in assenza di concessione, ci si trovi in presenza di contratti di fornitura pluriennali.
- 33.6 Dalle osservazioni pervenute, con riferimento alla gestione di reti in assenza di concessione, è emersa la necessità di individuare rigorosamente il perimetro dell’attività da regolare al fine di evitare una equiparazione difficilmente giustificabile tra esercenti operanti in regime di libero mercato ed esercenti gestori di servizio pubblico locale.
- 33.7 Nell’ottica di assicurare un’adeguata remunerazione degli investimenti effettuati dalle imprese distributrici e contestualmente di ridurre la vulnerabilità del consumatore, l’Autorità, nel terzo documento di consultazione, ha stabilito che, in assenza di concessione, siano sottoposte a regolazione le reti posate su suolo pubblico che alimentano un numero adeguato di clienti e che abbiano stipulato contratti pluriennali con i clienti finali con vincoli di esclusiva di almeno 5 anni.

#### ***Costi riconosciuti e ribaltamento in tariffa***

- 33.8 Con riferimento ai costi riconosciuti si osserva che, per tener conto della specificità dei soggetti che operano nel settore dei gas diversi dal naturale e nell’ottica di una semplificazione degli adempimenti amministrativi, l’Autorità, nel primo documento di consultazione, ha proposto di calcolare un vincolo ai ricavi ammessi, di distribuzione e di misura, per impresa. Ciò avrebbe comportato l’ulteriore semplificazione di una tariffa anch’essa determinata per impresa.
- 33.9 In alternativa l’Autorità ha proposto tariffe per ambiti di aggregazione specifici (ad esempio regionali), indicando in questo caso opportuni driver per attribuire alle singole località la quota parte del vincolo di società.

- 33.10 Nel condividere l'opportunità di calcolare il vincolo per impresa, le obiezioni emerse dalla consultazione riguardavano la determinazione di una tariffa unica.
- 33.11 La critica principale si riferiva al fatto che l'adozione di una tariffa di società crea in generale elevati sussidi incrociati tra utenti appartenenti a località collocate in contesti geografici con caratteristiche peculiari ed alimentate da reti entrate in esercizio in periodi diversi.
- 33.12 La preferenza degli operatori si è orientata verso la determinazione di una tariffa per aggregato territoriale coincidente con la regione.
- 33.13 L'Autorità, nel provvedimento finale, ha adottato tariffe regionali d'impresa (ambito gas diversi) che meglio garantiscono la rispondenza dei costi riconosciuti alle caratteristiche economico-tecniche delle singole località.

### ***Struttura dell'opzione tariffaria ambiti gas diversi***

- 33.14 Per superare l'articolazione tariffaria in scaglioni di consumo, l'Autorità ha proposto nel primo documento di consultazione l'adozione di un unico valore di quota fissa e di quota variabile che diano ricavi convenzionali pari, per ciascuna quota, alla metà del vincolo.
- 33.15 La principale obiezione emersa dalla consultazione riguardava il fatto che l'applicazione di un unico scaglione di consumo obbligatorio penalizza, in relazione a specificità delle singole località, utenze con consumi elevati.
- 33.16 Alla luce di quanto sopra, l'Autorità ha proposto, nel secondo documento di consultazione, l'adozione di una struttura tariffaria analoga a quella definita per il gas naturale. Gli operatori hanno invece evidenziato l'inopportunità di vincolare a strutture tariffarie rigide la definizione delle tariffe, prediligendo il mantenimento della libertà di articolazione in scaglioni di consumo già prevista dalla deliberazione n. 173/04, impostazione questa recepita dall'Autorità alla conclusione del processo di consultazione.
- 33.17 La composizione dell'opzione tariffaria è quindi la seguente:
- componenti relative all'attività di distribuzione articolate per scaglioni di consumo, liberamente scelti tra i limiti previsti dalla Tabella 6 di RTDG:
    - $ot_1$  espressa in euro/punto di riconsegna, a copertura del 50% dei costi di capitale;
    - $ot_2$  espressa in centesimi di euro/smc, a copertura dei costi operativi e del 50% dei costi di capitale.
  - componente a copertura dei costi di capitale e dei costi operativi relativi al servizio di misura,  $\tau_1 (mis)$ , espressa in euro/punto di riconsegna.
- 33.18 Analogamente a quanto fatto nel secondo periodo di regolazione, l'opzione tariffaria, per essere ritenuta ammissibile, deve essere tale che i ricavi conseguibili, valutati ex-ante, non siano superiori a quelli derivanti dall'applicazione della tariffa di riferimento.

