

**TARIFE PER L'ATTIVITA' DI  
DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS  
NATURALE PER IL TERZO PERIODO DI  
REGOLAZIONE**

**DOCUMENTO ANIGAS**

*Roma 4 aprile 2008*

Prot. 3078/2008/DIGE

## **Premessa**

Anigas formula di seguito le proprie osservazioni e proposte al primo documento per la consultazione in materia di “Tariffe per l’attività di distribuzione e misura del gas naturale per terzo periodo”.

L’Associazione comunica inoltre la disponibilità alla pubblicazione, in forma anonima, del proprio contributo nella sintesi che l’Autorità divulgherà sul proprio sito internet, coerentemente con la procedura AIR a cui è stato sottoposto il procedimento sulle tariffe.

Il testo è articolato in due parti:

- la prima, dedicata ad osservazioni di carattere generale sull’intervento regolatorio proposto dall’Autorità;
- la seconda, risponde in modo puntuale ai singoli spunti di consultazione.

## **OSSERVAZIONI DI CARATTERE GENERALE**

È opportuno premettere che la complessità dei contenuti del Documento emanato dall’Autorità avrebbe richiesto maggior tempo per la predisposizione della risposta. Considerato inoltre che la maggior parte degli argomenti sono sviluppati sotto l’aspetto “qualitativo”, Anigas fornisce la propria posizione sulla base degli elementi attualmente a disposizione. Si riserva, quindi, di integrare o modificare gli orientamenti espressi a valle degli elementi “quantitativi” che saranno resi disponibili nel secondo documento per la consultazione.

Ciò premesso, si ritiene importante sottolineare che Anigas accoglie con favore l’obiettivo di rivedere l’attuale regolazione del settore della distribuzione del gas, al fine di fornire per il futuro regole certe agli operatori per poter continuare ad investire. È pertanto necessario garantire l’equilibrio economico finanziario degli operatori, in modo da preservare la loro capacità d’investimento per uno sviluppo adeguato del

settore. In tale contesto le nuove metodologie proposte dall'Autorità debbono essere attentamente valutate al fine di scongiurare penalizzazioni rispetto all'attuale regolazione.

In particolare, deve essere garantita la possibilità di applicare la metodologia del costo storico rivalutato per tutte le località per le quali le imprese dispongono di dati puntuali, indipendentemente dall'entità di queste rispetto al totale delle località gestite dalla singola impresa. Nel caso in cui non si disponga delle informazioni per l'applicazione della suddetta metodologia, si condivide la proposta dell'Autorità di applicare il metodo MEAV. L'applicazione di questo metodo deve riguardare i cespiti realizzati ante 2003 visto che, da quella data, tutti gli operatori dispongono delle informazioni a costo storico iscritte nei rispettivi bilanci e le hanno già utilizzate a fini tariffari.

Anigas intende portare all'attenzione dell'Autorità alcune criticità in relazione alle prime ipotesi delineate nel documento:

- la vita utile proposta per le condotte risulta, infatti, inferiore all'effettiva vita economico-tecnica degli impianti che anche nei lodi arbitrari è fissata in 60 anni; sarebbe opportuno rendere univoca l'aliquota rappresentativa della vita utile con riferimento sia alle tariffe che alle stime industriali;
- la determinazione dell'anzianità sulla base dell'anno di prima fornitura non è rappresentativa dell'effettiva distribuzione temporale degli investimenti, a meno di applicare opportuni correttivi che consentano di rideterminare la vetustà, come succede utilizzando la metodologia del costo storico rivalutato;
- i contributi pubblici e privati, come meglio si dirà in seguito, sono frutto di negoziazioni bilaterali tra Enti ed operatori al fine di regolare situazioni economico-finanziarie personalizzate e come tali si ritiene non debbano essere computati nella determinazione tariffaria;
- la maggiore rischiosità della distribuzione gas rispetto ad altri settori regolati non sembra adeguatamente riflessa nei livelli di WACC e di  $\beta$ . Inoltre il fattore rischio dovrebbe tener conto di altri elementi specifici che impattano sull'attività di distribuzione e sui relativi risultati; in particolare quelli legati alle

concessioni, alla loro durata e “contendibilità”, alle incertezze del quadro normativo in relazione al calcolo dell’indennizzo a fine concessione e dei costi connessi alla sistematica litigiosità post-aggiudicazione;

- sul fronte dei canoni concessori si rileva la necessità di procedere ad un riconoscimento in tariffa dei canoni amministrativi veri e propri (es. Tosap, Cosap, ICI, Canoni corrisposti a Enti, Art. 46 L.F.) preservando l'esigenza, correttamente evidenziata dall'Autorità, di evitare il ribaltamento in tariffa delle offerte effettuate dagli operatori in sede di gara (Corrispettivi comunali);
- relativamente ai costi operativi si ritiene interessante la proposta di fare riferimento ai costi desunti dai conti annuali separati ai sensi della del. 311/01, ai quali si dovrebbe riconoscere un adeguato tasso di remunerazione a titolo di marginalità dell’attività di gestione;
- in relazione ai recuperi di produttività, premesso che il settore ha subito riduzioni superiori ad un 30% cumulato negli ultimi 8 anni, si avanza l’ipotesi di riconsiderare il meccanismo di recupero di produttività proposto, oltre che di rinnovare meccanismi tesi a favorire l’accorpamento delle imprese del settore per il conseguimento di positivi effetti delle economie di scala.

Anigas ritiene altresì opportuno evidenziare che gli ambiti tariffari dovrebbero coincidere con i nuovi ambiti di concessione. Ciò costituisce il giusto compromesso tra la necessità di incrementare le dimensioni degli ambiti tariffari e di evitare un complicato sistema di perequazione.

Inoltre si condivide l’opportunità espressa nel documento di consultazione di voler riportare anche l’attività di lettura nella competenza del distributore.

## **RISPOSTE AI SINGOLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE**

<b>S1 Esistono motivi sostanziali che ostino all’adozione dell’anno 2006 come anno di riferimento? Se sì, quali?</b>
--

Il 2006 può essere considerato come anno di riferimento. Si ritiene comunque

opportuna l'applicazione di correttivi:

- ✓ per l'inflazione;
- ✓ per tenere conto della crescita dimensionale nel frattempo intervenuta, in funzione dell'incremento dei clienti finali serviti tra il 2006 e il 2007, analogamente a quanto riconosciuto dall'Autorità per la distribuzione elettrica,
- ✓ per tenere conto di eventuali aggravii ed impegni imposti dalla regolazione nel corso dell'anno 2007 (es. allocazioni) e dei maggiori oneri relativi agli adempimenti sorti in capo al distributore in seguito ai nuovi assetti del settore.

