



**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
205/2016/R/GAS**

**Criteria per il riconoscimento dei costi
relativi agli investimenti nelle reti di
distribuzione del gas naturale, realizzati a
partire dall'anno 2017.**

Orientamenti iniziali

Milano 4 luglio 2016

OSSERVAZIONI GENERALI

Le Associazioni firmatarie hanno analizzato con cura i temi posti in consultazione, sulla definizione dei criteri per il riconoscimento dei costi relativi ai nuovi investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale e alla determinazione del tetto al riconoscimento dei costi di capitale unitari per le località in avviamento.

Si osserva in via preliminare che la consultazione si inserisce in un momento particolare per il settore della distribuzione del gas naturale caratterizzato da un ampliamento territoriale degli affidamenti del servizio, che passano da gestioni per singolo Comune a gestioni molto più estese (l'ambito territoriale o Atem), con una profonda trasformazione, di cui si deve necessariamente tener conto.

Nel presente documento vengono sviluppate le prime considerazioni delle Associazioni agli orientamenti iniziali formulati dall'Autorità nel DCO; tali considerazioni saranno integrate in funzione dei successivi documenti che l'Autorità vorrà pubblicare nell'ambito del procedimento di consultazione in corso. In ogni caso si evidenzia che, intervenendo le eventuali nuove disposizioni dell'Autorità in un momento in cui potrebbero già esser state presentate le offerte o assegnati i primi affidamenti d'ATEM, sarà necessario prevedere modalità applicative delle nuove disposizioni che non alterino gli impegni già assunti da parte degli operatori nelle offerte di gara presentate prima della pubblicazione del provvedimento definitivo e nelle concessioni attribuite post-Letta che continueranno ad operare fino alla loro scadenza contrattuale.

Le opzioni prefigurate come orientamenti iniziali e soprattutto le loro modalità applicative rappresentano un elemento di notevole innovazione che, proprio in relazione alle gare per Atem, devono essere opportunamente calibrate per evitare di introdurre incertezze e/o disincentivi agli investimenti che accompagneranno i nuovi affidamenti del servizio.

Se da un lato si ritiene condivisibile perseguire l'obiettivo strategico secondo cui "la regolazione tariffaria dovrà evolvere aumentando l'attenzione rivolta ai benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali (ad esempio, benefici in termini di social welfare, di qualità e sicurezza del servizio, di integrazione delle fonti rinnovabili), sviluppandosi secondo criteri di selettività e in una logica output-based", dall'altro non si condivide l'assunto che il settore della distribuzione del gas naturale sia "maturo", in quanto una simile condizione dovrebbe essere relazionata non solo al grado medio di penetrazione del servizio, ma anche al fabbisogno di investimenti puntuali del settore e al suo grado di consolidamento.

L'obiettivo di far evolvere la regolazione tariffaria verso logiche output-based deve essere pertanto coordinato con le reali necessità di investimento nel

settore e con la delicata fase di transizione che questo si appresta ad attraversare.

Tale obiettivo è perseguibile prevedendo modalità di remunerazione tariffaria equilibrate e chiare sia con riferimento ai nuovi investimenti realizzati dalle imprese che esercitano il servizio per ambito comunale o sovra-comunale, sia per i nuovi investimenti realizzati dagli Operatori che si aggiudicheranno le gare per l'affidamento del servizio per ATEM.

A questo proposito ci sembra utile ricordare che:

- I prossimi affidamenti saranno basati su offerte il cui punteggio risulterà premiante per coloro i quali saranno stati in grado di presentare e giustificare le migliori scelte tecniche/ organizzative in relazione alle esigenze manifestate dalle Stazioni appaltanti;
- questo comporterà un attento studio degli investimenti da realizzare (in primo luogo per adeguamento e potenziamento degli impianti in relazione alle future esigenze del servizio indicate dalle Stazioni Appaltanti), oltre che per eventuali sviluppi obbligatori delle reti e di mantenimento in efficienza delle stesse (linee guida programmatiche d'ambito con le condizioni minime di sviluppo), il tutto strutturalmente "incompatibile" con logiche strettamente "parametriche o forfetarie" di un settore quale quello della distribuzione gas che l'Autorità sembra ritenere "maturo", senza necessità di grandi volumi di investimento per il futuro.

