

***DCO 257/2013/R/GAS***  
***Tariffe dei servizi di distribuzione e  
misura del gas e meccanismi di  
perequazione per il quarto periodo di  
regolazione***

**Osservazioni e proposte ANIGAS**

*Milano, 12 luglio 2013*

## OSSERVAZIONI GENERALI

Anigas formula le proprie osservazioni agli orientamenti delineati nel documento di consultazione (di seguito anche DCO) 257/2013/R/gas sul quarto periodo di regolazione tariffaria del servizio di distribuzione e misura, in relazione alla struttura tariffaria, ai meccanismi perequativi e alla riforma dei contributi di connessione.

Come già osservato in risposta ai precedenti documenti di consultazione, si tratta di un momento regolatorio particolarmente importante perché durante tale periodo prenderà avvio una notevole trasformazione del sistema della distribuzione gas verso nuovi affidamenti per ambito territoriale.

La regolazione del nuovo periodo dovrà quindi favorire la transizione della distribuzione gas al nuovo assetto delle gestioni per ambito che verranno progressivamente assegnate, assicurando ancor più meccanismi di stabilità, prevedibilità e certezza dei ricavi, indispensabili per rendere possibile l'attuazione degli ingenti investimenti che dovranno essere affrontati dalle imprese.

Tenuto conto dell'ampiezza del periodo temporale entro cui si svolgeranno le gare, la regolazione del prossimo periodo regolatorio dovrà tuttavia mantenere anche gran parte degli elementi caratteristici della regolazione sino ad oggi attuata in riferimento alle gestioni e concessioni per singolo Comune.

Pertanto alla luce di questa delicata evoluzione, si ritiene che il processo consultivo dal quale scaturiranno le regole tariffarie di questa transizione verso il nuovo assetto delle gestioni per ambito, dovrà essere svolto in modo compiuto con tempistiche compatibili con l'avvio del nuovo periodo di regolazione previsto per il 1° gennaio 2014.

Al contrario, in questo DCO che avrebbe dovuto contenere specifiche proposte "di secondo livello", si rileva per molte tematiche la mancanza di elementi di dettaglio, in assenza dei quali risulta impossibile capire e valutare le proposte. Molte delle proposte delineate hanno infatti ancora carattere generale e preliminare e non presentano aspetti applicativi e/o di dettaglio, pur delineando alcune ipotesi allo studio degli uffici dell'Autorità. Pertanto vengono formulate osservazioni agli aspetti generali e di approccio presentati, rimanendo in attesa di poter formulare osservazioni puntuali sui meccanismi applicativi in occasione della consultazione contenente gli orientamenti finali, per la quale ci si attende che venga posto in consultazione anche lo schema di provvedimento contenente le regole di dettaglio proposte per il quarto periodo di regolazione.

A tali incertezze si aggiungono proposte innovative la cui implementazione, a prescindere dalla condivisione o meno delle stesse, richiederebbe tempistiche non compatibili con l'entrata in vigore del nuovo assetto tariffario, previsto al 1° gennaio 2014 (ad es. modifica della struttura della tariffa obbligatoria).

Si ritiene infatti che, eventuali modifiche alla tariffa, a prescindere dagli impatti più o meno importanti delle stesse, necessitino di tempi congrui di implementazione, affinché gli operatori possano adeguare i propri sistemi informativi.

In linea generale preme comunque segnalare la necessità che eventuali modifiche alla tariffa obbligatoria di distribuzione non ne compromettano la tanto auspicata semplificazione ottenuta nell'attuale periodo regolatorio, sia per quanto riguarda gli ambiti che per quanto riguarda la struttura delle singole componenti tariffarie.

Si auspica dunque che l'AEEG continui sulla strada della semplificazione tariffaria iniziata con la Delibera ARG/gas 159/08 e che la tariffa obbligatoria di distribuzione per il prossimo periodo regolatorio non sia di complessa ed onerosa gestione per gli operatori.

Pertanto, in linea generale, si osserva la necessità di una maggiore ponderazione dell'efficacia e della fattibilità di nuovi elementi, tenendo conto dell'esigenza di una maggiore gradualità delle modifiche all'interno di una metodologia consolidata.

In una logica di certezza della regolazione si auspica che il documento di consultazione contenente gli orientamenti finali, previsto per luglio 2013, preveda tempi di risposta congrui (tenuto conto che cadrà nel periodo estivo), ovvero con scadenza a fine settembre, e che la pubblicazione della relazione tecnica sia contestuale alla relativa delibera, attesa per fine ottobre, che scaturirà dal presente processo consultivo.

L'intenzione dell'Autorità di scindere in due momenti distinti l'approvazione delle tariffe obbligatorie (nel mese di dicembre dell'anno t-1) e l'approvazione delle tariffe di riferimento (entro il mese di aprile dell'anno t) non si ritiene condivisibile. L'approvazione delle tariffe obbligatorie e delle tariffe di riferimento si ritiene debba avvenire contestualmente e comunque prima dell'inizio dell'anno di applicazione, anche al fine di ridurre il grado di incertezza per le imprese di distribuzione sui livelli dei costi riconosciuti.