Relativamente al reperimento delle informazioni dai conti annuali separati predisposti dagli operatori ai sensi della delibera n. 311/01, è necessario puntualizzare che i diversi trattamenti contabili adottati nei bilanci delle imprese per le medesime fattispecie non devono produrre effetti diversi sulla determinazione delle tariffe.

**S2 Si condivide l'ipotesi prospettata nel documento, di attivare meccanismi di ripartizione delle maggiori efficienze solo al termine del terzo periodo di regolazione? Se no, per quali motivi?**

In linea di principio Anigas è propensa a condividere le indicazioni proposte. Tuttavia, gli elementi a disposizione non ci consentono di dare indicazioni puntuali sull'introduzione di meccanismi di "profit sharing" nel presente periodo regolatorio. Auspichiamo, pertanto, che nel corso processo di consultazione vengano dettagliati i meccanismi proposti, al fine di consentirci di dare indicazioni in merito.

**S3 Si condivide quanto proposto? Si propongono criteri alternativi?**

È necessaria la reciprocità tra oneri e proventi utilizzati ai fini della valutazione dei costi non riconoscibili. A titolo di esempio: gli oneri ed i proventi finanziari, quelli straordinari o altre componenti non regolate. Dobbiamo poi rilevare che i costi sopra citati hanno poca attinenza o non sono riconducibili ai costi operativi finora determinati.

Riguardo ai contributi privati in conto esercizio, riteniamo che valga lo stesso principio sostenuto al punto S9. Non è corretto che tali contributi vengano detratti dai

costi operativi, poiché essi sono generalmente il frutto del libero accordo stipulato in sede di concessione con gli enti locali, come contropartita per altri oneri o servizi resi al concedente (al quale in molti casi è stato assegnato un canone o altre prestazioni aggiuntive che bilanciano i contributi allacciamento). Si tratterebbe di un intervento natura retroattiva, che va ad incidere su un equilibrio di costi/ricavi fondamentale per le imprese, andando a privare il concessionario di futuri ricavi, prescindendo da costi già sostenuti. Il principio di coerenza vorrebbe allora che venisse rivisto l'equilibrio economico di ogni singolo contratto di concessione.

**S4 Si condivide l'ipotesi di limitare l'applicazione del MEAV solo a una parte delle consistenze delle immobilizzazioni materiali delle imprese di distribuzione del gas naturale? quale altra categoria di cespiti potrebbe essere valutata sulla base del MEAV?**

In linea di principio l'“impianto tipo” soggetto a MEAV di cui al punto 14.17 appare sufficiente. Tuttavia, è opportuno offrire maggiore dettaglio qualitativo su alcune tipologie di immobilizzazioni, quali ad esempio impianti, condotte, allacciamenti, fabbricati industriali.

Riteniamo inoltre che siano da salvaguardare gli interessi sia dell'Ente concedente, sia dell'operatore, consentendo l'utilizzo del costo storico rivalutato per i cespiti afferenti le attività di distribuzione nelle località in cui tale informazione sia disponibile. Il recupero di queste informazioni potrebbe servire anche come parametro di riferimento per le località dove per tale dati non sono disponibili. Infatti, nei casi di indisponibilità di dati da parte dell'operatore è opportuno l'utilizzo di un modello statistico che parta dai dati concreti e stratificati di alcuni operatori per la definizione di un driver da applicare.

Per i nuovi investimenti, non appare invece in nessun caso opportuno adottare una metodologia parametrica in presenza di assoluta certezza circa i costi e i dati fisici.

**S5 Si ritiene fattibile l'introduzione di appositi coefficienti di correzione che differenzino i costi unitari delle componenti in relazione a fattori esogeni oggettivamente identificabili? Se sì, Quali sono i principali fattori che si ritiene necessario siano identificati? Se si ritiene praticabile l'ipotesi di fattori correttivi, a quale livello devono essere fissati i coefficienti di correzione corrispondenti a tali fattori?**

Nei casi di adozione della valutazione con il metodo MEAV è assolutamente necessario, per evitare inaccettabili distorsioni, che i prezzi standard siano soggetti a correzione che rifletta le situazioni oggettive/esogene di realizzazione degli impianti. Considerato che il prezzario a nuovo rappresenta una criticità del metodo MEAV è opportuno che per la sua definizione, come peraltro anticipato nel documento per la consultazione, l'Autorità proceda ad un confronto con le imprese nonché ad una raccolta di informazioni e documenti giustificativi, per arrivare a un prezzario il più possibile condiviso.

In linea generale sarebbe opportuno tener conto di correttivi. Dovrebbe essere prevista la possibilità per le aziende di richiedere coefficienti correttivi sulla base delle caratteristiche delle singole località introducendo un prezzario sufficientemente dettagliato per tener conto delle caratteristiche geografiche o di località in modo da ottenere un risultato il più possibile aderente alla realtà (interventi su roccia, zone franose, zone metropolitane, attraversamenti ferroviari o altro). Ad esempio si potrebbe far riferimento ai prezzi dei "Provveditorati Regionali delle Opere Pubbliche", anche introducendo correttivi eventualmente a livello di ambiti provinciali. Il prezzario dovrebbe tener conto che i casi di intervento su rete esistente sono in linea di massima più onerosi di quelli che prevedono la posa iniziale di rete.

**S6 Si ritiene problematica la quantificazione fisica delle consistenze di rete? Si ritiene che i dati possano essere calcolati in modo attendibile dalle singole imprese? E' opportuna la certificazione da parte di un perito indipendente?**

La quantificazione fisica della consistenza di rete si ritiene che non sia problematica,

visto che viene già comunicata annualmente all'Autorità. Segnaliamo, inoltre, la necessità di distinguere gli impianti di proprietà da quelli non di proprietà. Gli altri elementi (fabbricati industriali, allacciamenti, misuratori, impianti) possono essere determinati direttamente dalle imprese purché vengano concessi tempi adeguati per il reperimento dei dati. Qualche difficoltà o la necessità di utilizzo di driver potrebbe sorgere, invece, per la definizione puntuale degli allacciamenti. La certificazione da parte del perito indipendente potrebbe essere sostituita dall'autocertificazione delle aziende su cui l'Autorità potrebbe poi procedere ad ispezioni a campione.

