

DISTRIBUZIONE GAS: UNA NUOVA RIVOLUZIONE ALLA VIGILIA DELLE GARE D'AMBITO?

RIFERIMENTI NORMATIVI

- DCO 205/2016/R/gas
- Chiarimenti su riflessi tariffari di mancato rispetto iter di pubblicazione del bando di gara
- Linee Guida per la valutazione del valore di rimborso
- RTDG 2014-19
- DCO 367/2014/R/gas
- DCO 573/2013/R/gas

ARTICOLI CORRELATI

- Partito il V periodo regolatorio per le reti elettriche (Newsletter 195)

TAG
gare gas, natural gas, network
regulation

Il nuovo metodo di valutazione del capitale investito, che determinerà gli adeguamenti tariffari a seguito dei nuovi investimenti, e che solo nel caso della distribuzione del gas si avvia a essere sostituito rispetto al tradizionale metodo del piè di lista con metodologie incentivanti - prezzi standard o price-cap - sembra guidato dal timore di sovrainvestimenti a seguito dell'assegnazione delle nuove concessioni. In un settore caratterizzato da ampissima variabilità del valore degli asset esistenti e dalla necessità di elevati investimenti finanziari per affrontare le gare d'ambito, questo processo di revisione, che ha il merito di superare i limiti del piè di lista e premiare gli operatori più virtuosi, aumenta tuttavia il rischio per i nuovi investitori, in un quadro già complesso.

MECCANISMI INCENTIVANTI

L'Autorità, con la pubblicazione del DCO 205/2016, dà avvio a un procedimento di revisione del meccanismo di riconoscimento dei nuovi investimenti di località nel settore della distribuzione gas. Tale procedimento è finalizzato a sostituire l'attuale metodo a consuntivo basato sui costi effettivamente sostenuti con uno basato su criteri standard. Il cambiamento è di particolare rilievo in quanto i nuovi investimenti sono una delle grandezze che va ad impattare su quella che tradizionalmente è la variabile più rilevante per gli operatori, la RAB, ossia la base per valutare il valore degli *asset* delle aziende regolate e quindi la base su cui è calcolata la remunerazione delle stesse. Il nuovo criterio si applicherà sia nel regime per comune sia in quello per ATEM, e in quest'ultimo caso sia agli operatori che si riconfermeranno e quindi avranno una RAB valutata a costo storico sia ai nuovi entranti la cui RAB sarà invece valutata a valore industriale residuo.

LA RATIO DELL'INTERVENTO REGOLATORIO

L'abbandono del metodo del piè di lista, che, per definizione, tende a riconoscere quanto investito senza verificare che i costi siano quelli più efficienti, e la sua sostituzione con metodologie standard per il riconoscimento dei CAPEX non è una novità, infatti già da molto tempo l'Autorità ipotizza di applicare tali metodologie per i vari servizi infrastrutturali, tuttavia finora non era stato dato avvio a nessuna iniziativa concreta.

In particolare, già nel terzo periodo regolatorio per il servizio di distribuzione e misura del gas veniva ipotizzata una valutazione a costi standard di tutti gli investimenti sulla base di un prezzario e mediante il metodo del costo di sostituzione a nuovo (MEAV - *Modern Equivalent Asset Value*), poi però non era stato dato alcun seguito concreto a questa ipotesi.

Nella fase di emanazione dei provvedimenti alla base della regolazione tariffaria del quarto periodo regolatorio (delibera 573/2013) si era fatto un passo avanti stabilendo che a partire dall'anno tariffario 2017, che riflette i consuntivi del 2016 in virtù del *lag* regolatorio di un anno, i nuovi investimenti fossero valutati seguendo una metodologia a costi standard con l'impiego di un prezzario di riferimento, oppure applicando il metodo del *price-cap* sulla scia degli schemi già operativi per gli OPEX.

