

**RISPOSTA DI ENEL RETE GAS S.p.A. AL  
DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE 257/2013/R/GAS**

**“TARIFFE DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS  
E MECCANISMI DI PEREQUAZIONE  
PER IL QUARTO PERIODO DI REGOLAZIONE”**

**OSSERVAZIONI GENERALI**

Enel Rete Gas, anche a nome di G6 Rete Gas (controllata al 100%), formula le proprie osservazioni sugli orientamenti delineati nel documento di consultazione 257/2013/R/gas (di seguito anche DCO) in materia di criteri di tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas e meccanismi di perequazione per il quarto periodo di regolazione, che si avvierà dal 1° gennaio 2014.

Come già osservato in risposta ai precedenti documenti di consultazione (341/2012/R/gas e 56/2013/R/gas), si tratta di un periodo regolatorio particolarmente importante perché durante tale periodo prenderà avvio una notevole trasformazione del sistema della distribuzione gas attraverso i nuovi affidamenti per ambito territoriale. La regolazione del nuovo periodo, che sarà definita anche sulla base di quanto emerso nelle consultazioni, dovrà quindi favorire la transizione della distribuzione gas al nuovo assetto delle gestioni per ambito che verranno progressivamente assegnate e dovrà quindi tener conto di questa nuova prospettiva, 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.

Considerando che Enel Rete Gas rappresenta circa 1/6 del segmento della distribuzione gas in Italia ed effettuerà nei prossimi dieci anni investimenti per circa 2,7 miliardi di euro (al netto degli investimenti per le gare d'ambito), si possono stimare oltre 15 miliardi di euro di investimenti nel settore, nell'arco del prossimo decennio. Investimenti di questa importanza e dimensione saranno possibili solo attingendo al sistema finanziario anche internazionale, che potrà essere coinvolto solo ove sia garantita un'adeguata remunerazione del capitale investito.

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

Enel Rete Gas, che aspira a consolidare la propria presenza nel settore della distribuzione gas

anche attraverso la partecipazione alle gare di affidamento del servizio per ambito territoriale, intende quindi proseguire, in spirito propositivo e costruttivo, la propria partecipazione al processo di consultazione in corso, ritenendo la regolazione tariffaria del 4° periodo di regolazione molto importante per il futuro del settore.

Le considerazioni che di seguito verranno sviluppate sono state formulate tenendo conto che il DCO illustra ancora prevalentemente orientamenti di carattere generale e non già specifiche proposte di dettaglio.

Molte delle proposte delineate nel DCO 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 sugli 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.

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 (pur trattato nella presente consultazione anche se solo in riferimento all'introduzione di una componente tariffaria per singolo Comune): la remunerazione del capitale, il trattamento dei contributi ricevuti, che peraltro genera 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 ancora 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 341/2012/R/gas) 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 dei beni (come riconosciuto dall'Autorità

sin dal primo periodo di regolazione, quando ha avuto modo di specificare che “*il riconoscimento delle quote di ammortamento tecniche corrisponde alla necessità di mantenere il valore del capitale investito, attraverso investimenti in rifacimenti degli impianti, manutenzione straordinaria, e in generale in tutto ciò che è necessario a garantire un’adeguata qualità, efficienza e sicurezza del servizio*” – cfr. Relazione Tecnica della deliberazione n. 237/00);

- in base ai criteri contabili, i contributi costituiscono ricavi per le imprese e come tali sono stati già tassati.

Occorre, pertanto, che il trattamento di questa importante voce di ricavo sia meglio valutata al fine di non generare penalizzazioni per le imprese.

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.

## **RISPOSTE AGLI SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE**

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

Si condivide l'intenzione dell'Autorità di confermare l'attuale impostazione del sistema tariffario, suddivisa tra tariffa obbligatoria e tariffa di riferimento, con i relativi meccanismi perequativi di distribuzione e misura.

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

In riferimento a quanto già osservato in risposta al DCO 56/2013/R/gas, Enel Rete Gas ritiene che la compensazione del *lag* regolatorio, volta a controbilanciare 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) sottendono infatti finalità diverse ed hanno – giustamente – diversi riferimenti di calcolo.

Attualmente, come noto, il meccanismo di definizione della tariffa di riferimento dell'anno  $t$  modula i ricavi unitari in funzione dell'anno  $t-2$ , applicandoli poi ai punti di riconsegna (pdr) effettivamente gestiti nell'anno  $t$ .