**S7 Si ritiene che sussistano particolari criticità nella definizione del perimetro delle infrastrutture di rete, rilevanti in ordine all'esigenza di garantire applicazione omogenee delle norme, in particolare con riferimento agli impianti di connessione?**

Non risultano particolari problematiche nella definizione del perimetro delle infrastrutture di rete. Infatti, il perimetro delle infrastrutture di ciascun distributore è ben individuato dai supporti cartografici realizzati e/o dai riferiti confini comunali.

Si concorda quindi con la proposta di far coincidere il limite di responsabilità con il gruppo misura dei clienti finali mentre, relativamente alle interconnessioni con altre reti, tale limite è identificato con i supporti sopra menzionati.

Sarebbe inoltre opportuno chiarire che eventuali sconfinamenti di rete su territori contigui debbano essere attribuiti, in prima approssimazione, al Comune da cui origina lo sconfinamento.

**S8 Si ritiene che le informazioni relative alla vetustà delle singole componenti di rete possano essere facilmente reperibili da parte delle imprese? Nel caso in cui non sia nota la stratificazione temporale dei cespiti, si ritiene opportuna una ricostruzione convenzionale in funzione dell'anno di prima fornitura di gas nella singola località o in porzioni di località?**

Per alcuni operatori tali informazioni potrebbero non essere facilmente reperibili, soprattutto nel caso in cui abbiano realizzato operazioni di acquisizione, fusione e



concentrazione.

L'indisponibilità della stratificazione temporale dei cespiti impone una ricostruzione della vetustà dell'impianto, eventualmente anche supportata da opportuna autocertificazione. Infatti l'anno di prima fornitura non rispecchia la vera vetustà dell'impianto, soprattutto in presenza di interventi di sostituzione o rinnovo degli impianti eseguiti nel corso del tempo. In alternativa si potrebbe prevedere l'utilizzo di driver al fine di ottenere una stima della vita residua più aderente alla realtà - per esempio la sequenza temporale dei clienti allacciati o dei misuratori attivati oppure, nel caso di indisponibilità di questi dati da parte dell'operatore, l'utilizzo di un modello statistico che, partendo dai dati concreti e stratificati di alcuni operatori "tipo", definisca un driver da applicare al fine di definire un coefficiente di rinnovo o di sostituzione o di realizzazione dei nuovi investimenti nel corso della vita utile.

E' evidente che nel caso delle infrastrutture il livello delle manutenzioni capitalizzate realizzate nel corso del tempo hanno contribuito ad accrescere il valore dell'infrastruttura e ad aumentarne la vita utile residua, mentre considerando solo il parametro dell'anno di prima fornitura non se ne terrebbe conto in alcun modo.

Inoltre, è fondamentale che venga determinata e certificata la vita utile di riferimento di un impianto (vita economico-tecnica), che non può essere dicotomica rispetto a quella effettiva. La vita utile della rete e quella delle altre immobilizzazioni ai fini tariffari dovrebbe in linea di principio essere simile a quella praticata dagli operatori nelle stime industriali. Considerare la durata del capitale ai fini tariffari sensibilmente più breve rispetto a quella reale e associare il mancato riconoscimento delle quote di ammortamento e di capitale alla fine della "vita tariffaria", determinerebbe interventi di sostituzione e rimpiazzo da parte degli operatori di impianti non vetusti ed ancora efficienti, con conseguente aggravio sulle tariffe e sui consumatori finali. La vita economico-tecnica può essere dedotta dai lodi arbitrali formali esistenti, divenuti esecutivi nei numerosi casi di determinazione della stima del valore industriale. Si auspica comunque un contributo in merito del costituendo Gruppo di lavoro supportato eventualmente dalla certificazione di una società di consulenza appositamente incaricata dall'Autorità.

E' fondamentale in questo momento di rideterminazione delle regole fissare dei criteri tecnicamente e professionalmente accettati dall'industria e dalla dottrina, ivi compresa la vita economico-tecnica degli impianti. Si evidenzia che il richiamo a quanto previsto ed utilizzato a decorrere dalla delibera 170/04 deve precisare che le nuove aliquote deliberate (es. 40 anni per la rete) fanno riferimento agli investimenti realizzati a partire dal 2003 in poi e non agli investimenti in stock alla data della delibera 170/04. A quest'ultimi si devono invece applicare le aliquote di ammortamento (es. 50 anni per la rete) a suo tempo fissate e riconfermate con le delibere 237/00, 87/03 e 170/04 (relativamente ai cespiti esistenti alla data della delibera stessa).

**S9 Si condivide il trattamento dei contributi sopra descritto? Se no, per quale motivo e quale soluzione alternativa potrebbe essere più correttamente adottata?**

Riteniamo che dal capitale investito non debba essere detratto alcun tipo di contributo ricevuto sia da enti pubblici sia da privati.

I contributi (a fondo perduto) ricevuti dalle aziende derivano dalla contrattazione bilaterale fra comuni e società concessionarie ove, a fronte dei contributi ricevuti le aziende dovevano fornire adeguate contropartite, citiamo a titolo di esempio l'erogazione di un canone di concessione, la devoluzione gratuita a fine concessione di tutto o di parte dell'impianto, gli sconti sulle tariffe nei periodi di avviamento, le condizioni di acquisto del gas più favorevoli ecc. Tali somme pertanto non possono essere portate in detrazione dal capitale investito senza privare le aziende della relativa quota di remunerazione che giustificava e giustifica gli impegni e gli oneri assunti di cui sopra.

In particolare, per quanto riguarda il canone di concessione, si fa presente che i comuni percepiscono, in genere, una somma proporzionale al valore riconosciuto degli impianti costruiti proprio tramite i suddetti contributi. Ciò, peraltro, è coerente con quanto più volte affermato dalla stessa Autorità e cioè che la remunerazione di capitale, per la parte di impianto di proprietà del comune (perché costruita con i

contributi di questo), va riconosciuta a quest'ultimo.