Inoltre fin dall'inizio del quarto periodo regolatorio il servizio di misura ha sperimentato un graduale abbandono del sistema di riconoscimento dei costi effettivi *tout court*. Infatti il riconoscimento dei costi connessi all'installazione degli *smart meter* non avviene più seguendo un puro metodo a piè di lista, ma:

- i nuovi investimenti relativi all'installazione di gruppi di misura e dispositivi *add on* sono valutati come media del costo effettivamente sostenuto e del costo standard
- gli investimenti relativi a gruppi di misura $\leq G6$ sono valutati sulla base del costo effettivamente sostenuto, in misura massima pari al 150% del costo standard.

DISTRIBUZIONE GAS COME APRIPISTA

La pubblicazione del DCO 205/2016 rappresenta un deciso passo in avanti verso l'effettiva implementazione di metodologie valutative incentivanti applicate ai CAPEX,

anche se limitatamente ai nuovi investimenti, fino a oggi solo annunciate. Viene infatti confermato il passaggio a schemi di regolazione standard, tuttavia al fine di garantire una maggior certezza del quadro regolatorio i nuovi metodi di valutazione verranno applicati con un anno di ritardo rispetto a quanto stabilito nella delibera 573/2013: i nuovi criteri di valutazione verranno infatti applicati ai nuovi investimenti realizzati a partire dal 2017 con conseguente riflesso sulle determinazioni tariffarie a partire dal 2018.

Tre sono le ipotesi messe sul tavolo da parte dell'Autorità:

- valutazione sulla base di costi standard
- metodo del *price-cap* a oggi utilizzato per gli OPEX
- combinazione delle due ipotesi precedenti con discriminate nell'applicazione dell'una o dell'altra associata al grado di metanizzazione.

È stato identificato anche il cronoprogramma del processo di consultazione: gli operatori avranno ancora un mese di tempo (scadenza 30 giugno) per rispondere, poi seguirà un secondo documento per la consultazione da pubblicarsi nel mese di settembre, nel quale saranno riportati gli orientamenti finali, mentre il provvedimento finale è atteso per il prossimo dicembre.

LE TRE IPOTESI SOTTOPOSTE A CONSULTAZIONE

VALUTAZIONE A COSTI STANDARD

La valutazione dei nuovi investimenti a costi standard definiti sulla base di un prezzario di riferimento mira a incentivare le imprese a sostenere costi inferiori rispetto al *benchmark* fissato dal regolatore in modo da trattenere l'extra-beneficio che ne deriva. In questo caso il costo unitario riconosciuto si collocherebbe ad un livello intermedio tra i costi effettivi e i costi standard, con l'introduzione di un meccanismo di *sharing* (non necessariamente simmetrico) tra imprese e utenti dell'extra-beneficio. In particolare, se l'impresa sostenesse un costo effettivo inferiore al costo standard, il costo riconosciuto si configurerebbe come una media semplice tra costo effettivo e costo standard. Invece se il costo effettivo fosse superiore al costo standard, il costo riconosciuto sarebbe calcolato come media ponderata tra i due, con peso maggiore (o uguale) associato al costo standard.

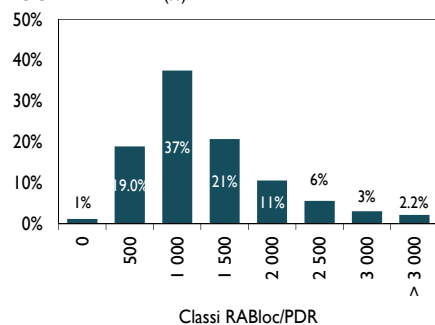
Questa soluzione ricalcherebbe in parte l'attuale metodologia di riconoscimento dei costi per l'installazione degli *smart meter*, e si configurerebbe come un cambio di metodologia *soft* in termini di impatto per le imprese in quanto in parte c'è ancora un riconoscimento del costo effettivo.