Rivedere, contestualmente all'introduzione di misure di compensazione del *lag* regolatorio, gli attuali criteri di determinazione dei vincoli ai ricavi tariffari sterilizzando il potenziale aumento dei ricavi medesimiper 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.

Una simile impostazione (*revenues cap*) risulta in contrasto con quanto stabilito dalla legge 481/95 istitutiva delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, che prevede invece (art. 2, comma 18), il perseguimento dell'efficienza esclusivamente attraverso meccanismi di *price cap*.

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

- in merito ai benefici di cui avrebbero goduto le imprese nel triennio 2009-2011 per effetto di un aumento del numero di pdr serviti pari al 3%-4% (come indicato nella nota 2, a pag. 8 del DCO), tale percentuale di incremento non sembra corrispondere alla reale situazione media del settore che, anche per effetto della particolare situazione congiunturale degli ultimi anni, mostra trend di crescita fisiologica sensibilmente inferiori (dell'ordine dello 0,6-0,7% all'anno); tale considerazione vale ancor 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 del triennio 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 ancor più; ciò non solo in relazione alla particolare congiuntura economica, ma anche e soprattutto per la maturità delle reti di distribuzione (con tassi di crescita 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).

In relazione a quest'ultima considerazione, tenuto conto dell'esigenza per le imprese di distribuzione di mantenere in esercizio ed in efficienza le proprie reti di distribuzione, indipendentemente dal numero di pdr serviti, dovrebbe anche essere valutata la possibilità di adottare parametri di riferimento diversi dai pdr, più orientati a rappresentare la realtà fisica e dimensionale delle reti gestite (ad esempio l'estensione della rete in metri lineari).

Alla luce di quanto sopra, non si condivide 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, oltre ad introdurre un principio di "revenues cap", introdurrebbe peraltro anche complessità gestionali legate alla stima dei pdr per l'anno in corso.

In tema di riconoscimento della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito a

compensazione del *lag* nel riconoscimento degli investimenti, rispetto alla maggiorazione stimata (0,5%-0,6%) prefigurata nel DCO, si ritiene che debbano essere adottate misure di entità superiore a quelle assunte per il settore elettrico (maggiorazione del WACC di +1% prevista dalla deliberazione ARG/elt 199/11 per il settore della distribuzione e della trasmissione elettrica), da applicare a tutti i nuovi investimenti realizzati, lavori in corso compresi.

In considerazione del fatto che nei prossimi anni i nuovi investimenti riguarderanno prevalentemente interventi nel comparto della misura, riferiti a cespiti con una vita utile molto inferiore rispetto a quella delle reti (15 anni rispetto a 50) si ritiene necessario adottare maggiorazioni del WACC più consistenti, intorno al + 2%.

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, infine, che la necessità di compensare lo sfasamento temporale nel riconoscimento degli investimenti assume particolare rilevanza in prossimità delle scadenze del periodo di affidamento della maggior parte delle concessioni di distribuzione gas, al fine di evitare il disincentivo agli investimenti nell'ultimo periodo di gestione del servizio.

In mancanza di una specifica regolamentazione in tal senso, infatti, il distributore non avrebbe alcun interesse e/o convenienza ad investire negli ultimi anni della concessione.

### ***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 dall'avvio, del servizio prendendo a riferimento il tasso presunto di diffusione della distribuzione del gas sul numero delle famiglie residenti del Comune, sulla base del bilancio demografico Istat.

Tale metodologia è risultata 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 all'impostazione attualmente adottata, che consentano di evitare sottoremunerazioni.

Tuttavia, in merito alle nuove modalità proposte 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 e tenuto conto del fatto che i costi operativi non dipendono sostanzialmente, se non in misura trascurabile, dai volumi distribuiti.

Infine, in relazione alla parte del vincolo dei ricavi a copertura dei costi di capitale di località,

andrebbero opportunamente chiarite le modalità applicative della prefigurata “*somma fissa, pari al costo riconosciuto a copertura di ammortamenti e capitale investito*” (se sempre tramite un valore espresso in euro/pdr o con quale altra modalità).

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

Per quanto riguarda la definizione degli ambiti tariffari ai fini della determinazione della tariffa obbligatoria, si ritiene preferibile l'opzione T5.0 in quanto, oltre ad essere ad impatto nullo in termini di costi di implementazione per le aziende (come anche riconosciuto dall'Autorità stessa nel DCO), si inquadra in una logica di semplificazione volta anche alla promozione della concorrenza nel segmento della vendita, in un settore quale quello del gas, che probabilmente necessita ancora di interventi a supporto dello sviluppo della competizione tra operatori.