La remunerazione tariffaria di tali investimenti (fondamentale anche per concretizzare le necessarie condizioni di finanziabilità dell'iniziativa, attraverso risorse sia in equity, sia in capitali a debito), dovrebbe – nell'imminenza delle gare – risultare opportunamente ricordato con le logiche che hanno regolato il sistema negli ultimi 10 anni.

Le proposte tariffarie oggetto di consultazione

Con particolare riferimento agli ingenti investimenti che saranno previsti per i nuovi affidamenti nel contesto delle gare d'ambito, si ritiene che, qualora «qualificati» come efficienti dal punto di vista delle analisi costi/benefici (CBA) effettuate dalle stazioni appaltanti (e verificate dall'Autorità, nell'ambito delle proprie attività di verifica della documentazione di gara), gli investimenti previsti non dovrebbero essere in seguito rimessi in discussione assoggettandoli ulteriormente ad altri meccanismi output-based, e in particolare – come meglio oltre specificato - introducendo metodologie di *price – cap* anche ai costi di capitale.

In aggiunta a quanto precede, in merito all'assunto circa la raggiunta "maturità" del settore, si osserva che se il settore della distribuzione del gas naturale può forse essere considerato in generale sufficientemente "maturo" dal punto di vista del tasso di penetrazione del servizio, non altrettanto può dirsi per il

fabbisogno di investimenti. Nel Paese, a fronte di numerose località non sviluppate e quindi sicuramente non mature (si veda ad esempio molte zone del Sud Italia ed alcune altre zone montane), vi sono molte località metanizzate ormai da tempo che in termini di interventi di sostituzione e rinnovo, vedranno – proprio a valle delle gare d’ambito – un importante e considerevole necessità di investimenti.

Conseguentemente l’opzione del metodo del *price cap*, ritenuta percorribile dall’Autorità proprio in ragione della “maturità” del settore, si ritiene per contro non adeguata all’attuale contesto del settore, anche in considerazione del fatto che il clima generale di incertezza legato anche alle gare gas potrebbe aver influito in maniera significativa sul livello di investimenti degli ultimi anni, in quanto gli operatori potrebbero essersi limitati ad attività di ordinaria amministrazione delle reti. La prevedibile concentrazione degli investimenti negli anni di avvio delle nuove concessioni, nonché i requisiti più stringenti del nuovo “Codice degli appalti”, potrebbe generare nei prossimi anni una variazione dei livelli unitari dei costi di costruzione della rete non catturabile dalla logica del *price cap*. Il livello iniziale dei costi di capitale riconosciuti, utilizzato come base di partenza dal metodo del *price cap*, rischierebbe quindi di “catturare” una condizione di investimenti che potrebbero essere risultati più contenuti rispetto ad anni precedenti e di non riconoscere per un tempo peraltro “indefinito” il valore degli investimenti (sia in termini di quantità che di valore unitario) richiesti nei piani di sviluppo delle gare, disincentivando in ultima analisi la partecipazione alle stesse.

Si ritiene peraltro che associare una supposta maturità settoriale ad un minor fabbisogno finanziario da parte delle Imprese, funzionale a investimenti prioritariamente indirizzati alle manutenzioni straordinarie delle reti esistenti, risulti non corretto considerando anche che metanizzare un territorio ex novo è sempre meno costoso rispetto a sostituire le stesse condotte a fine vita utile. E’ facilmente dimostrabile l’incidenza di maggiori costi laddove la tubazione è da ripristinare in presenza di sottoservizi ovvero in zone divenute a distanza di anni ad alta densità abitativa e intensità di traffico e ecc.; né, tanto meno, si può immaginare che gli sviluppi tecnologici nella posa di tubazioni possano generare sensibili riduzioni di costi- (maggiorazioni di costo sono in effetti riconosciuti dalla stessa Autorità nell’ipotesi di costo standard, proprio per queste tipologie di intervento). Anche seguendo, quindi, l’assunto dell’Autorità circa la maturità del settore, investimenti orientati principalmente al ripristino di reti a fine vita utile o a vita utile completata, necessitano di un volume finanziario di investimenti maggiore rispetto a quello che sarebbe necessario per la ricostruzione a nuovo della rete.

L’indisponibilità dei risultati delle analisi econometriche condotte dall’Autorità e richiamate dal DCO non consente peraltro di formulare ulteriori specifiche osservazioni sulla metodologia di valutazione seguita e posta alla base dell’ipotesi di *price cap*.