Altro correttivo a cui si fa riferimento nel DCO è l'imposizione di un vincolo in termini di percentuale massima di capitalizzazione, probabilmente in virtù del fatto che fino ad oggi il diverso utilizzo da parte delle imprese dei margini di discrezionalità consentiti dalla disciplina civilistica e dai principi contabili nella capitalizzazione dei costi ha inciso in maniera significativa sul valore delle RAB, contribuendo in parte al noto fenomeno delle "RAB depresse", ossia la presenza di località con RAB fortemente disallineata rispetto alle medie di settore. Infatti come risulta da stime REF-E, la RAB locale mediana è inferiore a 1,000 €/PDR, e più in particolare il 20% delle località tariffarie italiane presenta valori di RAB locale per PDR inferiore a 500 euro, il 55% inferiore a 1,000 euro, mentre più del 90% delle località si attesta su valori di RAB inferiori a 3,000 (Figura 1). Tale elevata differenziazione tra i livelli di RAB può essere riconducibile a una molteplicità di fattori fra cui la diversa anzianità degli investimenti, i diversi costi e le diverse politiche di capitalizzazione. Probabilmente relativamente ai nuovi investimenti le differenze sono più contenute, tuttavia, in un'ottica di riallineamento, l'applicazione di metodologie standard implicherebbe che costi anche molto diversi ottengano lo stesso riconoscimento tariffario.

PREZZARIO DI RIFERIMENTO

Il prezzario di riferimento si rifarà al valore di ricostruzione a nuovo comprensivo di oneri accessori valutati in una determinata misura standard, da cui però verranno esclusi i costi di natura finanziaria, in quanto già coperti dalla remunerazione riconosciuta sul capitale investito. Nella definizione del prezzario, il settore della distribuzione

FIGURA 1. DISTRIBUZIONE DI FREQUENZA RAB LOCALE PER PDR (%)



Fonte: elaborazione su stime REF-E

può sicuramente godere del patrimonio informativo accumulato nell'ambito della definizione dei criteri per la valutazione del valore di rimborso al gestore uscente in occasione delle gare per ATEM. In particolare per l'elaborazione delle "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale" da parte del Ministero dello Sviluppo Economico sono state passate al vaglio una molteplicità di fonti fra cui:

- prezzi per le gare di appalto di una società che gestisce reti idriche in otto regioni dell'Italia settentrionale, centrale e meridionale
- prezzi effettivamente pagati da alcune imprese di distribuzione per la fornitura e posa di tubazioni e per la fornitura degli altri componenti gas
- prezzi per le opere edili delle CCIAA provinciali, prezzi regionali per le opere pubbliche, prezzi delle Province autonome di Trento e Bolzano e prezzo del Comune di Venezia.

TABELLA 1. IPOTESI DI COEFFICIENTI CORRETTIVI PER MACRO-AREE

Area	Coefficiente
Nord	1.05 - 1.10
Centro	1.02 - 1.05
Sud	1.00

Fonte: AEEGSI, DCO 205/2016

TABELLA 2. IPOTESI PER I COEFFICIENTI CORRETTIVI PER AREE DENSAMENTE POPOLATE O CHE PRESENTANO CARATTERISTICHE PECULIARI

Area	Coefficiente
Venezia (limitatamente alle aree insulari della laguna)	1.80 - 2.00
Centri urbani con oltre 500,000 abitanti	1.10 - 1.30
Centri urbani con popolazione compresa tra 100,000 e 500,000 abitanti	1.05 - 1.10

Fonte: AEEGSI, DCO 205/2016

TABELLA 3. PERCENTUALI DI MAGGIORAZIONE DEI COSTI UNITARI RIPORTATI NEL PREZZARIO PER DIVERSE TIPOLOGIE DI MANUTENZIONE STRAORDINARIA

Intervento di manutenzione straordinaria	Maggiorazione
Sostituzione o rifacimento totale di ciascun blocco d'impianto di prelievo e riduzione	15% - 25%
Sostituzione o rifacimento di tubazioni o opere speciali	15% - 25%
Riparto delle prese degli allacciamenti sulla nuova condotta	30% - 45%
Rifacimento totale dei gruppi di riduzione finale	10% - 20%
Sostituzione o rifacimento totale di impianti per la connessione	15% - 25%

Fonte: AEEGSI, DCO 205/2016

La struttura del prezzo che verrebbe applicato nel caso si scegliesse un metodo valutativo standard è già riportata nel DCO, mentre per la definizione del livello dei costi unitari si rimanda a una successiva consultazione, una volta che ne sia stata consolidata la struttura.