In linea generale si ritiene poi inefficiente apportare modifiche di rilievo alle logiche di calcolo dei sistemi tariffari e di fatturazione ad inizio di ogni periodo regolatorio, in quanto gli ingenti costi di adeguamento (in carico sia alle imprese di distribuzione che alle imprese di vendita) sarebbero poi sostenuti dal sistema gas nel suo complesso.

Per quanto riguarda le altre due opzioni alternative (T5.A e T5.B), innanzitutto si ritiene che entrambe presentino criticità dal punto di vista delle implementazioni necessarie sugli attuali sistemi degli operatori, in termini di costi e di non brevi tempi di messa in esercizio, e che quindi siano meno improntate ad una logica di semplificazione e di promozione della concorrenza nel segmento della vendita.

Anche l'opzione T5.B, nonostante il riferimento ad un unico ambito tariffario, si ritiene possa comportare notevoli complessità gestionali legate all'adeguamento degli applicativi informatici di fatturazione in funzione delle specifiche componenti tariffarie *ad hoc* per ogni ambito che dovessero essere introdotte, con possibili rilevanti complicazioni nell'articolazione degli schemi di fatturazione e con i conseguenti costi di implementazione.

Entrambe le opzioni si ritengono quindi eventualmente praticabili solo a valle del processo di completamento delle gare per gli ambiti territoriali definiti dal D.M. 19 gennaio 2011.

Per il prossimo periodo regolatorio, che traguarderà il progressivo avvio degli affidamenti per ambito territoriale, si ritiene conseguentemente più opportuno procedere in continuità rispetto ad oggi, prevedendo magari una modifica alla struttura tariffaria solo a partire dal quinto periodo di regolazione.

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

In merito alla revisione della struttura della tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione, si ritiene

ragionevole, oltre all'opzione T6.0 (invariante dell'attuale impianto tariffario), l'opzione T6.A in quanto mantiene l'attuale struttura della tariffa variando soltanto i corrispettivi unitari dei singoli scaglioni (e non il numero di scaglioni stessi) con impatti contenuti in termini di costi di implementazione.

Si ritiene invece che l'opzione T6.B, oltre ad indurre rilevanti costi di implementazione, generi anche notevoli complessità in termini di fatturazione, in conseguenza della necessità di dover suddividere per classe di contatore l'importo della quota fissa.

Al riguardo si ribadisce quanto già evidenziato in generale circa l'inefficienza di un approccio regolatorio che introduca modifiche di rilievo alle logiche di calcolo dei sistemi tariffari e di fatturazione ad inizio di ogni periodo regolatorio, per gli ingenti costi di adeguamento (gravanti sulle imprese di distribuzione e sulle imprese di vendita, e quindi sul sistema gas nel suo complesso) e per i tempi necessari ai relativi adeguamenti.

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

Anche per quanto riguarda la revisione della struttura della tariffa obbligatoria relativa al servizio di misura si ribadiscono le stesse considerazioni espresse in risposta allo spunto di consultazione S5 per la struttura tariffaria del servizio di distribuzione.

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

In merito all'ipotesi di introdurre eventuali modifiche alle componenti UG<sub>1</sub>, GS, RE ed RS, si ritiene in generale che eventuali rimodulazioni volte al miglioramento della *cost reflectivity* dovrebbero tener conto degli impatti in termini di costi di adeguamento in capo agli operatori – e quindi al sistema – soprattutto anche considerando l'effettivo peso di tali componenti sulla tariffa di distribuzione pagata dal cliente finale all'interno del prezzo del gas (peso minoritario, rispetto alle altre componenti della tariffa di distribuzione e, ancor più, del prezzo finale del gas).

Nel merito, per quanto riguarda l'introduzione di elementi di degressività nella rimodulazione delle componenti, dovrebbero essere adeguatamente chiarite le modalità attraverso le quali si intendono introdurre simili elementi.

