

Invio tramite modulo on-line

Spett.le
Autorità di Regolazione per Energia Reti
e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e
Unbundling
Piazza Cavour, 5
MILANO

OGGETTO: Osservazioni al DCO n. 374/2018/R/GAS

Con la presente, la scrivente associazione UNIATEM, Associazione avente lo scopo di indirizzare e supportare l'azione degli associati secondo criteri di efficacia ed efficienza operativa per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale e la successiva attività di controparte contrattuale, trasmette le proprie osservazioni in merito al Documento per la Consultazione n. 410/2019/R/GAS *“Criteri per la regolazione tariffaria del servizio di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione”*.

Il documento oggetto di consultazione fa espresso riferimento, in più punti, al tema delle gare per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale per ambiti territoriali minimi e, ovviamente, le successive determinazioni dell'Autorità in materia di regolazione tariffaria saranno determinanti per permettere ai concorrenti di formulare in maniera congrua e consapevole le proprie offerte.

Le osservazioni, di carattere tecnico, che verranno esposte nei paragrafi seguenti, partono, quindi, dal presupposto, imprescindibile, che debbano essere risolte alcune questioni sulle quali gli stakeholders dibattono già da tempo e che, ad opinione di UniATeM, sono imprescindibili anche nell'ottica di una corretta definizione della regolazione tariffaria per il V periodo e che sono:

- la retrocessione delle quote ammortamenti maturate dai cespiti ai proprietari degli asset (siano essi Enti locali concedenti o società patrimoniali di reti) permettendo, nel contempo, a questi ultimi di poter partecipare finanziariamente alle spese di investimento per manutenzioni straordinarie sulle reti di proprietà al fine di non veder dilapidato il patrimonio sia dal punto di vista della consistenza fisica, sia dal punto di vista del suo valore. Se per la retrocessione della quota ammortamento pare essere indispensabile un intervento normativo (posizione ormai sostenuta anche da talune associazioni di categoria dei distributori), la possibilità di partecipare alle spese di manutenzione straordinaria degli asset può essere riconosciuta semplicemente non ostacolando le modifiche al contratto di servizi

- tipo che, in tal senso, possono essere predisposte dalle Stazioni Appaltanti, nell'esercizio delle proprie funzioni e prerogative di soggetti che predispongono un bando di gara prevedendo le condizioni contrattuali che più si attagliano al territorio di riferimento;
- il riconoscimento concreto (e non solo teorico) della possibilità di rivalutare congruamente anche le RAB degli asset di proprietà pubblica. A tal proposito si rammenta già il DCO 53/2014/R/GAS, nel capitolo 10, avesse affrontato il tema del valore degli asset di proprietà degli Enti locali, riconoscendo, in primis, come il metodo del costo storico rivalutato presentasse (e presenta tutt'ora) *“serie criticità nel caso dei cespiti degli Enti locali”* e individuando nel conto del patrimonio il documento di riferimento per gli asset pubblici. Ebbene, la successiva deliberazione 367/2014/R/GAS non ha confermato le previsioni del DCO, lasciando un *“vuoto regolatorio”* che deve essere colmato. Il metodo parametrico, ripreso anche nell'appendice 3 del documento oggetto della presente consultazione, infatti, non pare essere lo strumento più idoneo per risolvere questo vulnus, stanti i vincoli applicativi limitanti.

UniATeM, pertanto, propone che, in occasione della consultazione sul documento relativo alla regolazione tariffaria per il V periodo, venga ripreso il tema del valore degli asset di proprietà degli Enti locali, che potrebbero essere rivalutati o col metodo del costo storico rivalutato (che recepisca i documenti tipici della contabilità pubblica quali fonti contabili obbligatorie) o col metodo previsto dalle Linee Guida allegate al D.M. 07 maggio 2014 (come recentemente proposto anche da parte di taluni operatori del settore) o col metodo parametrico (che dovrebbe essere applicabile ogni qualvolta vi sia uno scostamento significativo fra RAB attuale e medie di settore, a prescindere dalla metodologia di calcolo applicata per la determinazione della RAB attuale).

- La chiara esplicitazione, anche normativa, se del caso, che quanto riferito agli Enti locali concedenti relativamente alle previsioni dell'articolo 8 del D.M. 226/2011 e s.m.i. (con specifico riferimento alla determinazione dei canoni concessori) debba intendersi riferito anche alle società patrimoniali di reti. La puntualizzazione non è solo di forma ma anche di sostanza, perché una interpretazione letterale del comma 4, oggi, priverebbero i Comuni che hanno conferito le reti ad una società patrimoniale, non potrebbero godere del relativo canone, in quanto determinato sui tratti di *“rete di proprietà dell'Ente locale”* e *“di proprietà del gestore”*.