In ogni caso, al fine di rafforzare la chiarezza e la trasparenza del quadro regolatorio ed in analogia agli altri settori regolati del gas, come osservato in precedenti occasioni, si ritiene necessario prevedere l'integrazione della modulistica per la trasmissione delle informazioni relative ai costi riconosciuti con gli algoritmi utilizzati per la determinazione dei livelli iniziali e degli aggiornamenti annuali dei ricavi e della RAB. Ciò consentirebbe una corretta ed univoca lettura delle nuove disposizioni da parte di tutti i soggetti interessati alle gare per l'aggiudicazione degli ambiti territoriali nonché di ottemperare agli obblighi informativi a carico dei gestori secondo quanto previsto dal decreto ministeriale 226/2011. Tali aspetti sono di fondamentale importanza per una corretta valutazione dell'equilibrio economico-finanziario degli operatori nei prossimi anni in cui si registreranno profondi cambiamenti conseguenti allo svolgimento delle gare per l'aggiudicazione degli ambiti territoriali

Si ricorda, inoltre, che vi sono altri elementi della regolazione tariffaria non trattati dalla presente consultazione ma già oggetto delle consultazioni precedenti, in riferimento ai quali sono attese soluzioni che non pregiudichino la capacità di investimento delle imprese. Tali elementi riguardano in particolare, oltre al riconoscimento della differenza fra VIR e RAB: la remunerazione del capitale, il trattamento dei contributi ricevuti, che peraltro genera anche l'effetto paradossale di rendere negativa la RAB e di disincentivare i nuovi investimenti e il recupero di efficienza.

Per quanto riguarda la remunerazione del capitale investito, rispetto all'orientamento di allinearla a quella delle altre analoghe attività regolate del settore energetico (trasporto e distribuzione di energia elettrica, trasporto gas), si evidenzia che una simile impostazione non tiene conto delle specificità dell'attività di distribuzione e del diverso profilo di rischio, legato anche alla più breve durata degli affidamenti - 12 anni rispetto a durate di 30 anni e oltre.

In merito al trattamento dei contributi, la proposta di superare gli effetti paradossali (riconosciuti dalla stessa Autorità nel primo documento di consultazione) del cosiddetto “blocco” del degrado dei contributi che porta progressivamente a rendere negativi nel tempo i valori del capitale investito, con l’introduzione - contrariamente a quanto avvenuto fino ad oggi - degli ammortamenti sull’investimento netto, necessita di doverosi approfondimenti alla luce del fatto che gli ammortamenti, per definizione, servono a ricostituire il capitale necessario al rimpiazzo delle immobilizzazioni a conclusione del ciclo di vita, al termine del quale, con livelli inferiori di ammortamento, non sarebbe possibile la ricostruzione e in base ai criteri contabili, i contributi costituiscono ricavi per le imprese e come tali sono stati già tassati.

Circa il recupero di produttività che verrà stabilito, si ricorda che, dal primo periodo di regolazione ad oggi, il recupero di efficienza cumulato supera il 40 per cento e che ulteriori efficienze potranno essere realizzate soltanto a valle del consolidamento dimensionale, derivante dal nuovo assetto del settore che scaturirà dalle gare d’ambito.

Si riportano di seguito le risposte ai singoli spunti per la consultazione.

## OSSERVAZIONI AI SINGOLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE

### Disegno generale di sistema tariffario

#### **S1. Osservazioni sul disegno di sistema tariffario previsto per il quarto periodo di regolazione.**

Si condivide l'intenzione di confermare l'attuale struttura, suddivisa tra tariffa obbligatoria e tariffa di riferimento, con i relativi meccanismi perequativi.

### Lag regolatorio e variabili di scala per la determinazione del vincolo dei ricavi ammessi

#### **S2. Osservazioni sull'ipotesi di determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi in relazione alla tematica del lag regolatorio.**

Come già espresso nelle osservazioni al DCO 56/2013/R/GAS, Anigas ribadisce che la neutralizzazione del *time lag* regolatorio, volta a compensare lo sfasamento temporale tra la realizzazione di un investimento ed il suo riconoscimento in tariffa, non debba avere effetti sulle modalità di determinazione del vincolo dei ricavi; i due meccanismi (riconoscimento *lag* regolatorio e modalità di copertura dei costi di capitale) non sono tra loro "sostituibili" in quanto sottendono finalità diverse ed hanno diversi riferimenti di calcolo, nonché orizzonti temporali differenti.

Rivedere, contestualmente all'introduzione di misure di compensazione del *lag* regolatorio, gli attuali criteri di determinazione dei vincoli ai ricavi sterilizzando il potenziale aumento del livello dei medesimi ricavi ammessi per effetto dell'incremento del numero di pdr serviti tra l'anno  $t-2$  e l'anno  $t$ , come proposto in consultazione, significa introdurre un "cap" ai ricavi delle aziende, senza peraltro alcun effetto sul costo sostenuto in bolletta dai singoli consumatori. In merito si evidenzia l'opportunità di una riflessione anche alla luce della normativa primaria di settore laddove prevede l'aggiornamento della tariffa con il metodo del *price cap*. In merito si evidenzia l'opportunità di una riflessione anche alla luce della normativa primaria di settore (legge 481/95) che prevede il perseguimento dell'efficienza attraverso il metodo del *price cap*.

Al fine di garantire continuità del quadro regolatorio, si ritiene opportuno continuare ad utilizzare per il calcolo del vincolo ai ricavi ammessi i pdr serviti quali volumi di servizio (tariffe di riferimento dimensionate sul numero di pdr serviti nell'anno  $t-2$  e vincoli ai ricavi ammessi dimensionati sul numero di pdr serviti mediamente nell'anno  $t$ ).