Qualora infatti non ci si limiti ad una riduzione mirata del valore delle componenti, ma si intenda introdurre una logica a scaglioni con corrispettivi unitari variabili, o addirittura una struttura binomia composta da una quota fissa negativa e una variabile positiva, in analogia a quanto attualmente previsto per la componente UG<sub>2</sub>, tali modifiche comporterebbero elevati costi di implementazione e di sviluppo sui sistemi di fatturazione delle imprese di distribuzione e di quelle di vendita, di cui andrebbero prima opportunamente valutati gli effettivi benefici a vantaggio del cliente finale.

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

Si ritiene condivisibile la proposta, ma ai soli fini dell'aggiornamento della tariffa obbligatoria, senza che ciò abbia impatti sui meccanismi di perequazione di distribuzione e misura.

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

Si ritiene ragionevole l'introduzione di disposizioni volte ad impedire il conseguimento di ricavi superiori al valore del COL, anche se nel DCO non sono esplicitati nel dettaglio gli elementi del meccanismo che l'Autorità ha intenzione di introdurre per sterilizzare gli effetti legati alla variazione del numero di pdr serviti tra l'anno t-2, in cui viene definito il valore della componente COL poi approvata dall'Autorità, e l'anno t, in cui tale componente viene applicata.

In ogni caso è opportuno che non vi siano incertezze interpretative e/o applicative tra tutti i soggetti interessati (ivi compresi anche i Comuni, beneficiari degli importi di cui alla componente COL stessa).

***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 complicata e di difficile praticabilità, in considerazione delle complessità in termini di flussi informativi e modifiche necessarie anche 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.

Con l'occasione, come già evidenziato in risposta alle precedenti consultazioni, si ritiene opportuno ricordare che qualsiasi impostazione venga adottata, sarà necessario evitare differenziazioni (peraltro non previste dalla legge) tra concessioni di nuova acquisizione e concessioni riconfermate all'interno dell'ambito, al fine di non disincentivare gli investimenti in questo importante settore infrastrutturale.

***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.



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

Non si condivide l'ipotesi di rimodulare il c.d. *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 sulla sua rete. Inoltre, si ritiene che la proposta di introdurre una struttura binomia *cost reflective* della componente a copertura dei costi operativi della tariffa di riferimento sia poco giustificata, dato il valore trascurabile della componente variabile dei costi operativi (che sono sostanzialmente indipendenti, se non in misura irrilevante, dai volumi distribuiti) a fronte delle rilevanti complessità gestionali e dei sensibili costi incrementali da sostenere per "catturare" effetti trascurabili.

**S13. Osservazioni sull'ipotesi di definizione delle componenti  $t(cen)^{capex}_{t,c}$  e  $t(dis)^{capex}_{t,c,i}$  della tariffa di riferimento.**

Rispetto al costo del capitale si condivide l'ipotesi di mantenere una struttura monomia. Inoltre Enel Rete Gas 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 dello 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.

***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.

***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 e per le ragioni già esposte, non si ritiene corretto aver incluso i concentratori nel perimetro degli investimenti centralizzati, in quanto si ritiene che essi siano parte integrante del sistema periferico di telemisura/telegestione al pari dei contatori telegestiti e dovrebbero quindi essere considerati cespiti di località, anziché cespiti centralizzati.

Si fa inoltre presente che la definizione di cespite 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 potrebbe comportare l'ipotesi per cui il distributore uscente, non ricompensato dell'investimento a suo tempo effettuato, possa 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.

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.

Ricordato quanto sopra (e auspicando che l'Autorità possa rivedere la propria posizione al riguardo), si condivide l'intenzione dell'Autorità volta a ricercare forme che incentivino gli operatori ad effettuare corrette valutazioni in merito all'opportunità o meno di predisporre soluzioni multipunto-punto (quindi avvalendosi dei concentratori) in alternativa a soluzioni punto-punto.

A tal riguardo ed in merito all'ipotesi di articolare per classe di densità la componente destinata alla copertura dei costi dei concentratori, si ritiene corretta l'intenzione dell'Autorità di procedere ad un'analisi volta ad individuare la densità minima efficiente per l'adozione di soluzioni che prevedano la posa di concentratori, verificando il livello massimo di costo riconosciuto che dia il corretto segnale agli operatori per 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.

Un'analisi più dettagliata della soluzione tecnica, volta ad una reale ottimizzazione non solo in termini di investimento ma anche in termini di efficienza operativa ed economica nella gestione, dovrebbe essere inoltre impostata su un *total cost ownership* (TCO) sull'intera vita utile degli apparati (15 anni) e quindi dovrebbe tener conto non solo degli aspetti legati direttamente agli investimenti ma anche dei relativi costi indotti dei contatori tele gestiti (cambio batteria su contatore punto-punto, traffico SIM su contatore punto-punto, onere di servitù su concentratore, ecc.).