Deve valere, in definitiva, il principio secondo cui al capitale investito, quale che sia la sua origine, deve corrispondere un'adeguata remunerazione perché proprio su tale principio sono stati pattuiti tutti gli accordi e sono derivate le varie scelte aziendali. Escludere, per giunta in maniera retroattiva, alcune quote di capitale equivale ad entrare nel merito di accordi bilaterali che prevedevano costi e ricavi, andando in tal modo a privare una delle parti dei ricavi ma senza considerarne i costi.

Relativamente alla determinazione del fondo di ammortamento valgono le considerazioni sulla vita utile e sulla vetustà fatte al punto S8. e S.11.

**S10 – Si condivide l'approccio seguito per la fissazione del capitale circolante netto? Si ritiene congruo il livello proposto?**

Si ritiene che la misura dell'1% per la forfetizzazione del capitale circolante sia accettabile, se determinata con riferimento al capitale investito nelle infrastrutture a inizio periodo regolatorio e al lordo dei relativi ammortamenti.

**S11 -Esistono ragioni fondate perché alcune vite utili vengano riviste? Se si quali e quali i nuovi valori indicati?**

SI ribadisce quanto espresso nei punti precedenti ed in particolare i punti S8 e S9.

Si ritiene che le vite utili debbano riflettere l'effettiva vita economico-tecnica dell'impianto di distribuzione. Del resto la stessa Autorità nelle precedenti delibere 237/00, 87/03 e 170/04 (relativamente ai cespiti esistenti alla data della delibera stessa) ha imposto un riconoscimento della vita economico-tecnica pari a 50 anni, che, ad es. per la rete, è più simile ai 60 anni delle stime industriali. Riguardo ai misuratori sembra che una vita utile di 25 anni sia rappresentativa di questo tipo di bene, mentre le cabine-remi e gli altri componenti impiantistici sono ben rappresentati con una vita utile di 20 anni. Infine la vita utile delle "Altre immobilizzazioni" potrebbe essere rivista per tener conto dell'ammortamento accelerato dei beni che maggioritariamente la compongono (es. software, hardware,

etc).

Per i cespiti completante ammortizzati, di cui al punto 15.3 del documento dell'Autorità, salvo il caso dei misuratori, riteniamo opportuno prevedere una ulteriore continuazione degli ammortamenti al fine di salvaguardare un patrimonio utile per il sistema perché perfettamente funzionante di cui, diversamente, verrebbe incentivata la sostituzione.

**S12 Si condividono le argomentazioni sopra esposte relativamente ai parametri che concorrono alla determinazione del WACC? Si condividono i livelli prospettati per il terzo periodo regolatorio? Se no, per quali motivi? Quali alternative si propongono?**

Come già rappresentato, Anigas ritiene che il livello di rischio della distribuzione gas sia superiore a quello di altri settori regolati, quali ad esempio la distribuzione elettrica ed il trasporto gas. Tale rischio è dovuto principalmente all'incertezza del quadro normativo del settore, alla durata relativamente breve delle concessioni, al sistema delle gare previsto per l'assegnazione delle concessioni ed all'incertezza sul calcolo del valore dell'indennizzo alla scadenza della concessione stessa.

Per quanto riguarda il rapporto D/E occorre rilevare che il livello di rischio che caratterizza l'attività di distribuzione del gas non favorisce un livello di indebitamento pari a quello previsto nel documento in oggetto.

**S13 Si stima che s possa assumere valore pari a 5% Quali altri valori si ritiene opportuno indicare? Nella formulazione sopra proposta il livello dei costi di manutenzione ordinaria riconosciuti dipende linearmente dal livello del capitale investito in infrastrutture di rete. Si ritiene che tale impostazione sia sufficiente a catturare gli effetti sui costi prodotti dalla densità della clientela servita, intesa come rapporto tra numero di punti di riconsegna ed estensione della rete (km). Si reputa necessario correggere tale formulazione anche per tenere conto della densità di rete sul territorio, espressa come rapporto tra estensione della rete (km) e area servita (kmq)?**

Relativamente alla proposta dell'Autorità di individuare dei costi operativi per la manutenzione ordinaria delle infrastrutture di rete, si segnala che non sembra esistere un rapporto lineare fra tali costi ed il livello del capitale investito. Il fattore proposto dovrebbe tener conto delle diverse esigenze manutentive degli impianti differenziati, ad esempio, per tipologia ed età media di realizzazione. È poi intuibile ed ampiamente riconosciuta la maggiore incidenza dei costi operativi per le reti cittadine più mature e per gli ambiti urbani complessi per territorio, densità abitativa e presenza dei sottoservizi. Lo stesso principio vale anche nel caso di reti che servono comprensori comunali di minor dimensione e con minor densità abitativa, dove la rete deve seguire uno sviluppo urbanistico frastagliato e spesso caratterizzato da una fortissima presenza di frazioni.

**S14 Si condivide questa impostazione per il trattamento degli oneri di concessione eventualmente posti in capo agli esercenti a seguito delle disposizioni della legge n. 244/07?**

Anigas ritiene che l'Autorità debba riconoscere nella base costi valida per le tariffe un canone amministrativo vero e proprio, coerentemente con le ipotesi di revisione dei criteri di aggiudicazione delle gare. Inoltre si potrebbe prevedere un canone aggiuntivo, da definirsi a seguito di gara, eventualmente da riconoscere ai clienti finali in termini di sconto sulle tariffe.

E' bene rilevare che i costi effettivi del 2006, ai quali l'Autorità intende fare riferimento nella definizione delle tariffe per il nuovo periodo regolatorio, non includono le integrazioni previste al comma 4 dell'articolo 46 bis del decreto legge 159/07 che i distributori devono versare agli enti concedenti a decorrere dal 1° gennaio 2008. Pertanto, al fine di garantire la copertura di tali costi e dunque una tariffa cost reflective, si ritiene indispensabile una reintegrazione dei costi sostenuti nel 2006 attraverso una stima ex ante dei maggior oneri concessori che saranno sostenuti.