### ***Disposizioni per le località in avviamento***

- 33.19 Sono previste specifiche norme per l'anno di prima fornitura e per la valutazione ex-ante dei ricavi durante il periodo di avviamento.
- 33.20 Nell'anno di prima fornitura, nelle singole località interessate, l'impresa distributrice applica opzioni tariffarie  $ot_1$ ,  $ot_3$  e  $\square_1(mis)$  relative al servizio di distribuzione liberamente determinate. Qualora la data di prima fornitura sia successiva al termine del 15 ottobre, previsto per l'invio dei dati dalla RTDG, l'impresa distributrice, nelle singole località

interessate, applica opzioni tariffarie ot1, ot3 e □1(mis) relative al servizio di distribuzione liberamente determinate nei due anni di prima fornitura.

- 33.21 Ai fini della valutazione ex-ante dei ricavi che gli esercenti possono conseguire dall'applicazione delle componenti delle opzioni tariffarie ot1, ot3 e □1(mis) durante i restanti anni del periodo di avviamento si assume una quantità di gas distribuito pari al prodotto tra il numero di punti di riconsegna, determinati ai sensi di quanto previsto al comma 8.2 della RTDG, e la quantità media di consumo attribuita a ogni punto di riconsegna, riportata nella Tabella 14 per fascia climatica di appartenenza della località in avviamento.

**Tabella 14 Consumo specifico per punto di riconsegna**

Zona climatica	Consumo specifico(smc/pdr/anno)
B	190
C	460
D	255
E	485
F	335

#### **34 Prestazioni patrimoniali imposte e disposizioni in materia di Cassa conguaglio**

- 34.1 Il provvedimento reca disposizioni in relazione ai seguenti conti di gestione istituiti presso la Cassa:
- a) il *Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale*;
  - b) il *Conto per la qualità dei servizi gas*;
  - c) il *Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas*
  - d) il *Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio*.
- 34.2 I conti di gestione sopra citati sono alimentati rispettivamente dai gettiti rinvenienti dall'applicazione delle componenti tariffarie RE, RS, UG1 e GS, previste come parti della tariffa obbligatoria. La sezione IV dell'RTDG, articoli. 91 e 92, disciplina le modalità di esazione di tali componenti prevedendo che le imprese distributrici versino alla Cassa il gettito derivante dalle stesse entro 60 giorni dal termine di ciascun bimestre, in relazione al servizio di distribuzione del gas naturale erogato nel bimestre medesimo.
- 34.3 Il Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale e il Conto per la qualità dei servizi gas, già esistenti, sono stati mantenuti anche per il terzo periodo regolatorio. Il primo viene utilizzato per la copertura dei costi derivanti alle imprese di distribuzione per la realizzazione di progetti di risparmio energetico negli usi finali ai sensi delle disposizioni del decreto 20 luglio 2004 come successivamente modificato dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 21 dicembre 2007. Il Conto qualità dei servizi gas è invece utilizzato per il finanziamento, per i rispettivi anni di competenza, degli incentivi in materia di qualità dei servizi gas, come disciplinati nella RQDG.
- 34.4 Il Fondo per la compensazione temporanea di costi elevati di distribuzione, istituito nel corso del primo periodo regolatorio e alimentato nel secondo periodo dalla quota di vincolo

tariffario QFNC, è confluito nel Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas, che è utilizzato per tre finalità:

1. per la copertura dei saldi di perequazione, resa necessaria per l'introduzione di meccanismi di perequazione dei ricavi;
2. per la copertura di eventuali conguagli tariffari che dovessero emergere a seguito di rettifiche comunicate dalle imprese distributrici;
3. per la copertura dei costi propri delle attività istruttorie relative al regime individuale..