Pur condividendo, quindi, l'ipotesi di ricerca di un livello di densità minima efficiente per limitare un utilizzo di concentratori non efficiente, si ritiene che un'analisi volta a valutare i differenti impatti di tutte le condizioni sopra riportate, e quindi non solo della densità basata su punti di riconsegna per metri di condotta, sia attuabile solo dopo avere effettuato specifiche sperimentazioni su larga scala.

In attesa di tale valutazioni, possibili solo a valle della realizzazione di installazioni su scala dimostrativa, progetti pilota e/o verifiche in campo, si potrebbe comunque considerare inizialmente un rapporto minimo di concentrazione (pdr per concentratore installato) in relazione alle classi di densità utilizzate ad oggi per il riconoscimento dei costi operativi, e quindi utilizzando il numero di pdr per metro di condotta.

Al fine quindi di individuare una soglia efficiente in termini di concentratori installati per pdr serviti, si propone quindi un rapporto di concentrazione minimo pari a 1:30 (un concentratore serve almeno 30 pdr). Tale rapporto è calcolato in condizioni di bassa densità, ovvero per località caratterizzate da meno di 0,07 pdr per metro di condotta. Ovviamente il rapporto di concentrazione minimo, in condizioni di media e alta densità, andrebbe modulato in modo opportuno, in quanto al crescere del livello di densità dei pdr per località aumenta il rapporto minimo di concentrazione (un concentratore è in grado di servire più contatori).

Di seguito si propongono i seguenti rapporti di concentrazione individuati sulla base delle classi di densità previste dalla vigente regolazione tariffaria:

	densità clientela		
	alta	media	bassa
<b>Rapporto di concentrazione minimo<sup>1</sup> (concentratore: pdr)</b>	1:75	1:45	1:30
<b>Densità clientela</b>			
Alta densità: oltre 0,12 pdr per metro di condotta			
Media densità: oltre 0,07 e fino a 0,12 pdr per metro di condotta			
Bassa densità: fino a 0,07 pdr per metro di condotta			

Una volta individuati i rapporti minimi di concentrazione per singola località 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. Qualora l'impresa di distribuzione ritenga inefficiente dal punto di economico rispettare i rapporti minimi di concentrazione previsti, sarà incentivata automaticamente ad adottare soluzioni di tipo punto-punto in quanto in caso contrario non si vedrà riconosciuto l'investimento di concentratori.

#### ***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 di classe maggiore 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 di classe minore o uguale a G6 e quelli di classe maggiore 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 di classe 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

<sup>1</sup> Tali valori individuati vanno letti non come rapporti di concentrazione tipici ma come punti di break-even tra una soluzione punto-multipunto e una soluzione punto-punto.

componente  $\Delta CVER$  riferita all'extra-costo 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  $\Delta CVER$  fissata per l'anno 2013 pari a 50 euro/pdr, non intercetta adeguatamente il costo reale dell'attività, che sulla base di quanto sin qui consuntivato dalla nostra società e pur tenendo conto della nuova periodicità di verifica introdotta dal D.M. 75/2012, dovrebbe attestarsi, una volta che tutti i convertitori saranno entrati nel ciclo delle verifiche, intorno ai 70 euro/pdr. A tal fine si propone, in analogia a quanto previsto per la componente  $t(ins)_t^{opex}$ , di introdurre oltre alla componente  $base_t(rac)_t^{opex}$  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  $base_t(rac)_t^{opex}$  solo una volta completato il roll-out dei contatori di nuova tipologia. Per quanto riguarda infine la componente a copertura dei costi operativi  $base_t(ins)_t^{opex}$  si ritiene che dovrebbe essere fissata in misura adeguata a garantire alle imprese il recupero dei costi sostenuti per l'evoluzione del sistema di misura.

***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 riscontrata nella fase iniziale di start-up all'inizio del 3° periodo di regolazione, 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 con l'introduzione di diversi meccanismi di bilanciamento intertemporale, su cui erano state già sollevate forti perplessità, sia da parte della scrivente che da parte degli altri operatori. Modifiche alle attuali modalità di gestione del bilanciamento tra ricavi effettivi ed ammessi potranno peraltro essere valutate a valle del processo di riforma per ambiti di concessione.