In linea generale i prezzi di riferimento non operano alcuna distinzione fra contesti urbani ed extraurbani, zone ad alta densità abitativa o centri storici, differenze che invece, a detta degli operatori, non sono irrilevanti nel momento in cui si va a valutare il valore di ricostruzione delle reti di distribuzione gas. Proprio in virtù di tali considerazioni, nel documento di consultazione sono già state definite delle differenziazioni ai prezzi (ottenute applicando ai valori del prezzo dei coefficienti correttivi) per tener conto della diversità di costo a seconda della macro-area di intervento (Nord, Centro e Sud), della tipologia di territorio in cui viene effettuato l'investimento (area urbana con densità alta o meno, presenza di condizioni particolari),

e dei maggiori costi connessi allo svolgimento di manutenzioni straordinarie per interventi di sostituzione di cespiti già esistenti (Tabella 1, 2 e 3).

L'attuale sistema di riconoscimento degli OPEX di distribuzione, a parità di classe dimensionale dell'impresa, riconosce a quelle che operano in località ad alta densità un valore unitario inferiore rispetto a quelle che operano in località con densità media e alta, in virtù della presenza di economie di densità che sono legate a riduzioni del costo di fornitura del servizio per singolo utente a fronte dell'aumento delle frequenze. Invece con l'applicazione dei suddetti coefficienti correttivi, nel caso dei CAPEX verrebbe riconosciuto un extra-costi nel caso l'investimento venga effettuato in contesti urbani ad alta densità, dovuto al più alto costo di installazione nei centri cittadini probabilmente connesso ai maggiori oneri di carattere burocratico, fiscale e tecnico legati alla coesistenza di reti diverse nello stesso spazio.

APPLICAZIONE DEL PRICE-CAP

La seconda opzione prevede l'applicazione del metodo del *price-cap* sia ai costi operativi che a quelli di capitale. Verranno fissati il livello iniziale dei costi del servizio (operativi e di capitale) all'inizio del periodo di regolazione e un obiettivo di recupero di produttività (X-factor applicato al costo totale) per il periodo di regolazione stesso. Il DCO non entra nel dettaglio di come verrà valutato il livello iniziale del capitale (presumibilmente si partirà dal valore odierno, ma ci si chiede come verranno trattate le RAB depresse), si limita soltanto a ipotizzare, in sede di prima applicazione di tale

metodo, di fissare l'X-factor da applicare alle componenti tariffarie a copertura degli OPEX e dei CAPEX in modo da non introdurre obiettivi di efficientamento ulteriori rispetto a quelli relativi ai costi operativi. Quindi l'X-factor che prima era applicato solo agli OPEX verrà solo ribasato per tener conto che si applica a una base di costo più elevata.

All'inizio del quarto periodo regolatorio, l'X-factor per i costi operativi è stato fissato solo fino al 2016, siamo ora in fase di revisione dei valori da applicare dal 2017¹. Per quanto riguarda gli OPEX di distribuzione si distingue tra le imprese di grande dimensione per le quali si prevede di riassorbire i recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione al termine del quarto e quelle di media e piccola dimensione per le quali si prevedono dei veri e propri percorsi di efficientamento.

L'implementazione di tale metodologia comporterebbe il passaggio dall'attuale meccanismo di riconoscimento di tipo *cost based*, tipicamente usato per stimolare gli investimenti infrastrutturali, a uno *price based* in cui le tariffe all'interno del periodo regolatorio sono aggiornate in modo predeterminato, sulla base della variazione del tasso d'inflazione e del tasso di recupero di produttività prefissato al fine di stimolare le imprese ad efficientarsi.