Un'ulteriore considerazione sulla metodologia del *price cap* riguarda la sua scarsa attitudine pro-concorrenziale. Tale metodologia, oltre a “premiare” i soggetti che non fanno più investimenti o che gestiscono affidamenti in località mediamente meno complesse dal punto di vista delle condizioni territoriali, non introduce infatti elementi di confronto concorrenziale tra gli operatori e, se non opportunamente calibrata, rischia di non perseguire l'obiettivo che si prefigge di realizzare, ossia di incentivare lo sviluppo delle performance degli operatori in termini di efficienza. Ciò potrebbe introdurre elementi di penalizzazione a discapito degli operatori più efficienti che dovrebbero raggiungere lo stesso livello di miglioramento dei propri costi rispetto ad operatori meno efficienti, disponendo tuttavia di minori margini di efficientamento.

L'applicazione della metodologia del *price-cap*, che presuppone una ricerca costante di miglioramenti di produttività, se è ragionevole—quando applicata ai costi operativi, sui quali le imprese entro certi limiti hanno la possibilità di effettuare interventi di efficientamento, non si ritiene condivisibile quando applicata con riferimento ai costi di capitale. Infatti, una volta che un investimento è stato realizzato sulla base della migliore tecnologia disponibile al momento della sua effettuazione, l'operatore non ha più leve per recuperare efficienza su un bene già costruito ed entrato in esercizio. Detto in altre parole, il meccanismo di *price cap* produce immediatamente un *sunk cost* sopportato integralmente dall'operatore.

Si ritiene infine che l'applicazione della metodologia del *price cap* secondo la modalità ipotizzata nel DCO, ove quindi applicata a tutto il vincolo dei ricavi, presenti possibili incompatibilità con alcuni principi stabiliti in via generale anche a livello normativo, per altri settori regolati.

Alla luce di quanto sopra, l'ipotesi di superamento dell'attuale meccanismo mediante l'applicazione del price-cap alle componenti a copertura dei costi di capitale di località del servizio di distribuzione non risulta condivisibile, né singolarmente, né in ipotesi “mista” con altri sistemi di riconoscimento degli investimenti.

Tra le opzioni prefigurate in consultazione, quella che prevede l'introduzione di costi standard - che in prima battuta può apparire di più complessa applicazione rispetto al *price cap* – avrebbe invece il pregio di introdurre elementi di effettiva concorrenzialità tra operatori, anche e proprio in vista delle gare d'Atem.

Relativamente all'adozione di un sistema basato su costi standard, si ritiene non percorribile una pura replica dell'approccio adottato per il riconoscimento dei costi per l'installazione degli smart meter relativi al servizio di misura del gas naturale, che risultano schematizzabili in maniera meno articolata e per i quali la principale complessità è riconducibile all'individuazione del corretto livello di costo per ciascuna voce componente.

In tale caso infatti i costi sottostanti sono ragionevolmente riconducibili a logiche di standardizzazione, essendo costituiti in estrema sintesi da (i) costi di acquisto di contatori, che prescindono dal mercato locale, (ii) costi di personale per

l'installazione, sufficientemente omogenei data la presenza di un contratto collettivo di lavoro e iii) costi di coordinamento e supporto alle attività di installazione e altri costi accessori.

Ben diversa - alla luce della maggiore complessità ed eterogeneità del campo di applicazione – è la natura degli investimenti sottostanti al DCO qui in discussione.

In particolare, per risultare efficace, la metodologia a costi standard richiederebbe un'adeguata definizione del livello dei costi che consideri tutte le voci e gli oneri, così da rappresentare un riferimento di ragionevole efficienza, capace al contempo di riflettere le possibili variabili esogene di costo non uniformi a livello nazionale, anche per tenere in considerazione la necessità – prescritta dall'articolo 23, comma 4, del Decreto legislativo n. 164/00 - di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari. L'utilizzo di costi standard dovrebbe inoltre essere caratterizzato da una metodologia di applicazione, che pur articolata, risulti gestibile sia per gli operatori che per il regolatore, in relazione alle attività di rispettiva competenza.