- S15 Quali altri cespiti si ritiene debbano essere considerati come aventi le caratteristiche per essere considerati centralizzati?**
- S16 Quale rapporto patrimoniale tra cespiti di rete e altri cespiti può essere preso a riferimento per definire il valore di  $\alpha$ ?**

Si intende che la voce “Altre immobilizzazioni” debba ricomprendere tutti gli investimenti non allocati sulla Località. In merito si segnala la necessità di prevedere aliquote di ammortamento diversificate che riflettano la vita utile, come già detto al punto S11.

Infine si fa rilevare che le immobilizzazioni in corso, citate al punto 14.1 del documento in consultazione, non sono state ricomprese né nel punto 14.17 né nel punto 18.11. Tali immobilizzazioni dovrebbero rientrare nel vincolo di Località o di Impresa a seconda della tipologia di appartenenza.

- S17 Quale delle ipotesi proposte è ritenuta preferibile e per quali motivi? Esistono altre soluzioni giudicate migliori e per quali motivi?**

La definizione del ricavo ammesso a copertura dei costi operativi non può prescindere dall’equilibrio economico finanziario dell’impresa e dal criterio di gradualità.

Le ipotesi B2 e B3 sembrano quelle preferibili. E’ bene precisare che l’aggiornamento del costo operativo dovrebbe essere annuale ed in funzione della crescita dei clienti serviti.

E’ infine necessario considerare compiutamente gli oneri indotti alle imprese distributrici dalla crescente complessità del sistema regolatorio. In particolare, si deve tenere debitamente conto del costante aumento di tali oneri quando si procede determinazione di parametri di recupero di efficienza.

- S18 Si ritiene opportuna l’ipotesi di limitare l’applicazione del regime individuale alla sola attività di distribuzione del gas naturale?**

In prima analisi, il regime individuale dovrebbe essere un criterio applicato

integralmente all'impresa senza quindi limitazioni alla sola attività di distribuzione, anche se le altre attività oggetto di regolazione (misura e commercializzazione) hanno un peso minore.

**S19 Si concorda con le ipotesi di revisione del regime individuale prospettate nel documento? Quali altre modifiche si intende opportuno proporre e perché?**

Il metodo individuale è lo strumento principale a disposizione dell'operatore ed utilizza i dati degli investimenti dei bilanci certificati. Con tale metodo gli investimenti vengono valorizzati al costo storico rivalutato proveniente dai bilanci e non si comprende, quindi, la ratio di ulteriori limitazioni.

Inoltre, considerato che trattasi di costi effettivamente sostenuti in una località o in parte di essa, gli eventuali maggiori costi rispecchiano situazioni particolari e, come tali, debbono essere riconosciuti.

Diversamente si produrrebbe un ingiusto trattamento in capo all'operatore che ha sostenuto un maggior costo non riconosciuto né in tariffa né al momento della scadenza della concessione.

Quindi, l'adozione del costo storico rivalutato non dovrebbe avere limitazioni in quanto rispecchia i costi effettivamente sostenuti e certificati dai bilanci.

**S20 Si condivide l'ipotesi di prevedere il mantenimento del livello dei vincoli dei ricavi ammessi, opportunamente aggiornati, determinati a seguito delle istruttorie individuali già concluse nel secondo periodo di regolazione? O si ritiene più opportuna la presentazione di una nuova istanza?**

Non si condivide perché l'operatore deve poter presentare annualmente l'aggiornamento. Anzi, considerata l'enfasi posta sulla località, l'operatore deve poter verificare annualmente lo stato delle sue informazioni per località, rendicontando, laddove possibile, eventuali informazioni per località e non per impresa.

**S21 Nell'ipotesi di pesare equamente i quattro obiettivi, dal confronto non sembra emergere una immediata preferenza per una soluzione, piuttosto che per un'altra. Quale delle modalità proposte potrebbe essere preferibile e per quali motivi? Esistono altri obiettivi che dovrebbero essere presi in considerazione ai fini della valutazione comparata delle diverse ipotesi?**

Le metodologie proposte dall'Autorità regolano la definizione dei vincoli a partire dall'anno termico successivo a quello in cui si verifica il cambiamento di gestore. Tuttavia, nell'anno in cui avviene il passaggio, potrebbero verificarsi gravi distorsioni in grado di pregiudicare l'equilibrio economico-finanziario delle imprese (come certamente avverrebbe, per esempio, nel caso di movimentazione in uscita di un numero rilevante di punti di riconsegna rispetto a quelli eserciti fino a quel momento). Si ritiene inoltre fortemente impattante sul tema in discussione la decisione che il legislatore vorrà adottare nel normare l'articolo 28 della L. 164/00, in tema di liberalizzazione del settore gas.

Relativamente alla metodologia più opportuna da adottare tra quelle proposte, con tutte le riserve del caso, si riterrebbe percorribile l'ipotesi C.3 con:

1. l'aggiornamento delle componenti caratteristiche della località con i criteri fissati dall'Autorità;
2. l'attribuzione delle componenti centralizzate dell'impresa subentrante per la quota di competenza della nuova località acquisita, previo aggiornamento dei costi riconosciuti in funzione della variazione del perimetro aziendale (numero dei punti di riconsegna).

Rimangono irrisolti anche con questa disciplina i problemi legati alla effettuazione delle future gare: la quota del vincolo ricavi a copertura della remunerazione del capitale dovrebbe infatti 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.



**S22 Si condivide questa impostazione per la determinazione dei ricavi ammessi per l'attività di misura? Se no, per quali motivi?**

In attesa dell'evoluzione regolatoria, si ritiene che l'operatore dovrà ricevere il compenso di propria competenza in funzione degli investimenti da lui realizzati e dei costi operativi sostenuti.

È valutato soddisfacente l'attuale sistema della suddivisione delle responsabilità della misura nelle cabine Remi che alimentano gli impianti di distribuzione locale.

Infine, si sottolinea l'importanza di riportare l'attività di lettura ed il riconoscimento del relativo costo, nella sfera di competenza esclusiva del Distributore, anche in funzione della frequenza di lettura prevista per tipologia di utenza.

**S23 Si condivide l'ipotesi di introdurre un coefficiente di correzione dei ricavi ammessi a copertura dei costi relativi al servizio di misura che tenga conto della vetustà del parco misuratori? Se no, perché? Quali altre ipotesi si ritiene possano essere valutate?**

Non si condivide l'ipotesi di introdurre un meccanismo di penalizzazione. Si condivide invece, come suggerito al punto S.27, l'ipotesi di introdurre meccanismi incentivanti all'ammodernamento dei misuratori.