In relazione all'effetto crescita dell'attuale metodologia di calcolo del vincolo dei ricavi di riferimento, si rileva che:

- la percentuale del 3% - 4% relativa ai benefici del triennio 2009-2011 non risulta confermata dai dati in possesso delle imprese associate che al riguardo attestano una crescita fisiologica del 0,6-0,7%. Tale impostazione vale ancora di più se si considera che nel primo anno (2009) del terzo periodo regolatorio i pdr serviti utilizzati per la tariffa di riferimento sono stati quelli dell'anno  $t-1$  (2008) anziché quelli dell'anno  $t-2$  e quindi l'eventuale effetto sulle tariffe 2009-2011 dovuto alla crescita dei pdr dovrebbe essere semmai valutato in riferimento alla variazione

dei pdr nel biennio 2008-2009, con percentuali di crescita ben inferiori a quelle indicate nel DCO;

- in futuro l'effetto crescita è destinato ad assottigliarsi fino ad azzerarsi. Ciò non solo in relazione alla particolare congiuntura economica negativa ma soprattutto per la maturità delle reti di distribuzione (con tassi di crescita dei pdr serviti tendenti a zero) ed in considerazione che i nuovi investimenti riguarderanno prevalentemente interventi che non generano aumento dei pdr serviti (es. manutenzione straordinaria/sostituzione o telegestione).

Non si condivide pertanto la proposta di definire i livelli unitari delle tariffe di riferimento in funzione dei livelli di servizio (intesi come numero di pdr) attesi nell'anno  $t$  anziché in funzione dei medesimi livelli dell'anno  $t-2$ . Una simile impostazione introdurrebbe peraltro anche complessità gestionali legate alla stima dei pdr per l'anno in corso. Le complessità legate ad una stima dei volumi introdurrebbero inoltre elementi di ulteriore incertezza nella definizione dei ricavi degli operatori infrastrutturali.

In tema di riconoscimento della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito a compensazione del *lag* nel riconoscimento degli investimenti, a differenza di quanto approssimativamente stimato (0,5%-0,6%), si ritiene che debba essere prevista una maggiorazione del WACC del 2% per tutti i nuovi investimenti realizzati, lavori in corso compresi, in ragione del sempre maggior peso che stanno assumendo gli investimenti nella misura caratterizzati da vite utili di gran lunga inferiori rispetto a quelle proprie dei cespiti afferenti il servizio di distribuzione.

Sarebbe inoltre necessario che la compensazione del *lag* venisse riconosciuta fin dal primo anno del nuovo periodo regolatorio (2014) già per gli investimenti effettuati negli anni  $t-2$  e  $t-1$  (2012 e 2013).

Si evidenzia che la necessità di colmare lo sfasamento temporale nel riconoscimento degli investimenti assume particolare rilevanza in concomitanza con l'approssimarsi del periodo di scadenza dell'affidamento, al fine di evitare il disincentivo agli investimenti nell'ultimo periodo di gestione del servizio.

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

#### **S3. Osservazioni sulle disposizioni per le località in avviamento ai fini della definizione del vincolo ai ricavi ammessi.**

Nel terzo periodo regolatorio, il vincolo dei ricavi ammessi per le località in avviamento era determinato nei primi anni prendendo a riferimento il tasso presunto di diffusione della distribuzione del gas presso il numero delle famiglie residenti del Comune considerato sulla base del bilancio demografico Istat.

Tale metodologia è risultata particolarmente penalizzante in particolare nel caso di nuove metanizzazioni di comuni con un basso rapporto di famiglie residenti rispetto all'estensione della rete. Per queste situazioni particolari, pertanto, sarebbe opportuno introdurre modifiche alla metodologia attualmente adottata, che consentano di evitare sottoremunerazioni. Tuttavia, circa la specifica regola proposta al par. 8.1 del DCO, per la definizione dei costi operativi unitari, non si condivide l'introduzione di una componente variabile della tariffa di riferimento, da applicarsi ai volumi di gas effettivamente distribuiti, per l'assenza di leve a

disposizione dell'impresa di distribuzione per incidere sui volumi vettoriati sulla propria rete

Infine, in relazione al riconoscimento dei costi di capitale di località, andrebbero opportunamente chiarite le modalità applicative della prefigurata "somma fissa, pari al costo riconosciuto a copertura degli ammortamenti e capitale investito" (se sempre tramite un valore espresso in euro/pdr o con quale altra modalità).

### **Ambiti tariffari**

#### **S4. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione T.5, con riferimento alla definizione degli ambiti tariffari rilevanti ai fini della determinazione della tariffa obbligatoria.**

Il IV periodo di regolazione tariffaria rappresenterà una fase di transizione verso l'assetto delle nuove modalità di affidamento delle concessioni in cui non sarà possibile far coincidere i 175 bacini di gara con gli ambiti tariffari. Pertanto, per il IV periodo di regolazione tariffaria Anigas ritiene preferibile il mantenimento dell'attuale ripartizione in 6 ambiti tariffari, sottolineando che le altre ipotesi prospettate potranno essere valutate nel prossimo periodo regolatorio.

In ogni caso, si ritiene che debbano essere assicurati all'impresa di distribuzione i ricavi ammessi derivanti dalle tariffe di riferimento attraverso opportuni meccanismi di conguaglio/perequazione.

### **Revisione della struttura della tariffa obbligatoria relativa al servizio di distribuzione**

#### **S5. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione T.6, con riferimento alla revisione della struttura della tariffa obbligatoria relativa al servizio di distribuzione.**

La condivisibile necessità di aumentare il peso della quota fissa per riflettere maggiormente la struttura dei costi sottostanti il servizio dovrebbe tuttavia esser temperata dall'esigenza di procedere a tale modifica in maniera graduale all'interno di una metodologia consolidata.