Una possibile soluzione al riguardo per un impiego non troppo complesso dei costi di riferimento potrebbe essere quella di:

- definire un costo di riferimento "base" nazionale, che rifletta, oltre agli oneri autorizzativi, anche l'impatto di nuovi vincoli o requisiti normativi/legislativi, con particolare riferimento a tematiche di progettazione, direzione lavori, sicurezza e in tema di affidamenti delle opere, al fine di tener conto degli effetti derivanti dall'entrata in vigore del Nuovo Codice Appalti che ha introdotto importanti cambiamenti nei criteri di aggiudicazione delle gare di appalto e di selezione dei contraenti;
- prevedere una modulazione dei costi di riferimento che rifletta le differenze nei costi unitari tra le diverse aree del Paese, basata non solo sulle tre macro-aree proposte nel DCO, ma cogliendo le specificità territoriali almeno a livello provinciale; al riguardo, una volta individuato il riferimento di costo medio nazionale, verrebbe ad essere applicato un coefficiente correttivo più "granulare" di quello proposto in consultazione, in grado quindi di incorporare meglio le differenze di costo unitario esistenti nelle diverse aree del Paese;
- prevedere, per categorie e/o "cluster", dei coefficienti correttivi che consentano di cogliere le peculiarità locali legate a diverse e specifiche condizioni di posa, derivanti ad esempio da regolamenti e/o prescrizioni locali spesso caratterizzati da importanti variabilità; ove il costo di riferimento fosse per semplicità definito in riferimento al diametro medio più diffuso, anche la modulazione del costo in funzione del diametro potrebbe essere ottenuta attraverso l'applicazione di un coefficiente correttivo.

In relazione a tali elementi, sarebbe fondamentale stabilire un prezzario di riferimento integrato con una metodologia di calcolo gestibile da imprese e

regolatore (fondata su valori “base” di costo opportunamente stabiliti e modulati tramite un ragionevole *set* di coefficienti correttivi) che a partire dalla consistenza fisica consentano di rappresentare le specificità delle diverse realtà geografiche ove il servizio di distribuzione è svolto.

Ai costi di riferimento potrebbero anche essere abbinate metodologie di analisi costi-benefici per il riconoscimento di investimenti che, stante la particolarità della realtà interessata, richiedono costi specifici sensibilmente superiori ai costi di riferimento. In altri termini: laddove un’impresa avesse necessità di effettuare un investimento “utile” in termini di rapporto costi-benefici, ma che per il costo specifico della sua realizzazione verrebbe penalizzato dal suo riconoscimento a costo standard, l’impresa potrebbe preventivamente dimostrare la positività dell’analisi costi-benefici relativa all’investimento ed ottenerne l’approvazione ai fini del riconoscimento tariffario, in deroga al costo standard.

Ulteriori osservazioni/proposte

Oltre alle tre ipotesi proposte in consultazione, si ritiene che dovrebbe essere approfondita anche un’ulteriore metodologia per verificare la possibilità di utilizzare un approccio che in modo facilmente applicabile consenta comunque di cogliere la complessità del contesto, aumentando l’attenzione rivolta ai benefici sistemici connessi allo sviluppo infrastrutturale, in coerenza con gli attuali meccanismi di selezione degli investimenti a base gara ATEM.

Tale metodologia, si baserebbe sullo sviluppo ed evoluzione della metodologia di analisi costi benefici oggi già prevista per la valutazione degli investimenti che dovranno essere inseriti nei piani di sviluppo delle gare per l’affidamento del servizio di distribuzione gas. Si tratterebbe, in altre parole, di integrare la definizione, comunque necessaria, di regole certe e trasparenti per la valutazione costi/benefici e della sostenibilità degli interventi che dovranno essere realizzati nel tempo o perché facenti parte, come detto, dei piani di gara o perché successivamente definiti nel rapporto contrattuale tra Distributore ed Ente Locale ovvero che si rendano necessari nel caso delle gestioni comunali fin quando esistenti. Nel caso in cui la valutazione costi/benefici risultasse positiva, i relativi investimenti dovrebbero quindi essere riconosciuti in tariffa. La presenza di regole sempre più cogenti e trasparenti per l’affidamento degli appalti da parte dei Distributori (anche con riferimento al nuovo “Codice degli Appalti”) costituirebbe peraltro un’ulteriore garanzia della congruità dei costi sostenuti per la realizzazione dei nuovi investimenti rispetto ai reali prezzi di mercato.

Il modello costi/benefici ipotizzato potrebbe essere strutturato per categorie di investimento da realizzare e tener conto della contemporaneità di alcuni investimenti singoli che possono produrre molteplici e talora più che proporzionali benefici in termini di output per il sistema.