Considerate le premesse su esposte, che sono da intendersi parte integrante delle osservazioni di UniATeM, si è dunque ritenuto opportuno trasmettere i seguenti spunti di approfondimento relativamente ai contenuti del documento.

S11. Osservazioni rispetto agli orientamenti per la definizione di linee guida sulle analisi costi-benefici riportate nell'Appendice 2.

Appare iniquo, al fine di verificare il rispetto delle soglie identificate dall'Autorità relativamente alle condizioni minime di sviluppo, considerare omogeneo il “peso” dei potenziali PDR da valutare nell'analisi costi benefici: sebbene nel DCO siano previste tipologie differenziate secondo classi di utenza indicate al punto 5.8 dell'allegato 2 del DCO, non sono infatti considerati tagli differenziati di consumi e di portate di gas all'utenza finale. Come noto, infatti, la tipica utenza civile è rifornita mediante un contatore di classe G4 in bassa pressione, mentre le utenze che servono più utenti, come quelle condominiali, possono essere rappresentate da contatori fino a G40, mentre alcune utenze di tipo industriale/produttivo sono servite con pressioni maggiori (media pressione) e mediante contatori anche di classe G650 o superiori. Questi elementi assumono gran rilievo nelle analisi.

Si propone quindi di valutare la possibilità che i PDR potenziali da considerare nell'analisi ABC vengano valutati secondo un paradigma diverso da quello desunto nel DCO (legato solamente alla presenza o meno dell'utenza fisica che viene allacciato alla rete, indipendentemente dalla tipologia di utilizzo); risulta piuttosto più equo considerare quantomeno il numero di PDR equivalente e cioè un PDR pesato sulle caratteristiche dell'utenza servibile tipizzata riparametrata in rapporto all'utenza standard che potrebbe essere rappresentata da un'utenza civile servita in bassa pressione e contatore di classe G4.

S15. Osservazioni sulle ipotesi di revisione dei criteri di rivalutazione delle cosiddette RAB depresse

- 17.1 La RTDG contiene disposizioni relative ai casi di valori delle immobilizzazioni di località disallineate rispetto alle medie di settore.
- 17.2 Per tali casi è previsto che al momento del passaggio a gestione d'ambito sia operata una rivalutazione sia con riferimento alla porzione dei cespiti di proprietà del gestore uscente, sia con riferimento ai cespiti di proprietà comunale.
- 17.3 La rivalutazione è effettuata sulla base del valore parametrico unitario delle immobilizzazioni lorde di località per i servizi di distribuzione e misura del gas determinato sulla base della formula riportata all'articolo 23, comma 1, della RTDG.

Al proposito si segnala che UniATeM ha presentato già a suo tempo (prot. 104 del 12 luglio 2018) alcune osservazioni al metodo parametrico, che qui si ripropongono:

- Condizioni di applicabilità del metodo parametrico

Il metodo parametrico è applicabile qualora ricorrano le seguenti due condizioni:

- a. Il valore effettivo unitario delle immobilizzazioni lorde è inferiore al 75% del valore parametrico unitario delle immobilizzazioni lorde;*

- b. *La tariffa di riferimento sia determinata ai sensi delle disposizioni dell'articolo 7, comma 6bis, della RTDG 2009-2012. Il metodo parametrico non si applica nel caso in cui la tariffa sia determinata ai sensi del medesimo articolo 7, comma 6.*

Da una ricerca effettuata da UniATeM, risulta che molto spesso, anche a fronte di valori effettivi delle immobilizzazioni lorde di gran lunga inferiori al 75% del valore parametrico, non sia possibile applicare il presente metodo di rivalutazione, in quanto la tariffa di riferimento risulta determinata ai sensi dell'articolo 7, comma 6, delle RTDG 2009-2012.

Soprattutto per gli Enti locali concedenti, ciò si traduce in una forte penalizzazione, sia in termini di determinazione e riconoscimento del canone concessorio, sia in termini di determinazione dell'eventuale valore economico da inserire nel bando di gara per l'alienazione delle reti di proprietà.

Tuttavia, il valore parametrico unitario delle immobilizzazioni lorde di cui alla formula dell'articolo 23, comma 1, delle RTDG, dovrebbe rappresentare un valore economico "congruo" lo scostamento dal quale determina la opportunità, per stessa concessione dell'Autorità, ad una sua rivalutazione.