È altresì opportuno ricordare che, nel documento di consultazione sulla Qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel terzo periodo di regolazione, l'Autorità si impegna a riconoscere in tariffa eventuali costi derivanti dall'applicazione delle nuove regole in tema di verifica del gruppo di misura.

Non si condivide, infine, l'ipotesi di introdurre un coefficiente di correzione dei ricavi ammessi a copertura dei costi relativi al servizio di misura che tenga conto della vetustà del parco misuratori. Ciò in quanto, ad oggi, non esiste una norma tecnica che definisca la vetustà dei misuratori né alcuno studio che correli in maniera scientifica l'anzianità di installazione con il tasso di difettosità.

**S24 In relazione all'aggiornamento dei parametri  $css_{k,t}$ , qualora sia adottato il metodo del MEAV per la fissazione dei livelli iniziali, si ritiene accettabile l'impiego del deflatore degli investimenti fissi lordi all'interno del periodo di regolazione, in luogo di un più costoso, in termini amministrativi, adeguamento dei livelli applicando il medesimo metodo MEAV? Anche in relazione all'esigenza di catturare gli effetti legati all'innovazione tecnologica, si ritiene appropriata una cadenza quadriennale, o, in considerazione dei costi amministrativi si ritiene preferibile una revisione delle valutazioni MEAV ogni due periodi regolatori?**

Si ritiene che un criterio coerente debba prevedere un aggiornamento annuale dei parametri. Tuttavia Anigas ritiene accettabile l' utilizzo dei deflatori degli investimenti fissi lordi applicati allo stock di cespiti esistenti valutato sulla base della metodologia MEAV. Riguardo ai cespiti futuri, invece, la metodologia MEAV deve essere soppiantata dal metodo del costo effettivo annualmente sostenuto, come già previsto nel secondo periodo regolatorio.

**S25 In una prospettiva di graduale efficientamento delle imprese, nell'ipotesi di differenziazione degli X-factor, si ritiene congruo prevedere la convergenza dei costi nell'ambito di un solo periodo regolatorio?**

In questa fase possiamo soltanto rilevare che l'X-factor applicato a partire dal primo periodo regolatorio (dal 2001) ad oggi è diventato cumulativamente superiore al 30% e di ciò l'Autorità dovrà tener conto al momento di avanzare una proposta numerica. Conseguentemente, non si individuano spazi per ulteriori recuperi di produttività.

Riguardo all'X-factor la proposta è quella di applicare due criteri diversi, uno per la località e l'altro per i costi di struttura. Relativamente all'X-factor sui costi di struttura, la proposta non è ancora stata formulata.

Il percorso di efficientamento dovrà essere graduale al fine di non compromettere l'equilibrio economico-finanziario delle imprese e, quindi, eventualmente durare oltre un periodo di regolazione.

**S26 Si condivide questa valutazione dell’Autorità o si ritiene che ci siano le condizioni per la definizione di specifici meccanismi a sostegno degli investimenti infrastrutturali nelle reti di distribuzione del gas naturale? Quali sono eventuali esigenze specifiche che si ritiene debbano essere prioritariamente sostenute?**

Per alcune tipologie di investimento, si ritiene opportuno riconoscere tassi di remunerazione differenziati, superiori a quello base e anche di durata maggiore rispetto al periodo di regolazione.

Tali riconoscimenti potrebbero essere applicati per es. nei casi di innovazione tecnologica, ammodernamento della rete o miglioramento dei sistemi di telemisura/telegestione gas, per favorire sviluppo, qualità e sicurezza del servizio. Inoltre si propone di favorire l’interconnessione tra reti di gas naturale e reti isolate di altri gas nell’ambito del Comune esercizio, allo scopo di favorire la diffusione del gas naturale.

**S27 Si ritiene utile assecondare il processo di ammodernamento del sistema di misura con soluzioni tariffarie incentivanti? Quali di quelle elencate sembrano più efficaci e per quali motivi? Esistono altre forme incentivanti che dovrebbero essere prese in considerazione?**

Il principio di ammodernamento del sistema di misura è ampiamente condiviso. Le soluzioni incentivanti sono valide se attuate contemporaneamente. La remunerazione differenziale deve riconoscere un significativo incremento remunerativo (almeno 3 punti) ed essere estesa per un tempo adeguato (almeno due-tre periodi regolatori). Ciò vale anche per il riconoscimento delle eventuali minusvalenze sui misuratori dismessi, oggetto dell’ammodernamento. Non si condivide invece l’ipotesi di penalizzare le mancate sostituzioni in conformità all’emananda temporistica regolatoria. E’ evidente che i provvedimenti precedenti non hanno contribuito a produrre uno svecchiamento del parco misuratori, come invece potrebbe contribuire l’introduzione dei meccanismi proposti. Tali incentivi dovrebbero

essere riconosciuti anche a tutti quegli operatori che hanno già posto in essere iniziative.

**S28 Si condivide che la sicurezza delle derivazioni d'utenza è un tema cruciale per il servizio di distribuzione del gas e che le imprese di distribuzione debbano svolgere un ruolo importante in tal senso?**

**S29 L'impresa di distribuzione, come ha affrontato la problematica descritta nella presente sezione? Qual è la rilevanza numerica della casistica oggetto della presente analisi**

**S30 Si condividono le linee generali di intervento riportate nel paragrafo 22.3? Esistono altre soluzioni che dovrebbero prese in considerazione e per quali motivi?**

**S31 Ai fini di estendere la responsabilità dell'impresa di distribuzione fino al confine delimitato dai misuratori, si ritiene che un periodo transitorio della durata di quattro anni sia adeguato? Se no, quale durata si ritiene più congrua?**

In linea di principio si condivide che il ruolo del distributore sia proattivo in un tema come quello della sicurezza. Le aziende distributrici nonostante i tentativi di spostare ai limiti delle proprietà i contatori hanno sempre incontrato ostacoli e resistenza da parte degli utilizzatori, fondamentalmente a causa dei costi conseguenti alle modifiche agli impianti interni. La mappatura dell'intera casistica non è nota, anche se si può affermare che nei centri storici e nei casi di metanizzazioni remote la maggior parte dei contatori risulta all'interno delle proprietà private.