Quanto sopra è coerente con le analisi costi-benefici che deve svolgere la Stazione Appaltante a supporto dei piani di sviluppo posti a base di gara, in relazione a quanto indicato al punto 5.12 del DCO. Al riguardo si rileva che:

- pur ritenendo ragionevole che le analisi costi-benefici relativamente agli investimenti posti a base di gara siano compiute autonomamente dalle Stazioni Appaltanti, una totale discrezionalità lasciata ad esse ai fini dell'elaborazione di simili analisi rischia di produrre risultati molto diversi da un'Atem all'altro e/o valutazioni di merito anche molto differenti tra ambiti limitrofi, con conseguente aumento degli elementi di incertezza in termini di relativi riconoscimenti tariffari per gli operatori che si preparano a presentare i piani di offerta per i bandi;
- l'uniformità (e la trasparenza) dei criteri e delle metodologie da utilizzare per l'analisi risulta indispensabile in quanto il "disciplinare tipo" per le gare di Atem prevede che eventuali proposte migliorative da parte dei concorrenti alla gara risultino premianti – in termini di punteggio – se supportate da un adeguato rapporto costi/benefici. In assenza di un criterio uniforme, il giudizio di ammissibilità o meno delle proposte dei concorrenti potrebbe determinare potenziali contenziosi e rendere difficoltose le verifiche di anomalie delle offerte, in quanto non sarebbe certa la riconoscibilità tariffaria delle proposte di investimento dei concorrenti;
- sarebbe quindi assolutamente necessario che l'Autorità definisse *ex ante*:
 - indirizzi ragionevoli per i piani di investimento, individuando i limiti oggettivi entro cui gli investimenti inseriti nei piani di sviluppo indicati dalle Stazioni Appaltanti possano essere considerati giustificabili senza ulteriori analisi e quindi possano essere riconosciuti ai fini tariffari (il rispetto di tali limiti/soglie potrebbe anche prevedere una sorta di "fast track" ai fini della verifica della documentazione di gara, con benefici anche in termini di maggior chiarezza ed indirizzo per le Stazioni appaltanti e di semplificazione dell'iter di esame della documentazione di gara);
 - linee guida per la redazione delle analisi costi-benefici, specificatamente utilizzabili per la tipologia di investimenti di cui si sta trattando (e non come generico richiamo a altre normative) individuando le variabili su cui valutare costi e benefici delle condizioni di sviluppo individuate dalle stazioni appaltanti; l'omogeneità nella redazione di tali analisi permetterebbe alle stazioni appaltanti di poter disporre di utili indicazioni da parte dell'Autorità per valutare eventuali fattispecie territoriali particolari (quali aree ritenute disagiate o dove i limiti/soglie standard individuati in precedenza non garantiscano il soddisfacimento delle condizioni minime di sviluppo) e alle imprese di poter contare su una maggiore uniformità di impostazione da parte delle stazioni appaltanti.

In generale si ribadisce che l'introduzione di metodologie di riconoscimento tariffario innovative alla vigilia delle gare di Atem e della relativa fase di profonda discontinuità del settore debba essere opportunamente valutata e calibrata al fine di evitare possibili elementi distorsivi e/o disincentivi che possono influire sulla stessa partecipazione alle gare e quindi, nelle valutazioni, va considerata con estrema attenzione la contiguità della regolazione tariffaria con quella su cui si basano le tariffe medesime.

Con riferimento, infine, alle politiche di capitalizzazione dei costi, non si ritiene opportuno introdurre vincoli alla stessa in quanto i limiti alla discrezionalità degli operatori sono già dettati dai principi contabili nazionali e internazionali che le società sono obbligate e seguire nella predisposizione dei bilanci e quindi, ove previsto, certificati dalle società di revisione.