34.5 In merito alla copertura di eventuali conguagli tariffari, l'attivazione della componente tariffaria UG1 e il suo conto di gestione, il Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas, è stato finalizzato ad evitare i conguagli che in passato hanno disturbato la normale prassi di applicazione delle tariffe, con elevata difficoltà di comprensione da parte del cliente finale. Infatti, molto spesso, i distributori, con riferimento alle singole località, hanno richiesto la correzione ex-post dei vincoli. Queste evenienze, in un ambito aggregato, avrebbero comportato una variazione tariffaria per un insieme di clienti finali molto più ampia di quella direttamente riferita alla modifica, con conseguenti conguagli e revisioni dei meccanismi perequativi già saldati. Considerato la bassa incidenza delle partite in esame e l'onere di rintracciare i clienti finali titolari di contratti nei periodi a cui si riferiscono i conguagli, soprattutto per i venditori, l'Autorità ha proposto in sede di consultazione una sorta di sussidiazione inter-temporale tra consumatori recepita con il provvedimento attuale, il quale prevede, una volta giudicata ammissibile la variazione richiesta e valutato il suo impatto economico, che sia possibile saldare tale variazione in un ragionevole lasso di tempo, raccogliendo il gettito richiesto attraverso la componente tariffaria compensativa UG1.

34.6 Il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio è stato istituito per far fronte a quanto disposto in tema di tariffa sociale dal decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito in legge, con modificazioni, dall'articolo 1 della legge 28 gennaio 2009, n. 2, e dal decreto del Ministro dello sviluppo economico del 18 febbraio 2009, ed è destinato alla gestione dei meccanismi di tutela dei clienti del settore gas in stato di disagio.

34.7 Il provvedimento prevede inoltre alcune disposizioni operative alla Cassa per la gestione dei conti ad essa affidati, in particolare:

- la possibilità di utilizzare le giacenze esistenti presso i conti sopra citati per far fronte a eventuali carenze temporanee di disponibilità di taluno di essi, a condizione che sia garantita la capienza dei conti dai quali il prelievo è stato effettuato a fronte dei previsti pagamenti e che, a tal fine, si provveda al loro progressivo reintegro;
- l'applicazione sulla somma dovuta in caso di mancato o parziale versamento da parte degli esercenti di un tasso di interessi di mora pari all'Euribor a un mese base 360 maggiorato di tre punti e mezzo percentuali;
- la possibilità di procedere ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi ed impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti. In caso di rifiuto di collaborazione da parte degli esercenti, la Cassa è tenuta a procedere a far menzione della circostanza nel verbale, onde trarne elementi di valutazione.

34.8 Al fine di fornire elementi utili per gli aggiornamenti delle componenti tariffarie, entro centoventi giorni dal termine di ciascun bimestre la Cassa infine deve trasmettere all'Autorità un rapporto dettagliato della gestione dei conti da essa gestiti.