La proposta di rimodulare la quota variabile della tariffa obbligatoria, tenendo conto dei potenziali effetti di esclusione dall'accesso al servizio di cui alla proposta T.6.A si ritiene percorribile, a condizione che venga mantenuta l'attuale articolazione in otto scaglioni.

In caso contrario, oltre a nuovi costi da sostenere per rivedere gli attuali applicativi e relativa reportistica, assestati con non poche complessità solo da qualche anno (il cui onere andrebbe a gravare sul sistema e quindi sul cliente finale, inficiando gli investimenti recentemente effettuati), gli operatori non sarebbero in grado di modificare il layout di fatturazione nella struttura degli otto scaglioni in quanto tale revisione avrebbe dovuto essere chiaramente nota con congruo anticipo.

Per gli stessi motivi si ritiene impraticabile l'opzione T6B. La differenziazione delle quote fisse in base ai raggruppamenti dei gruppi di misura comporterebbe la

necessità di introdurre un nuovo flusso informativo tra venditori e distributori, da standardizzare: prima di utilizzare un'informazione come parametro tariffario è infatti necessario che tale informazione sia resa disponibile e aggiornata e gestita con un processo stabile e consolidato, cosa che oggi non può dirsi relativamente alle informazioni sulla classe del misuratore; inoltre sarebbero necessarie modifiche ai sistemi informativi di fatturazione che con le tempistiche a disposizione i venditori non sarebbero in grado di implementare.

In linea generale si ritiene che la fatturazione di componenti della tariffa di distribuzione differenziate in base a specifiche caratteristiche del cliente (in questo caso in base alla classe contatore), comporti notevoli complessità ed oneri nella gestione della fatturazione verso i clienti finali e pertanto sarebbe da evitare.

Per evitare l'esclusione dal servizio dei clienti localizzati in zone geografiche caratterizzate da bassi consumi e quindi evitare possibili ripercussioni in termini di riduzione di PdR attivi in tali zone, si propone, a compensazione dell'eventuale aumento, di incrementare la quota fissa della componente UG2 per evitare effetti di distorsione sul cliente finale.

#### **Revisione della struttura della tariffa obbligatoria relativa al servizio di misura**

##### **S6. Osservazioni sulle ipotesi di revisione della struttura della tariffa obbligatoria relativa al servizio di misura.**

Anigas in coerenza con l'osservazione precedente ritiene necessario mantenere l'attuale unica componente fissa per la misura.

#### **Rimodulazione delle componenti UG1, GS, RE ed RS**

##### **S7. Osservazioni in merito alla rimodulazione delle componenti UG<sub>1</sub>, GS, RE ed RS.**

Anigas rileva la mancanza di elementi di dettaglio specifici in cui si dovrebbe tradurre il principio di degressività proposto.

Più in generale comunque, considerata la mancata declinazione delle modalità implementative, non si ritiene condivisibile la rimodulazione delle componenti UG<sub>1</sub>, GS, RE ed RS.

Come già avuto modo di argomentare nella risposta allo spunto di consultazione S5, la fatturazione di componenti della tariffa di distribuzione differenziate in base a specifiche caratteristiche del cliente (tipologia, categoria d'uso, ecc), comporterebbe notevoli complessità ed oneri nella gestione della fatturazione verso i clienti finali.

Per quanto concerne il paragrafo 10.29, non si capisce bene quale sia nel dettaglio la proposta dell'AEEG e cosa si intenda per "trasferire la responsabilità dell'esazione delle componenti alle società di vendita": a prescindere si ritiene che comunque la gestione delle componenti aggiuntive della tariffa di distribuzione rimanga quella attuale e che dunque non siano le società di vendita a dover gestire l'onere delle comunicazioni alla CCSE.



### **Aggiornamento annuale della tariffa obbligatoria**

#### **S8. Osservazioni sulle ipotesi relative all'aggiornamento annuale delle quote variabili della tariffa obbligatoria**

Anigas condivide la proposta ai soli fini dell'aggiornamento della tariffa obbligatoria, senza che ciò abbia impatti sui meccanismi di perequazione di distribuzione e misura, fermo restando che la copertura di eventuali squilibri di gettito conseguenti a differenze tra volumi attesi e volumi effettivi avvenga tramite meccanismi di perequazione.

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

#### **S9. Osservazioni sull'ipotesi di intervento regolatorio con riferimento alla componente tariffaria canoni comunali.**

Si ritiene ragionevole l'intenzione dell'Autorità di impedire il conseguimento di ricavi superiori al valore del COL, pur rilevando l'assenza degli elementi di dettaglio del meccanismo che l'Autorità ha intenzione di introdurre per sterilizzare gli effetti legati alla variazione del numero di punti di riconsegna serviti tra l'anno t-2, in cui viene definito il valore della componente COL poi approvato dall'Autorità, e l'anno t, in cui viene applicato. Al fine di dare certezza ai consumatori in relazione ai corrispettivi per il servizio e di garantire alle imprese distributrici flussi di ricavo dimensionati in funzione dei costi sostenuti, occorrerebbe specificare le modalità di recupero di tale componente dalle società di vendita.