Alla luce di quanto sopra, nell'ambito delle Associazioni delle imprese è stato avviato un gruppo di lavoro tecnico, al fine di valutare e quindi presentare all'Autorità i primi risultati degli approfondimenti e le corrispondenti proposte, in tempo utile per la pubblicazione del secondo documento di consultazione, anche con l'eventuale supporto di un qualificato soggetto terzo. Gli approfondimenti hanno lo scopo di analizzare più in dettaglio le possibili soluzioni riguardanti il meccanismo con costi di riferimento, da declinare più puntualmente anche attraverso una proposta di prezzario basata su criteri che armonizzino la necessità di semplificazione con l'esigenza di intercettare le peculiarità delle aree geografiche in termini di territorio, densità, tipologia di lavorazione, con l'obiettivo di addivenire a un prezzario base "più snello", unitamente a un ampliamento dei fattori correttivi. Il gruppo di lavoro approfondirà anche l'ipotesi regolatoria basata sull'impiego di analisi costi/benefici da applicare alla valutazione preventiva della sostenibilità degli interventi da realizzare, in quanto facenti parte dei piani di gara ovvero successivamente definiti nel rapporto tra distributore ed ente locale.

OSSERVAZIONI AI SINGOLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE

S1. Osservazioni sulle ipotesi di sharing tra costi standard e costi effettivi

In via preliminare si osserva che la validità e l'efficacia di un meccanismo di *profit/loss sharing* dipende evidentemente dal livello di fissazione del costo di riferimento. Tale costo, ove fissato in maniera corretta e con le modulazioni che consentano di cogliere correttamente le peculiarità delle diverse aree geografiche e/o locali, potrebbe probabilmente rappresentare già di per sé un livello adeguato, riducendo l'importanza di un meccanismo di sharing. Ci si riserva comunque di effettuare ulteriori considerazioni nel seguito del procedimento, anche in relazione agli approfondimenti in corso.

S2. Osservazioni sull'ipotesi di introduzione di un vincolo alla capitalizzazione dei costi

Come già rilevato nelle *Osservazioni generali*, si evidenzia che le imprese di distribuzione gas sono soggetti con obbligo di redazione di bilanci annuali certificati da revisori contabili nel rispetto di principi contabili ben definiti. Si ritiene inoltre che l'eventuale introduzione di un vincolo andrebbe adeguatamente calibrato: un vincolo potrebbe introdurre discriminazioni tra organizzazioni che prediligono una gestione delle attività attraverso esternalizzazioni (buy) e penalizzare quelle che invece presidiano le esecuzioni delle opere attraverso personale interno (es. direzione lavori, controlli, ...), con il rischio di premiare o penalizzare solo in base alla diversa struttura e organizzazione societaria.

S3. Osservazioni in merito all'ipotesi di applicazione della metodologia basata su costi standard per la valorizzazione dei nuovi investimenti.

Come evidenziato anche in risposta al successivo punto di consultazione S4 e nelle *Osservazioni generali*, la struttura del prezzario riportato in Appendice del DCO presenta un'eccessiva numerosità di singole voci di cespiti, di non agevole gestione. Il livello di dettaglio per voce di cespiti proposto rischia peraltro di non intercettare adeguatamente ogni singola realtà locale in quanto i coefficienti correttivi di cui ai punti 6.9 e seguenti del DCO risultano non sufficienti a riflettere le reali differenze di costi unitari tra diverse aree geografiche. Per tali ragioni si ritiene preferibile adottare un approccio che, secondo quanto descritto nelle *Osservazioni generali*, da un lato minimizzi quanto più possibile le singole voci di cespiti presenti nel prezzario, e dall'altro lato introduca specifici coefficienti correttivi che vadano meglio ad intercettare le singole componenti di costo dei cespiti per singola area geografica.

S4. Osservazioni sulla struttura del prezzario riportato in Appendice

La struttura del prezzario riportato in Appendice del DCO, che peraltro ricalca quella proposta ai fini del MEAV in consultazione per il terzo periodo regolatorio, si ritiene complessa e presenta un grado di dettaglio delle singole voci di cespite che non trova riscontro all'interno dei sistemi contabili e informatici delle aziende. Come evidenziato nelle *Osservazioni generali* e in risposta allo spunto di consultazione S3, si potrebbe costruire un prezzario più snello, riducendo la numerosità delle singole voci di cespiti proposte in Appendice del DCO, e definendo al contempo opportuni coefficienti correttivi per "catturare" le specificità di costo del cespite, diversamente articolati rispetto a quelli proposti dall'Autorità.

S5. Osservazioni in merito all'ipotesi di introduzione di coefficienti correttivi per differenziare i costi unitari delle componenti di rete in relazione a fattori esogeni.