## **35 Presentazione dei dati**

- 35.1 Nel terzo documento di consultazione l'Autorità ha indicato la data del 30 novembre 2008 come termine di scadenza per la presentazione della richiesta di determinazione della tariffa di riferimento per l'anno 2009, e la data del 15 novembre per gli anni successivi, introducendo, nel caso di mancato rispetto dei termini di scadenza, un criterio di calcolo che prevede una riduzione a forfait del 10% del valore dei costi di capitale determinati a partire dal vincolo sui ricavi di distribuzione approvato per l'ultimo anno del secondo periodo di regolazione.
- 35.2 Dalla consultazione sono emerse obiezioni sulla esiguità dei tempi previsti per la presentazione dei dati tariffari per l'anno 2009. La data, 30 novembre 2008, è stata giudicata del tutto inappropriata con gli adempimenti richiesti. Diversi operatori hanno sollecitato di posticipare la scadenza al 31 marzo 2009 e, nel caso di mantenimento della scadenza originaria, di non applicare la decurtazione del 10%.
- 35.3 Con riferimento, inoltre, alla situazione di regime è da considerare il fatto che, a causa dell'enorme mole di dati che le imprese debbono inviare e delle eventuali richieste di integrazioni/correzioni dei dati stessi, la data del 15 novembre potrebbe non garantire tempi sufficienti alla determinazione delle tariffe entro l'inizio del nuovo anno. Per tale motivo si è ritenuto opportuno, anticipare al 15 ottobre la scadenza per la presentazione della richiesta di determinazione della tariffa di riferimento.
- 35.4 L'Autorità, nel condividere le osservazioni pervenute circa i termini di scadenza, ha recepito le proposte di proroga per il primo anno e ha confermato la decurtazione del 10% del vincolo, nel caso di invio in ritardo, anche per il primo anno di applicazione. Tale decurtazione consente peraltro un adeguamento forfaitario ai nuovi criteri di determinazione del capitale investito netto, in particolare al trattamento delle poste rettificative, ai diversi criteri di degrado dei contributi ed è anche da ricondurre alle nuove modalità di trattamento dei contributi che non vengono più portati in detrazione dai costi operativi.
- 35.5 L'Autorità ha altresì anticipato al 15 ottobre i termini di scadenza per la presentazione dei dati tariffari per gli anni successivi al 2009.

### ***Modalità di invio dei dati tariffari***

- 35.6 L'Autorità pubblica sul proprio sito internet un insieme di moduli (in formato excel) che costituiscono il questionario per la raccolta dei dati tariffari (di seguito: Questionario), che le imprese di distribuzione dovranno trasmettere, una volta compilati, agli uffici della Direzione tariffe dell'Autorità medesima.
- 35.7 La modulistica contiene tra le altre informazioni:
- a) una dichiarazione di veridicità dei dati trasmessi e di corrispondenza con i valori, desumibili dalla documentazione contabile dell'impresa, tenuta ai sensi di legge, sottoscritta dal legale rappresentante;
  - b) nel caso di ripartizione di cui all'articolo 15 della RTDG, la natura dei cespiti ripartiti e i criteri di ripartizione, sottoscritta dal legale rappresentante.

### ***Determinazione d'ufficio della tariffa di riferimento***

- 35.8 L'Autorità procede alla determinazione d'ufficio della tariffa di riferimento, nel caso in cui:
- a) non venga presentata la richiesta;

- b) non sia stato sottoscritto il modulo di richiesta da parte del legale rappresentante;
  - c) non sia stata trasmessa la dichiarazione di cui al comma 7.3, lettera a) della RTDG;
  - d) non siano forniti, in tutto o in parte, i dati necessari per la determinazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale centralizzato;
  - e) non siano stati forniti, in tutto o in parte, i dati necessari per la determinazione delle componenti a copertura dei costi di capitale di località.
- 35.9 La determinazione d'ufficio della tariffa di riferimento è limitata alle componenti per le quali non si dispone della documentazione completa.
- 35.10 La determinazione d'ufficio delle componenti della tariffa di riferimento a copertura dei costi di capitale di località è effettuata sulla base del valore della quota parte del vincolo calcolato per l'anno termico 2007-2008 a copertura dei costi di capitale, corretto per le variazioni relative all'anno 2007, al netto dei costi di capitale relativi ai cespiti centralizzati ed effettuando una decurtazione a forfait del 10% sul risultato così ottenuto, come indicato nel precedente punto 35.4.