Per quanto riguarda la gestione della componente COLc, preme sottolineare come la gestione di componenti della tariffa del servizio di distribuzione differenziate per comune e addirittura per impianto nello stesso comune, hanno introdotto elementi di complessità nella fatturazione del servizio di distribuzione da parte delle società di vendita, in quanto hanno minato la semplificazione gestionale ottenuta con l'introduzione dei sei ambiti tariffari sovra – regionali.

Pur non mettendo in discussione quello che è un meccanismo previsto da normativa primaria, si ritiene imprescindibile che vengano dati alle società di vendita gli strumenti necessari ai fini di una corretta gestione della componente.

Per tale motivo si chiede che sia definito un processo gestionale di dettaglio di tale componente da definire tramite un apposito tavolo di lavoro tecnico. Al fine di efficientare l'attuale processo, riteniamo che tale soluzione gestionale dovrebbe, tra l'altro, esser volta a far conoscere ai venditori, secondo modalità standardizzate e univoche, l'elenco dei punti di riconsegna interessati per singola località nonché l'importo unitario mensile della componente COL.

Come evidenziato nelle Osservazioni generali, sarebbe opportuno che l'approvazione della tariffa di riferimento avvenisse entro il mese di dicembre dell'anno antecedente a quello a cui la tariffa stessa si riferisce e non ad aprile dell'anno successivo, come prefigurato nel documento di consultazione.

## **Componente tariffaria a copertura della differenza tra VIR e RAB**

### **S10. Osservazioni sull'ipotesi di introduzione di una specifica componente tariffaria a copertura della differenza tra VIR e RAB.**

L'implementazione della proposta di riconoscere la differenza tra VIR e RAB attraverso una specifica componente tariffaria da applicare a livello di singolo comune si ritiene impraticabile, in considerazione delle complessità in termini di flussi informativi e modifiche ai sistemi di fatturazione. sui quali – come già evidenziato in riferimento ad altre proposte – si dovrebbe evitare di ripetere l'introduzione di eccessive variazioni, ad ogni inizio di periodo di regolazione. Si ritiene opportuno ricordare che qualsiasi impostazione venga adottata, sarà necessario evitare differenziazioni tra concessioni di nuova acquisizione e concessioni riconfermate all'interno dell'ambito, al fine di non disincentivare gli investimenti in questo importante settore infrastrutturale. Come segnalato nella risposta al precedente spunto di consultazione, la gestione di componenti della tariffa del servizio di distribuzione differenziate per comune e addirittura per impianto nello stesso comune, hanno introdotto elementi di complessità nella fatturazione del servizio di distribuzione da parte delle società di vendita, in quanto hanno minato la semplificazione gestionale ottenuta con l'introduzione dei sei ambiti tariffari sovra – regionali.

La definizione di una componente tariffaria con un tale livello di granularità rappresenterebbe a nostro avviso un deciso passo indietro, rispetto alla razionalizzazione delle tariffe obbligatorie operata con la del. 159/08, verso la semplificazione e l'apertura alla concorrenza del mercato del gas.

In generale Anigas ritiene che debbano essere più attentamente considerati gli impatti che l'articolazione e la definizione delle tariffe di distribuzione determinano:

- sulla comprensibilità delle bollette per i clienti finali: a tale proposito si sottolinea come casi di definizione o ricalcolo di componenti tariffarie in corso d'anno o comunque operati con un anticipo non adeguato determinano il ricorso a conguagli, che sono spessissimo fonte di reclamo da parte dei clienti;
- sulla definizione e presentazione delle offerte da mercato libero: ad oggi il Codice di condotta commerciale impone di allegare ad ogni proposta di contratto una scheda di confrontabilità che permetta al cliente di confrontare l'offerta da mercato libero con la tariffa di riferimento AEEG; già oggi non è agevole per i venditori dover abbinare ad ogni contratto 6 diverse schede di confrontabilità (una per ogni ambito tariffario) garantendo che siano correttamente distribuite (attraverso i diversi canali di vendita) nei territori di competenza, è quindi facilmente comprensibile che tale previsione non sarebbe attuabile nel caso in cui una parte della tariffa di riferimento fosse definita per singolo comune di fornitura;
- sulla percezione che i clienti finali hanno dello sviluppo del mercato e dell'affidabilità degli operatori e del sistema nel suo complesso: si ritiene infatti che un sistema in cui l'articolazione delle tariffe non sia sufficientemente stabile nel tempo e improntata a criteri di semplicità e certezza di calcolo, non faciliti la trasparenza e la comprensibilità da parte dei clienti, minando quindi la loro fiducia e disincentivando lo sviluppo della concorrenza. In questo senso riteniamo che la razionalizzazione introdotta solo pochi anni fa con la delibera 159/08, che ha introdotto una separazione fra le tariffe di riferimento (articolate per località) e

tariffe obbligatorie (articolate su 6 ambiti), raccordate attraverso i meccanismi di perequazione, debba essere mantenuta e non vanificata dall'introduzione di componenti aggiuntive legate al comune o addirittura alla località.

### **Criteria per la determinazione tariffaria d'ufficio**

#### **S11. Osservazioni sui criteri per la determinazione tariffaria d'ufficio.**

Si condivide la conferma dell'impostazione di base per il calcolo della tariffa d'ufficio, prevedendo che le componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale di località dei servizi di distribuzione e misura siano definiti sulla base di valori calcolati per località con caratteristiche omogenee.

Si segnala peraltro che, nel caso di ambiti affidati tramite gara in cui manchino informazioni rilevanti per la determinazione dei ricavi di riferimento, potrebbe essere opportuno prevedere la possibilità per il gestore subentrante di utilizzare, ai fini tariffari, i dati contenuti negli obblighi informativi, quanto stabilito ai fini del calcolo del VIR nonché quanto risultante da perizie asseverate qualora disponibili.