Le linee generali di intervento proposte dall'Autorità sembrano condivisibili. Tuttavia si segnala che nonostante si possa prevedere un ristoro tariffario per interventi sostenuti a valle del contatore ed a vantaggio di terzi, è necessario che l'investimento sia remunerato in tariffa attraverso la voce "Altre immobilizzazioni" e che il suo valore residuo, a scadenza concessione, sia oggetto di indennizzo alla stessa stregua di qualsiasi altro cespite di proprietà del concessionario.

Tuttavia non si condivide il principio di porre in capo all'impresa di distribuzione

l'obbligo di eseguire la verifica dell'impianto interno su richiesta del titolare del Punto di Riconsegna. La responsabilità dovrebbe essere lasciata a chi ha realizzato l'impianto.

Riguardo al periodo proposto per gli interventi risulta difficile fare una previsione senza aver predisposto una mappatura. In ogni caso si ritiene che un intervento di questo tipo dovrebbe interessare almeno i prossimi due periodi regolatori.

**S32 Si ritiene che esistano circostanze specifiche che ostino a tale scelta?**

Il passaggio dall'anno termico all'anno solare è un'operazione tecnicamente realizzabile che richiede la revisione delle procedure e dei sistemi informatici per l'adeguamento alle nuove decorrenze e scadenze. Occorrerebbe effettuare anche un allineamento con l'anno solare per l'attività di trasporto, al fine di favorire una maggiore omogeneità del settore gas.

**S33 Si condivide l'approccio delineato nelle linee generali dall'Autorità per la definizione degli incentivi per le aggregazioni in applicazione delle disposizioni del decreto-legge n. 159/07? Se no, per quali motivi? Quali alternative si propongono?**

Nella trattazione degli aspetti del quadro regolatorio non strettamente connessi con la definizione tariffaria, l'Autorità ha individuato alcuni elementi su cui potrebbero essere definiti incentivi per le aggregazioni volte alla costituzione di bacini ottimali di utenza ed ambiti territoriali, in relazione ai quali bandire le gare di affidamento del servizio di distribuzione gas.

Al riguardo si ritiene importante evidenziare che:

- tale processo di aggregazione sia perseguito attraverso una norma di carattere primario (anche finalizzata ad evitare che i Comuni bandiscano gare con le vecchie regole durante il periodo che porterà alla definizione degli ambiti ed al bando di gara tipo);
- sarebbe opportuno mantenere e promuovere anche la premiazione delle

imprese che favoriscono processi di aggregazione e consolidamento, attraverso meccanismi di incentivazione tariffaria (es. riduzione del fattore di produttività nel meccanismo del price-cap).

**S34 Quale delle soluzioni prospettate si ritiene la più opportuna? Per quali motivi?**

La soluzione più idonea potrebbe essere la D.2. che ha il vantaggio di non richiedere onerosi meccanismi perequativi ed il pregio che l'interdipendenza tariffaria tra operatori sarebbe ridotta al minimo.

**S35 Come si valuta l'ipotesi di fatturare ai clienti finali la fornitura sulla base dell'energia fornita misurata in kWh, fermo restando l'obbligo di indicazione dei volumi consumati?**

L'adozione di una quota variabile non più basata sulle unità energetiche erogate, ma sui volumi trasportati, potrebbe risultare semplificativa. Tuttavia è necessario chiarire definitivamente il trattamento da dare ai metri cubi trasportati fissati in condizioni standard, dando un'univoca interpretazione dei coefficienti M e K in caso di misuratori non dotati di correttore volumetrico.

Circa l'ipotesi di fatturare ai clienti finali la fornitura sulla base dell'energia fornita misurata in kWh si segnala quanto segue.

L'unità di misura che viene deciso di utilizzare, mc o kWh, deve essere unica per tutte le componenti delle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità (materia prima, trasporto, distribuzione etc.) e non solo per una parte, come la tariffa di distribuzione.

Occorre inoltre tenere conto della compatibilità con la normativa fiscale ed in particolare con quella relativa alle accise.

E' necessario considerare degli investimenti, anche consistenti e costosi, che le società di vendita dovranno effettuare sui sistemi.

Saranno infine necessari investimenti in comunicazione verso i clienti finali in quanto

si ritiene che i meno evoluti saranno disorientati e necessiteranno di molta informazione e molto tempo per apprendere il legame tra mc e kWh, tenuto conto anche che i contatori del gas continueranno a segnare i metri cubi e non i kWh.

**S36 Quale dei due criteri di ripartizione si reputa migliore e per quali motivi?**

Anigas ritiene ragionevole introdurre una quota fissa più elevata che risponde senza dubbio all'esigenza di migliorare l'aderenza ai costi delle tariffe, dal momento che il costo del servizio di distribuzione del gas naturale è influenzato solo in minima parte dalle quantità.

Tuttavia, affinché tale intervento non diventi troppo gravoso per le utenze con consumi bassi (si pensi, agli "usi cottura cibi") sarebbe opportuno, definita la quota fissa per i clienti finali con bassi consumi, procedere alla determinazione di più livelli differenziati di quota fissa (tre o quattro), a seconda delle fasce di consumo raggiunte per punto di prelievo.

La revisione dei pesi delle componenti fissa e variabile della tariffa di distribuzione dovrà comunque essere attuata a valle del recupero dei ricavi non conseguiti nell'anno termico 2006-2007 a causa del clima sfavorevole. Un repentino aumento dell'incidenza della quota fissa potrebbe non garantire tale recupero.

**S37 Quale delle ipotesi proposte risulta preferibile e per quali motivi? Esistono ulteriori soluzioni/considerazioni che dovrebbero essere prese in considerazione? Si condivide l'ipotesi di circoscrivere il rischio volume ai soli costi operativi?**

Anigas ritiene opportuno prevedere un aggiornamento annuale dei costi operativi in funzione della crescita dimensionale dell'attività in termini di utenti, sterilizzando quindi l'effetto della variabilità termica: in tal modo, l'effetto scala sarebbe riconosciuto nella componente dei costi operativi e non più, come oggi accade, a livello di ricavi effettivi attraverso il coefficiente epsilon, il cui effetto, legato alla dinamica dei volumi, dipende da fattori "esogeni" non controllabili dall'impresa di

distribuzione.