#### ***Verifiche e accertamenti***

- 35.11 L'Autorità si riserva di verificare, anche successivamente all'approvazione della tariffa di riferimento e anche effettuando verifiche ispettive presso le imprese distributrici, la correttezza delle informazioni trasmesse ai fini delle determinazioni tariffarie. La verifica riguarderà tra l'altro la congruenza tra i dati trasmessi ai fini tariffari con quelli trasmessi in ottemperanza agli obblighi previsti dalla normativa vigente in materia di separazione amministrativa e contabile.

#### ***Obblighi di comunicazione variazioni***

- 35.12 Fermo restando quanto previsto dalla deliberazione GOP 35/08, l'Autorità ha previsto che le imprese distributrici comunichino entro trenta giorni dal loro verificarsi; le variazioni relative alle località servite e al tipo di gas distribuito; intervenute successivamente alla trasmissione dei dati di cui al precedente comma.

## Appendice 1

### Elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni al primo documento per la consultazione

---

#### IMPRESE

---

A2A SpA  
AMGA Azienda Multiservizi SpA  
Dalmine Energie SpA  
Edison SpA  
Enel SpA  
ENI SpA - Divisione Gas & Power  
Hera SpA  
Italgas SpA  
SELGAS SPA  
SGR Reti SpA  
Sorgenja SpA

---

#### ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

---

ANIGAS (Associazione Nazionale Industriali Gas)  
ASSOGAS (Associazione Nazionale Industriali Privati Gas e Servizi Collaterali)  
ASSOGASLIQUIDI (Associazione Nazionale Imprese Gas di Petrolio Liquefatti)  
Confindustria  
Federestrattiva (Federazione Sindacale Italiana della Industria Estrattiva)  
Federutility

---

## Appendice 2

### Elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni al secondo documento per la consultazione

---

#### IMPRESE

---

A2A SpA  
ACEA SpA  
AcegasAPS SpA  
Ascopiave SpA  
ATENA SpA  
Edison SpA  
Enel SpA  
Engineering Ingegneria Informatica S.p.A.  
ENI SpA - Divisione Gas & Power  
E-ON Servizi Srl  
EstEnergy SpA  
Hera SpA  
Italgas SpA  
Italgas SpA  
SGR Reti SpA  
Sorgenja SpA  
Utiliteam

---

---

## ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

---

ANIGAS (Associazione Nazionale Industriali Gas)  
ASSOGAS (Associazione Nazionale Industriali Privati Gas e Servizi Collaterali)  
ASSOGASLIQUIDI (Associazione Nazionale Imprese Gas di Petrolio Liquefatti)  
Federestrattiva (Federazione Sindacale Italiana della Industria Estrattiva)  
Federutility

---

## Appendice 3

**Elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni al terzo documento per la consultazione**

---

### IMPRESE

---

A2A SpA  
AcegasAPS SpA  
Ascopiave SpA  
E.ON Italia S.r.l.  
Edison SpA  
Enel SpA  
Engineering Ingegneria Informatica Spa  
ENI SpA - Divisione Gas & Power  
EstEnergy SpA  
Genova Reti Gas srl  
Hera SpA  
Italgas SpA  
SGR Reti SpA  
Sorgenia SpA  
Utiliteam

---

### ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

---

ANIGAS (Associazione Nazionale Industriali Gas)  
ASSOGAS (Associazione Nazionale Industriali Privati Gas e Servizi Collaterali)  
ASSOGAS LIQUIDI (Associazione Nazionale Imprese Gas di Petrolio Liquefatti)  
CNA (Confederazione Nazionale dell'Artigianato e della Piccola e Media Impresa)  
Federutility

---

*Il Direttore  
della Direzione Tariffe  
Egidio Fedele Dell'Oste*