Secondo l'Autorità, il metodo del *price-cap* ben si adatta al settore della distribuzione in quanto considerato un settore maturo sotto il profilo infrastrutturale. L'idea dell'Autorità che il settore della distribuzione sia un settore dove le esigenze di investimento sono connesse prevalentemente ad attività di sostituzione delle reti esistenti, deriva dalle risultanze di analisi econometriche sull'ultimo quinquennio in base alle quali la variabile più significativa per la spiegazione dei nuovi investimenti è quella relativa al numero di PDR mentre la variabile che misura l'incremento della consistenza delle reti non risulta significativa. Tuttavia va rilevato come la frenata degli investimenti degli ultimi anni potrebbe anche dipendere dal contesto di incertezza relativo alle gare gas. Infatti trattandosi di investimenti di elevata entità con tempi di ritorno lunghi, non si ha la convenienza a sostenerli se la concessione è ormai scaduta e si pensa di dover gestire il servizio ancora per pochi anni, e tra l'altro limitatamente all'ordinaria amministrazione, come sottolineato da un recente chiarimento dell'Autorità². Questa interpretazione fa presupporre che nel post gara si vi sarà una spinta agli investimenti riconducibile all'implementazione di quanto promesso in sede di gara e quindi l'applicazione del *price-cap* in un tale contesto potrebbe risultare particolarmente rischioso per chi investe.

APPROCCIO MISTO

La terza ipotesi prevede una combinazione delle due precedenti a seconda delle condizioni che ricorrano a livello di ATEM. I criteri di scelta per ora ipotizzati dall'Autorità riguardano il grado di metanizzazione raggiunto (espresso dal rapporto tra utenti serviti e popolazione) e le prospettive di sviluppo del servizio (in termini di potenzialità di consumo di gas naturale). In particolare, per quanto riguarda il grado di metanizzazione l'idea è definire un livello *target* basandosi sui dati relativi al grado di metanizzazione raggiunto nelle diverse aree del Paese (Nord, Centro e Sud). Quindi in base a questi primi orientamenti, nelle località ricadenti in ATEM con grado di metanizzazione effettivo inferiore al livello *target* gli investimenti saranno riconosciuti sulla base del metodo di valutazione a costi standard, mentre negli ATEM con grado di metanizzazione effettivo superiore rispetto al livello *target*, il riconoscimento dei nuovi investimenti sarà basato sul metodo del *price-cap*.

La scelta di un metodo misto implica la necessità di definire indicatori ad hoc per discriminare tra l'utilizzo di una metodo o dell'altro, quindi a prima vista potrebbe apparire come un'eccessiva complicazione rispetto all'impiego *tout court* dell'uno o dell'altro metodo. In realtà, con questa opzione l'Autorità sembra volersi tutelare dall'eventualità che in aree con un elevato grado di metanizzazione, dove cioè le esigenze di investimento sono connesse prevalentemente ad attività di sostituzione delle reti esistenti, si vadano a effettuare, post gara, investimenti non necessari.

¹ Il procedimento per l'aggiornamento infra-periodo dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi per l'AT 2017 è stato avviato con la delibera 68/2016.

² AEEGSI, *Chiarimenti in relazione alla sussistenza dell'obbligo di pagamento del canone per il servizio di distribuzione del gas naturale da parte del concessionario del servizio nel periodo di prosecuzione del servizio*, comunicato del 19 maggio 2016.