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

Per quanto riguarda l'ipotesi di modificare le modalità di determinazione dell'elemento RPM del meccanismo di perequazione dei costi di servizio di misura si osserva quanto segue.

L'ipotesi di aggiornamento dell'importo delle penali unitarie per gruppo di classe di misuratore, valorizzate sulla base dei costi di capitale dei misuratori da installare, si ritiene ragionevole purché gli eventuali aumenti del corrispettivo unitario trovino applicazione a partire dal secondo anno o terzo anno di inadempienza in relazione agli obblighi di sostituzione previsti dalla deliberazione ARG/gas 155/08. Questo anche alla luce di quanto esplicitato nel DCO (punto 23.14) circa l'orientamento dell'Autorità di rafforzare le penalità *“al crescere del ritardo del piano di installazione”* focalizzandosi su casi di sostanziale inerzia delle imprese.

Si propone quindi di mantenere gli attuali importi delle penali unitarie per il primo anno di inadempienza, prevedendone magari l'aumento solo a partire dal secondo o terzo anno.

Non si ravvedono invece particolari criticità in merito ad un'eventuale rimodulazione che preveda una maggiore segmentazione delle penalità unitarie distinguendole per singola classe di misuratori.

Con l'occasione della presente consultazione si propone inoltre di modificare la formula di cui al punto 49.2 della RTDG relativa ai casi in cui l'Autorità può aprire un procedimento finalizzato alla erogazione di una sanzione per inottemperanza alle disposizioni della deliberazione ARG/gas 155/08. Alla luce dell'incidenza del numero dei gruppi di misura G4 e G6 sul totale degli adeguati ai sensi della deliberazione ARG/gas 155/08, si ritiene eccessivamente penalizzante non considerare distintamente tali classi di GdM all'interno della formula che comporta l'avvio di procedimento sanzionatorio in caso di mancato adeguamento di una quota del 50% valutata sull'intero parco contatori soggetto ad obblighi. Nel caso in cui un'impresa ad esempio, avesse rispettato tutti gli obblighi di adeguamento per i gruppi di misura maggiori di G6, ma fosse inadempiente in minima parte per gli obblighi relativi ai gruppi di misura G4 e G6, stante il peso preponderante di questi ultimi, oltre l'applicazione di penali unitarie per singolo gruppo di misura non adeguato, correrebbe anche il rischio di essere sanzionata per inottemperanza generale rispetto agli obblighi di adeguamento previsti dalla deliberazione ARG/gas 155/08, magari per cause non attribuibili a inerzia sostanziale nell'espletamento dell'obbligo.

***S21. Osservazioni sull'ipotesi di ridefinizione dell'ambito di applicazione della regolazione tariffaria su base ex-ante con riferimento ai distributori di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate.***

***S22. Osservazioni sull'ipotesi di rimodulazione degli ambiti tariffari gas diversi.***

***S23. Osservazione sull'ipotesi di reintroduzione del principio della libertà tariffaria per le località in avviamento.***

Non si condivide quanto proposto per i gas diversi dal naturale, che al limite potrebbe essere eventualmente valutato, dopo opportuni approfondimenti, solo per i nuovi investimenti in zone o aree in cui vengono realizzate nuove reti di gas diversi.

Le tariffe di distribuzione a mezzo reti canalizzate vengono calcolate oramai come quelle della distribuzione di gas naturale, senza peraltro poter far affidamento sull'applicazione dei meccanismi di perequazione. Introdurre costi standard dopo una rilevazione basata su investimenti effettivi non permette di catturare le specificità degli investimenti di zone in cui non è stato possibile estendere il servizio del gas naturale.

Al contrario sarebbe opportuno introdurre meccanismi, magari semplificati, di perequazione o in alternativa una tariffa di riferimento per operatore che consentirebbe di applicare tariffe su bacini di utenza più allargati e ottimali, rispetto agli attuali.

D'altra parte si ritiene che, proprio in ragione della peculiarità del servizio di distribuzione di gas diversi e della sua valenza "sociale", che rende fruibile il servizio gas in zone ove diversamente l'investimento per la rete del gas naturale non sarebbe sostenibile, l'impostazione tariffaria non possa prescindere completamente da qualche elemento di sussidiarietà.

Per ragioni analoghe a quelle evidenziate in risposta allo spunto di consultazione S4, si ritiene preferibile mantenere le attuali metodologie di calcolo delle tariffe anche con riferimento ai gas diversi dal gas naturale.