Come evidenziato nelle *Osservazioni generali*, i coefficienti correttivi proposti ai punti 6.9 e seguenti del DCO si ritiene non colgano adeguatamente le singole peculiarità di ogni area geografica e per ogni singola voce di costo. Le differenze nei costi unitari di ciascuna categoria di cespite si ritiene innanzitutto debbano essere ricondotte almeno a livello provinciale. In relazione alla differenziazione dei costi tra aree del Paese l'identificazione, per ragioni di semplicità applicativa, di solo tre aree (area Nord, area Centro e area Sud) pare infatti una semplificazione eccessiva e che può introdurre sensibili discriminazioni geografiche.

S6. Osservazioni sulle ipotesi di trattamento delle manutenzioni straordinarie

Anche per le manutenzioni straordinarie, oltre alla correzione in funzione delle diverse e specifiche condizioni di posa incorporata nei corrispondenti coefficienti correttivi del costo standard di riferimento, dovrebbe essere applicata – come riconosciuto dalla stessa Autorità - un'ulteriore modulazione dei costi unitari legata alla tipologia di intervento di manutenzione straordinaria e/o sostituzione considerato. Circa l'entità di tale ulteriore coefficiente di modulazione ci si riserva di effettuare ulteriori considerazioni e/o proposte nel seguito del procedimento, anche in relazione agli approfondimenti in corso.

S7. Osservazioni in merito all'ipotesi di applicazione del metodo del price-cap alle componenti a copertura dei costi di capitale di località.

Come già espresso nelle *Osservazioni generali*, si ribadisce che tale metodo comporterebbe un disincentivo all'investimento. Il *price-cap* presuppone che gli impianti non necessitino di particolari investimenti, ma la realtà del Paese indica che vi sono zone non mature e zone invece in cui è necessario prevedere importanti investimenti di rinnovamento. Con le gare d'ambito si darà impulso a questi interventi di amministrazione "straordinaria" che rischierebbero di non essere adeguatamente remunerati.

Il metodo del price cap applicato anche alle componenti di capitale costituirebbe infatti un forte elemento di disincentivo alla partecipazione alle gare per ATEM, per le quali saranno necessari importanti investimenti sia in rinnovo che in sviluppo degli impianti esistenti.

S8. Osservazioni in merito all'ipotesi mista di riconoscimento dei nuovi investimenti.

Si esprime contrarietà rispetto a tale proposta. In aggiunta alle considerazioni già espresse in relazione all'inidoneità del metodo del *price cap* al momento che sta attraversando il settore della distribuzione gas, si osserva anche che per il metodo "misto" risulta troppo poco delineato su quali basi sarebbe effettuata la scelta del criterio di valutazione da parte dell'Autorità. E' indicato che avverrebbe "su basi oggettive" ma la caratterizzazione di tali basi risulta ancora troppo vaga e generica. Tale ipotesi risulta infatti assai poco identificata essendo del tutto dipendente dalla base di valutazione prescelta per discriminare l'applicazione dell'una o dell'altra metodologia o dall'individuazione del grado di metanizzazione raggiunto, nel caso in cui quest'ultimo rappresenti il principio guida per la scelta del criterio di valutazione dei nuovi investimenti.

S9. Osservazioni sulle ipotesi di identificazione della proxy per valutare le potenzialità di sviluppo del servizio

Alla luce di quanto espresso in risposta allo spunto di consultazione S8, non si formulano ulteriori particolari osservazioni in merito.

S10. Osservazioni in merito all'ipotesi di determinazione del tetto al riconoscimento dei costi unitari di capitale di località per le località in avviamento

Per poter valutare in modo appropriato il metodo di determinazione del tetto al riconoscimento dei costi unitari di località per le località in avviamento, dovrebbe essere preliminarmente chiarito con quale modalità sono stati calcolati i valori di riferimento minimi e massimi.

Da una prima comprensione, appare che i due valori non sono confrontabili in quanto riferiti a periodi regolatori differenti, che utilizzavano metodologie diverse per il calcolo dei valori riconosciuti (principi parametrici vs consuntivo).

Inoltre, si ritiene che l'analisi costi/benefici non debba basarsi sul numero degli utenti acquisiti durante l'avviamento dello stesso impianto, ma debba prendere a riferimento il numero di famiglie a cui il servizio di distribuzione viene reso fruibile (esempio numero famiglie residenti nel Comune). Il rapporto investimento al 4° anno/utenti al 4° anno risulta essere fortemente influenzato dalla velocità della curva di saturazione dell'opera che può dipendere da vari fattori esogeni.