TETTO AL RICONOSCIMENTO DEI CAPEX PER LE LOCALITÀ IN AVVIAMENTO

Sono state poste in consultazione modifiche tariffarie anche per le località in avviamento, dove a oggi la copertura dei costi di capitale è calcolata sulla base dei costi effettivamente sostenuti, come somma della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti. Il DCO ipotizza l'adozione di un approccio di tipo *output based* individuando una soglia massima in termini di spesa per utente servito³. La ratio alla base dell'intervento regolatorio è evitare che siano realizzate infrastrutture a beneficio di un numero sub-ottimale di utilizzatori, anche perché da analisi condotte dall'Autorità è emerso come da quando sono stati introdotti meccanismi di socializzazione dei costi delle località in avviamento la spesa media di investimento per utente risulta significativamente aumentata⁴. Per definire la suddetta soglia massima sarà fatto riferimento sia ai dati di investimento medio per utente nei periodi in cui non erano previste socializzazioni e vi era libertà per gli operatori nella fissazione delle tariffe da applicare durante il periodo di avviamento, sia ai livelli della spesa media per utente riscontrati per le località in avviamento sorte nel biennio 2009-2010, quindi post socializzazione dei costi.

Il tema risulta di particolare interesse se si pensa che i comuni non metanizzati sono ancora circa un migliaio e nell'ambito delle gare per ATEM potrebbero ricoprire un ruolo non secondario, anche se il bando standard allegato al DM 226/2011 (c.d. Regolamento Criteri) prevede a carico del gestore entrante l'obbligo di metanizzazione solo se si verificano alcune condizioni, tra cui la disponibilità di fondi pubblici che coprano almeno il 50% dell'investimento.

TEMPO DI CAMBIAMENTI ALLA VIGILIA DEL PASSAGGIO ALLE GESTIONI PER ATEM

Il tema del riconoscimento degli investimenti è divenuto di grande attualità anche prima della pubblicazione del DCO, in particolare da quando l'Autorità ha pubblicato un chiarimento sui riflessi tariffari del mancato rispetto dell'iter procedurale relativo alla pubblicazione di bandi di gara. Nel caso in cui la stazione appaltante non invii il bando all'Autorità per la verifica prevista dal DM 226/2011, questa non avrà la possibilità di valutare la congruità delle condizioni minime di sviluppo e l'analisi costi-benefici alla base del piano di sviluppo degli impianti di distribuzione. In tal caso il bando resta valido, ma non vi è nessuna certezza per gli operatori circa il riconoscimento in tariffa degli investimenti sostenuti per l'adempimento dei piani di sviluppo degli impianti. Con tale chiarimento l'Autorità sembra volersi tutelare dal rischio di sovrainvestimenti nel post gara, con annessi riflessi sulle tariffe pagate dagli utenti finali, rischio che potrebbe essere ulteriormente minimizzato se si scegliesse il metodo del *price-cap* per la valutazione dei nuovi investimenti, soprattutto se l'aggiornamento avvenisse in modo automatico solo in base alla crescita dei PDR.

Alla vigilia (forse) del passaggio alle gestioni per ATEM il contesto appare particolarmente sfidante per gli operatori: da un lato rischiano di non vedersi riconosciuti gli investimenti fatti, nel caso in cui la stazione appaltante non abbia seguito il corretto iter di pubblicazione del bando, dall'altro i nuovi investimenti non saranno più riconosciuti a consuntivo in base ai costi effettivi, ma saranno soggetti a un meccanismo di regolazione incentivante volto ad assicurare una maggiore efficienza. Meccanismo che tra l'altro nel quinto periodo, che avrà inizio nel 2020, potrebbe evolvere verso logiche di riconoscimento dei costi fondate sulla spesa totale (*totex*) in coerenza con quanto previsto per il settore elettrico, come accenna la stessa Autorità nel documento di consultazione.

³ La RTDG 2014-19 prevedeva che a partire dal 2017 fosse fissato un tetto al riconoscimento unitario di costi di capitale per le località in avviamento, al fine di indurre uno sviluppo efficiente del servizio.

⁴ In base a quanto riportato nel DCO 205/2016, la spesa media di investimento per utente valutata al quarto anno di avviamento, espressa a prezzi correnti, risulta aumentata da circa 3,300 €/PDR, in relazione alle località con anno di prima fornitura dal 2003 al 2005, a circa 7,200 €/PDR, per le località con anno di prima fornitura negli anni 2009 e 2010.