**S38 Si ritiene opportuna una differenziazione dei corrispettivi del servizio di misura per scaglioni di consumo in una logica di costruzione di tariffe cost-reflective? Si ritiene più opportuna una differenziazione in funzione della classe di misuratore installata?**

**S39 Si ritiene opportuna una differenziazione dei corrispettivi del servizio di commercializzazione per scaglioni di consumo in una logica di costruzione di tariffe cost-reflective?**

Pur essendo possibile la differenziazione dei corrispettivi, in questa fase è preferibile utilizzare una struttura a scaglioni di consumo omogenea con quella della distribuzione.

Si ritiene altresì necessario porre attenzione alla modalità di articolazione dei corrispettivi al fine di garantire: l'utilizzo di parametri facilmente ed univocamente reperibili, semplicità e trasparenza nei confronti del cliente finale ed evitare, quindi, l'insorgere di complessità gestionali nei sistemi di fatturazione.

**S40 Quale dei due approcci proposti si ritiene preferibile e per quale motivo?**

**S41 Rispetto alla seconda delle ipotesi descritte si ritiene che ci siano problemi particolari relativi alla tempistica di perequazione, anche in relazione alla necessità di disporre dei dati effettivi a consuntivo relativi ai volumi erogati e al numero di punti di prelievo serviti?**

I meccanismi proposti non spiegano se la competenza economica delle singole località venga salvaguardata. Di fatto, sia nel caso di impianti condivisi tra più distributori che nel caso di bacini tariffari ampi, nasce la problematica della perequazione tariffaria. Quest'ultima può essere risolta positivamente per tutti gli attori del sistema soltanto nel caso in cui il meccanismo preveda che la tariffa applicata ai clienti ed ai volumi in un anno termico della località interessata venga confrontata con la tariffa "obiettivo" che la località avrebbe avuto "stand-alone". In tal modo ogni attore vedrebbe soddisfatti i propri requisiti di ricavo, compreso l'effetto



sviluppo. La Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico dovrebbe essere il referente super-partes che provvede a gestire i rapporti finanziari tra gli operatori, garantendo la congruità della compensazione. In ogni caso come già detto al punto S.34 la coincidenza tra ambito tariffario e bacino concessorio, a regime, non richiederebbe in linea di principio meccanismi di perequazione.

**S42 Si ritiene utile prevedere una componente tariffaria compensativa per regolare le partite economiche che dovessero generarsi in seguito a correzioni tariffarie intervenute ex-post?**

Il meccanismo auspicabile è quello di prevenire e risolvere tutte le situazioni che necessitano di rettifiche senza incidere sulle tariffe applicate ai clienti finali e sui ricavi degli operatori non interessati. Sarebbe sufficiente prevedere la costituzione di un Fondo Compensativo (simile a quelli già esistenti per Re, Rs, QFNC, etc.) da utilizzare unicamente nei rapporti tra singolo operatore interessato e Cassa Conguaglio e, quindi, senza influenzare gli altri operatori presenti nell'ambito tariffario.

**S43 Si condivide la proposta di definire ricavo ammissibile per impresa?**

Anigas ritiene accettabile il principio di semplificazione. Tuttavia i vincoli sui ricavi delle località in oggetto dovrebbero essere ricompresi nei vincoli sui ricavi del gas naturale. In tal modo i clienti finali potrebbero usufruire delle stesse tariffe relativamente alle infrastrutture locali. Ciò detto, dovrebbe essere limitato ai casi di presenza di frazioni o parti di comune alimentati con altri gas canalizzati, pur in concomitanza con una gestione principale a gas naturale.

**S44 Quale delle due ipotesi sopra proposte si ritiene più appropriata? Esistono altre soluzioni più adeguate e per quali motivi?**

**S45 Si condivide l'ipotesi di non articolare la tariffe per scaglioni? Oppure, in alternativa, si condivide l'ipotesi di applicare un'articolazione unica nazionale uguale a quella prevista per il gas naturale?**

Come esposto al punto S43 le tariffe di distribuzione (gas naturale e gpl) dovrebbero essere uniche, limitatamente ai casi sopra citati. In tal modo i due servizi presenterebbero un costo meno differenziato per il cliente finale.

**S46 Si ritiene opportuna la proposta di introdurre una regolazione delle prestazioni accessorie e delle prestazioni opzionali orientata a garantire omogeneità di trattamento sul territorio nazionale di prestazioni equivalenti?**

Anigas ritiene che la proposta di un prezzario per le prestazioni in oggetto sia interessante ed auspicabile.

**S47 Si condivide la proposta dell'Autorità di prevedere corrispettivi definiti a forfait per alcune prestazioni? Si concorda con l'elenco delle prestazioni in relazione alle quali è possibile definire un corrispettivo a forfait?**

**S48 Si condivide l'ipotesi di non prevedere specifici meccanismi perequativi? In relazione a tale previsione, si ritiene necessaria l'introduzione di specifici coefficienti logistici di correzione dei prezzi delle prestazioni per tener conto di specificità territoriali non dipendenti dagli esercenti? Se sì, quali coefficienti logistici si ritiene possano essere adottati?**

**S49 Si condivide l'ipotesi di prevedere due regimi: un regime forfait e un regime a preventivo per la disciplina delle altre prestazioni? Si condividono i criteri proposti per l'identificazione del perimetro delle prestazioni da effettuarsi nel regime a forfait?**

**S50 Si condivide la proposta dell'Autorità in relazione ai driver di costo rilevanti per la definizione dei corrispettivi nel regime a forfait?**

Si condivide la proposta di introdurre una regolazione a forfait delle prestazioni accessorie ed opzionali. Tra le prestazioni accessorie non si ritiene tuttavia di inserire le attività riguardanti l'esecuzione di lavori semplici e complessi. Ciò in ragione della specificità tecnica dell'intervento di specie e del territorio di riferimento che, di fatto,

rendono poco coerente con la realtà una caratterizzazione univoca delle opere da realizzare (presenza di numerosi fattori esogeni sia in fase progettuale che di realizzazione).

**S51 Si condivide l'ipotesi di non sottoporre a regolazione specifica le prestazioni opzionali?**

E' condivisibile.

Il Direttore Generale  
Dr.ssa Marialuisa Vegetabile