### **Struttura delle tariffe di riferimento – componenti a copertura dei costi delle infrastrutture di rete**

#### **S12. Osservazioni sull'ipotesi di determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi.**

Anigas non condivide l'ipotesi di superare il *tariff decoupling* che consente di non correlare i ricavi dei distributori ai volumi distribuiti, perché l'operatore infrastrutturale non possiede alcuna leva commerciale per influenzare i volumi vettoriati nella sua rete.

Inoltre, la proposta d'introduzione di una struttura binomia *cost reflective* della componente a copertura dei costi operativi della tariffa di riferimento non sarebbe giustificabile, dato il valore trascurabile della componente variabile dei costi operativi (sostanzialmente indipendenti, se non in misura irrilevante, dai volumi distribuiti a fronte di onerose complessità gestionali).

#### **S13. Osservazioni sull'ipotesi di definizione delle componenti $t_{t,c}^{capex}$ e $t_{t,c,i}^{capex}$ della tariffa di riferimento**

Rispetto al costo del capitale si condivide l'ipotesi di mantenere un struttura monomia. Inoltre si ritiene che, ancora per il prossimo periodo regolatorio, debbano essere fissati livelli dei valori unitari delle immobilizzazioni centralizzate (relative alle tipologie di cespiti immobili e fabbricati industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali) unici su tutto il territorio nazionale, sia per le vecchie gestioni di dimensione comunale o sovra-comunale, sia per le nuove gestioni per ambito che inizieranno ad essere assegnate.

Non si ritengono condivisibili opzioni di modifica dell'attuale regolazione, rimandando l'eventuale differenziazione per classe dimensionale d'ambito al prossimo periodo regolatorio, quando almeno una buona parte dei nuovi affidamenti dovrebbe essere stata assegnata.

**S14. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione T.7, con riferimento alla determinazione della componente della tariffa di riferimento a copertura dei costi operativi.**

**S15. Osservazioni in merito alle eventuali modalità di determinazione della porzione dei costi operativi da coprire mediante la quota variabile della tariffa di riferimento.**

Considerando che la tariffa obbligatoria del distributore, compresi gli oneri di sistema, pesa per circa solo il 12% sul costo complessivo della fornitura, l'introduzione di componenti legate ai volumi secondo quanto prefigurato con le ipotesi T7.A o T7.B porterebbe in ogni caso a variazioni del costo complessivo del servizio di fornitura per il cliente finale (rapporto tra costo fisso e variabile) assai poco significative (di entità stimabile in meno del 0,5% del costo totale di fornitura), senza alcun beneficio apprezzabile per i clienti finali e con possibili costi aggiuntivi dovuti ai maggiori costi derivanti dall'implementazione dei sistemi informativi, rendicontazioni di dettaglio e maggiore complessità gestionale per gli operatori.

#### **Struttura delle tariffe di riferimento – componente a copertura dei costi di commercializzazione**

**S16. Osservazioni sull'ipotesi di definizione della componente t (cot) della tariffa di riferimento.**

Si condivide il mantenimento dell'attuale struttura della tariffa di riferimento relativa alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura anche se i corrispondenti valori in euro per pdr dovranno essere opportunamente adeguati per il nuovo periodo regolatorio.

#### **Sistema tariffario della misura**

**S17. Osservazioni sulle ipotesi di revisione dell'articolazione della componente della tariffa di misura a copertura dei costi dei concentratori.**

Come anche ribadito in risposta al DCO 56/2013/R/gas, si conferma la contrarietà nell'aver incluso i concentratori tra gli investimenti centralizzati e non in quelli di località in quanto il corto raggio di comunicazione tra misuratori e concentratori richiede che questi ultimi siano associati ad ogni Comune e che il sistema formato da concentratori e misuratori debba essere considerato come parte integrante della rete di distribuzione cittadina.

Si fa inoltre presente che la definizione di cespiti concentratore di tipo centralizzato comporterebbe distorsioni sul mercato in termini di investimento da realizzare. Gli operatori più virtuosi infatti che realizzerebbero in anticipo l'investimento di implementazione dell'infrastruttura di comunicazione dei concentratori, in caso di perdita di concessione a seguito di gara, si troverebbero con un parco cespiti non conteggiato all'interno della RAB di località oggetto di gara. Ciò comporta due ipotesi per il distributore uscente dall'ambito, ovvero che:

- poiché non ricompensato dell'investimento a suo tempo effettuato, il gestore potrebbe disinstallare la rete di concentratori obbligando il distributore entrante

alla re-implementazione a suo carico dell'infrastruttura di comunicazione, con un doppio costo a carico del sistema.

- qualora invece il gestore proceda alla valorizzazione degli investimenti relativi alla rete di concentratori, questa determinerebbe un differenziale VIR – RAB più alto da riconoscere al distributore entrante ai sensi di quanto previsto dall'art. 24 del D.Lgs. 93/11

Nella prima ipotesi una simile dinamica oltre a non favorire il progressivo aumento di contatori telegestiti negli anni, disincentiverebbe i distributori ad anticipare tali attività di ammodernamento del parco contatori ed inoltre comporterebbe inefficienze di tipo economico dovute ad investimenti che nel giro di pochi anni verrebbero sostenuti nuovamente dal distributore entrante.