Si ritiene quindi che eventuali modifiche alla struttura tariffaria possano essere semmai valutate solo una volta a regime gli affidamenti per ambito territoriale minimo del gas naturale (quindi a partire dal quinto periodo di regolazione), tenuto conto che a seguito delle gare d'ambito alcune delle località oggi servite con gas diversi dal naturale potrebbero anche essere metanizzate.

Non si ritiene condivisibile, inoltre, quanto delineato nel DCO in merito alla reintroduzione della libertà tariffaria. In realtà una libertà tariffaria è già presente dato che la tariffa approvata rappresenta il livello massimo applicabile e nel caso di impossibilità pratica di sua applicazione perché troppo elevato è, comunque, sempre possibile applicare tariffe ridotte. L'applicazione delle tariffe per operatore potrebbe risolvere, almeno parzialmente, simili situazioni, eliminando in parte fenomeni come quelli evidenziati che finiscono per enfatizzare l'effetto penalizzante del *lag* temporale.

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

Ove i criteri tariffari adottati per il nuovo periodo regolatorio consentano di trattare adeguatamente anche eventuali situazioni specifiche o particolari, non si rilevano in linea generale controindicazioni al superamento del regime individuale, fermo restando che la soppressione di tale regime potrebbe essere comunque considerata penalizzante dagli operatori in condizioni di applicarlo.

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

In merito all'annunciata riforma dei contributi di connessione, riconoscendo la complessità della materia e vista l'imminenza dell'avvio del prossimo periodo regolatorio, si condivide l'ipotesi di far coincidere l'applicazione delle nuove regole che verranno adottate con l'avvio delle nuove concessioni per ambiti territoriali.

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 ritengono peraltro condivisibili, in linea generale, gli intendimenti delineati dall'Autorità, anche in merito alla possibilità di definire dei coefficienti moltiplicativi da applicare ai corrispettivi a forfait nazionali in funzione di macro-aree del Paese (Nord, Centro, Sud), rinviando per osservazioni di dettaglio ad eventuali successive più specifiche consultazioni sull'argomento.

Si concorda inoltre sul criterio di socializzazione dei costi di tipo "shallow", considerando che tale misura stimolerebbe maggiormente l'allaccio di nuovi utenti alle reti, talvolta scoraggiati dall'addebito di importi non irrilevanti per estensioni rete di possibile utilità per connessioni successive.

In merito agli allacciamenti, si ritiene condivisibile che per tutte le tipologie di connessione sufficientemente standardizzabili sia adottata estensivamente l'applicazione di corrispettivi a *forfait* in grado di apportare, oltre che omogeneità di trattamento dei clienti finali indipendentemente dal Comune di appartenenza, una notevole semplificazione gestionale, anche a vantaggio delle società di vendita cui i clienti finali si rivolgono.

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

Si ritengono condivisibili, in linea generale, gli intendimenti delineati dall'Autorità di introdurre, anche per le prestazioni accessorie ulteriori rispetto agli allacciamenti, una regolazione a superamento della molteplicità di corrispettivi differenziati per singola concessione. 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.

Si condivide anche l'obiettivo di semplificazione dei prezzi, stante la molteplicità e la differenziazione oggi esistenti, derivanti dalle diverse singole pattuizioni intercorse nel tempo con i Comuni, sulla base di criteri disomogenei. Tale difformità, oltre a generare notevoli complessità gestionali per gli operatori, può infatti apparire discriminante a parità di prestazione nei confronti di clienti richiedenti residenti in Comuni diversi.



In particolare per le prestazioni standardizzabili (come ad esempio attivazioni e riattivazioni) è auspicabile superare con un'impostazione regolatoria uniforme l'attuale situazione con prezzi "da concessione" differenti a parità di prestazione, prestazioni che, fra l'altro, sono anche diversamente caratterizzate a seconda del singolo Comune, anche per dettagli non particolarmente significativi. Ciò porterebbe ad una semplificazione gestionale anche per le società di vendita, che oggi devono mappare importi differenziati per singola concessione, con necessità di aggiornare continuamente i listini in analogia a quanto fatto dai distributori. Una simile semplificazione si rifletterebbe anche nei rapporti di front-office e di fatturazione tra distributori e venditori e quindi apporterebbe benefici in logica di favorire il mercato.