Nella seconda ipotesi, l'aumento del differenziale VIR – RAB da riconoscere al distributore entrante nell'ambito oggetto di gara (per effetto dell'investimento in concentratori valorizzato all'interno del VIR ma non nella RAB di località), genererebbe ulteriori costi a carico del sistema, viceversa non sussistenti qualora i concentratori fossero inseriti anche nella RAB di località.

In merito all'intenzione dell'Autorità di compiere valutazioni ai fini di uno sviluppo efficiente del servizio, si fa tuttavia presente che, ad una prima analisi, la classificazione delle fasce di densità per punti di riconsegna su metri di condotta utilizzate per il riconoscimento dei costi operativi per l'attività di distribuzione potrebbe non essere sufficiente per intercettare l'effettivo corrispettivo unitario riconosciuto che massimizzi l'efficienza in termini di costi di installazione dei concentratori. Per un'analisi costi – benefici più completa si dovrebbe infatti tener conto anche di ulteriori variabili quali orografia del territorio, strutture urbanistiche presenti, altezza di posa dei concentratori, tipologia installativa dei contatori e potenza irradiata dei concentratori. Tali valutazioni saranno possibili solo a valle della realizzazione di installazioni su scala dimostrativa, progetti pilota e/o verifiche in campo.

A valle di tali verifiche, una volta individuate eventuali soglie di efficientamento in termini di concentratori installati per singola località anche sulla base delle classi di densità stabilite, il riconoscimento integrale dei costi di investimento dei concentratori potrebbe essere previsto solo qualora l'impresa di distribuzione rispetti i rapporti - soglia individuati.

### **S18. Osservazioni sulle ipotesi di fissazione della struttura delle tariffe di riferimento per il servizio di misura**

In merito alle ipotesi delineate per la struttura delle tariffe di riferimento per il servizio di misura, si ritiene preferibile una segmentazione volta ad individuare due soli raggruppamenti ovvero gruppi di misura maggiori di G6 e gruppi di misura fino alla classe G6 compresa, in modo da poter riflettere adeguatamente il diverso livello dei costi operativi.

Si ritiene infatti che due soli raggruppamenti intercettino già in maniera adeguata le differenze di costi tra i gruppi di misura minori o uguali a G6 e quelli maggiori di G6. Per quanto riguarda i costi operativi specifici dei gruppi di misura maggiori di G6 andranno considerati i costi derivanti dalle verifiche periodiche e casuali previste dal D.M. 75/2012, nonché le comunicazioni periodiche delle anagrafiche dei gruppi di

misura alle Camere di Commercio. In riferimento ai costi operativi specifici dei gruppi di misura G4 e G6 si segnalano quelli derivanti dal sistema di comunicazione che sarà prevalentemente utilizzato, ovvero il multipunto – punto. Alla luce della proposta di segmentazione di cui sopra, si ritiene che vadano anche adeguatamente dettagliate le componenti a copertura dei costi operativi relative al servizio di misura. In particolare, per quanto riguarda le componenti di cui alla deliberazione 28/2012/R/gas, si ricorda che oltre alla componente  $\Delta\text{CVER}$  riferita all'extra-costi derivante dagli obblighi di verifica metrologica periodica dei convertitori, dovranno essere riconosciuti anche tutti i costi correlati al funzionamento del contatore elettronico (traffico telefonico, raccolta dati, ecc.). La sola componente  $\Delta\text{CVER}$  fissata per l'anno 2013 pari a 50 euro/pdr, non intercetta adeguatamente il costo reale dell'attività. A tal fine si propone, in analogia a quanto previsto per la componente  $t(\text{ins})_t^{\text{opex}}$ , di introdurre oltre alla componente  $t(\text{rac})_t^{\text{base}}$  una componente aggiuntiva che intercetti adeguatamente gli extra-costi sopra elencati cui si dovrà inevitabilmente far fronte per l'impiego dei gruppi di misura elettronici adeguati ai sensi della delibera ARG/gas 155/08 e che potranno essere controbilanciati da un efficientamento sui costi della componente  $t(\text{rac})_t^{\text{base}}$  solo una volta completato il roll-out dei contatori di nuova tipologia.

Relativamente al cronoprogramma di installazione dei misuratori elettronici G4/G6, nel paragrafo 22 l'Autorità pur riconoscendo:

- le difficoltà pratiche/operative che deriveranno dalle variazioni societarie, che avranno luogo a seguito delle imminenti gare d'ambito per la concessione del servizio di distribuzione gas;
- la necessità di attendere, per l'avvio del piano di roll out per la telelettura dei misuratori per il mass market, il completamento della normativa tecnica di riferimento, in particolare per quanto riguarda il requisito dell'intercambiabilità dei misuratori;
- la conseguente opportunità di un avvio soft nel 2014 con prime installazioni sistematiche dei nuovi misuratori;

non mette in discussione la scadenza del 2018 prevista dalla deliberazione 28/12 e s.m.i. per l'installazione dei misuratori elettronici G4/G6.

Posto quanto sopra, in particolare si ritiene di evidenziare che l'obiettivo dei 14,5 milioni di misuratori (il 65,7 % del parco installato) da sostituire entro il 2018, dovrebbe essere di fatto realizzato sostituendo mediamente 3 milioni di misuratori all'anno, il che richiederebbe uno sforzo allo stato attuale non sostenibile sia dai produttori dei misuratori elettronici sia dalle imprese di distribuzione; sforzo che si ripeterebbe ciclicamente ogni 15 anni in occasione della scadenza del bollo metrico dei nuovi misuratori.

Per quanto sopra, Anigas auspica che l'Autorità nel prossimo documento per la consultazione previsto per luglio (citato al comma 22.11), tenga conto, oltre che delle tempistiche per l'effettuazione delle gare, anche dei vincoli/difficoltà sopra elencati nella definizione del piano di *roll out* dei misuratori elettronici mass market.

### **Meccanismi di perequazione**

#### **S19. Osservazioni sull'ipotesi di mantenere i meccanismi di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e dei costi relativi al servizio di misura.**

Si condivide la proposta in quanto si ritiene che il meccanismo di perequazione, pur con qualche difficoltà iniziale di *start up* garantisca certezza e prevedibilità dei ricavi (seppur con un loro differimento temporale); condizioni, queste, sempre molto importanti per gli operatori infrastrutturali ed indispensabili alla vigilia dei nuovi rilevanti investimenti derivanti dai nuovi affidamenti della distribuzione gas per ambito territoriale, oltre che dal piano di installazione dei misuratori con funzionalità di telelettura/telegestione.

Si accoglie pertanto positivamente il superamento dell'ipotesi prospettata nel DCO 341/2012/R/GAS, relativa al riassorbimento dei meccanismi di perequazione su cui Anigas aveva già sollevato forti perplessità.

Modifiche alle attuali modalità di gestione del bilanciamento tra ricavi effettivi ed ammessi potranno essere valutate a valle del processo di riforma per ambiti di concessione.

### **Perequazione della misura**

#### **S20. Osservazioni sulle ipotesi di revisione del meccanismo di perequazione dei costi della misura.**

La proposta dell'Autorità di adeguare per il quarto periodo regolatorio la formula della perequazione dei costi del servizio di misura per riflettere le modifiche del vincolo ai ricavi ammessi, in particolare con riferimento alle modalità di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche dei misuratori, si ritiene condivisibile. In relazione all'ipotesi dell'Autorità di modificare le modalità di determinazione dell'elemento RPM del meccanismo di perequazione dei costi del servizio di misura, che rappresenta la penalità prevista dalla deliberazione ARG/gas 155/08 per i casi di ritardo nell'assolvimento degli obblighi di messa in servizio dei misuratori elettronici, si ritiene che l'attuale livello di penalità unitaria RPM sia già sufficientemente dissuasivo/incentivante; pertanto, non si ritiene condivisibile una sua rimodulazione.

### **Regime individuale**

#### **S24. Osservazioni sull'ipotesi di abolizione del regime individuale dal primo anno del quarto periodo di regolazione.**

Considerato che non è attualmente possibile valutare l'orizzonte temporale entro cui l'evoluzione del settore della distribuzione verso un nuovo assetto caratterizzato dalla presenza di un numero ridotto di imprese operanti su ambiti minimi definiti con logiche di efficientamento si compirà, al fine di garantire comunque una continuità metodologica tra i periodi di regolazione si ritiene opportuno rinviare l'abolizione del regime individuale ad un periodo di regolazione successivo al quarto.

## **Riforma dei contributi di connessione**

### **S25. Osservazioni sui principi che l'Autorità intende adottare nella riforma dei contributi di connessione.**

In linea generale Anigas condivide l'obiettivo di arrivare ad una standardizzazione dei costi delle prestazioni il più possibile diffusa, compatibilmente con le specificità tecniche legate alle varie prestazioni, anche al fine di semplificare e velocizzare le procedure relative alla richiesta della prestazione.

Al riguardo si ritiene positivo il superamento della complessità dei meccanismi di aggiornamento prezzi, attualmente definiti in modo diverso a seconda delle singole concessioni (pertanto da verificare periodicamente, in base all'analisi dei titoli concessori) e della necessità di provvedere agli adempimenti di comunicazione dei relativi aggiornamenti ai singoli Comuni.

Si concorda inoltre con la proposta di far coincidere l'applicazione delle nuove regole con le nuove concessioni, unitamente alle considerazioni relative ai regimi di determinazione dei contributi di connessione a forfait. Si condividono inoltre le proposte in tema di determinazione di criteri generali di redazione dei preventivi per la connessione sulla base della spesa relativa.

Con riferimento ai criteri generali di attribuzione degli oneri di connessione, si ritiene che i costi relativi all'impianto di derivazione di utenza debbano essere ascritti direttamente al soggetto che richiede la connessione. Si condivide altresì la proposta formulata dall'Autorità circa l'addebito al richiedente del costo per la realizzazione degli impianti di distribuzione direttamente funzionali allo specifico allacciamento e oggetto di utilizzo esclusivo da parte del cliente finale. Per quanto attiene agli interventi sulle reti di distribuzione esistenti, ovvero a nuovi sviluppi della rete esistente motivati dalla richiesta di connessione ma di utilizzo condiviso con soggetti diversi dal richiedente, si ritengono in linea generale condivisibili le considerazioni dell'Autorità circa l'opportunità di socializzare i relativi oneri.

## **Regolazione delle altre prestazioni accessorie**

### **S26. Osservazioni in tema di regolazione delle prestazioni accessorie ulteriori agli allacciamenti.**

In linea generale, le proposte dell'Autorità in tema di regolazione della copertura dei costi delle prestazioni accessorie si ritengono condivisibili. Andranno comunque definiti dei prezzi riconosciuti in tariffa che siano in linea con i costi sostenuti dalle imprese, sulla base dei quali sono impostati i prezzi attualmente applicati dalle aziende.