Si chiede, pertanto, di estendere l'applicabilità del metodo parametrico per la determinazione dei valori delle immobilizzazioni nette di località a tutti i casi per i quali sia soddisfatta la condizioni di cui alla precedente lettera a., abolendo la condizione prevista dalla lettera b.;

- ***Applicazione del coefficiente 0,75 del valore determinato col metodo parametrico***

Se è indiscutibilmente vero che l'applicazione del coefficiente 0,75 è espressamente prevista dall'articolo 22 delle RTDG 2014/2019, si vuole segnalare la potenziale disparità di trattamento che tale parametro può comportare.

Nel chiarimento 13 marzo 2015, infatti, (punto 1), l'Autorità dice chiaramente che "il valore di rimborso, determinato come valore di ricostruzione a nuovo al netto del degrado, viene assunto come valore netto iniziale delle immobilizzazioni di località ai fini tariffari", ovviamente detratto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati di località, nel seguito, brevemente, VIR. Tale valore, come noto, è soggetto a verifica da parte dell'Autorità solo qualora risulti superiore a determinate soglie, definite nella deliberazione 905/2017/R/Gas, in recepimento della Legge 124/2017. La deliberazione 905, nello specifico, consente di applicare tre metodi di verifica: il "metodo ordinario per singolo Comune", il "metodo semplificato per singolo Comune" e il "metodo semplificato d'ambito".

In tutti questi casi il valore riconoscibile ai fini tariffari può risultare di gran lunga superiore al valore della RAB parametrica senza la decurtazione del 25%.

Per il gestore d'ambito, in sostanza, il coefficiente 0,75 troverebbe applicazione solo nell'ipotesi, residuale, nella quale vi sia la possibilità di rivalutare la RAB di reti in proprietà prima della gara.

Per quanto riguarda le reti di proprietà degli Enti locali, invece, qualora fosse possibile rivalutare la RAB col metodo parametrico, il riconoscimento massimo sarebbe sempre limitato dall'applicazione del coefficiente 0,75. Ne risulta evidente una disparità di

trattamento, in primis fra Ente locale concedente e gestore e, in seconda battuta, anche fra diversi Enti locali concedenti di uno stesso ambito nel caso di applicazione del “metodo semplificato d’ambito”, in quanto il riconoscimento di uno scostamento fino al 20% del valore parametrico per una località tariffaria implicherebbe, giocoforza, valori nettamente inferiori in altre località, al fine di contenere lo scostamento d’ambito entro la soglia dell’8%.

Alla luce di quanto sopra esposto si chiede di rivalutare l’opportunità della applicazione del coefficiente 0,75 nella determinazione del valore della RAB parametrica, quanto meno per gli Enti locali concedenti;

S22. Osservazioni in relazione alle ipotesi di regolazione per le reti di distribuzione isolate alimentate con GNL

Considerando che le reti di distribuzione del gas naturale rigassificato in loco (GNL) sono perfettamente assimilabili alle reti di distribuzione del gas naturale interconnesse e che svolgono la medesima funzione a favore di un servizio pubblico, UniATeM condivide l’ipotesi che gli impianti di distribuzione del gas naturale rigassificato in loco possano essere inseriti all’interno delle gare d’ambito.

Queste reti in isola GNL rappresentano, infatti, una concreta ed affidabile alternativa alla rete di distribuzione interconnessa, solo se il loro sviluppo sarà coordinato secondo una visione complessiva del servizio pubblico offerta dalle linee guida programmatiche d’ambito assicurando una pianificazione ordinata della loro realizzazione ed evitando la frammentazione come nel caso delle reti in isola del GPL.

La distribuzione di gas GNL in reti isolate pare infatti uno strumento efficace e funzionale, se pianificato, a risolvere la metanizzazione di tutte quelle località che, non potendo essere raggiunte dalla rete nazionale di trasporto del gas naturale in tempi non coerenti con le previsioni della gara d’ambito per il servizio di distribuzione, potrebbero trovare soluzione in uno stoccaggio periferico di gas naturale liquefatto attrezzato con un sistema di rigassificazione di piccole dimensioni.

In ogni caso si ravvisa l’opportunità che tali reti GNL siano dimensionate anche garantendo la possibilità di una loro futura interconnessione alla rete di trasporto nazionale e quindi siano predisposte fin dall’origine con criteri progettuali già funzionali all’esercizio richiesto per il collegamento alla rete nazionale.

La struttura di tariffazione del servizio di distribuzione e di misura del gas mediante l’utilizzo delle reti in isola alimentate da GNL, dovrebbe essere analoga e coerente con quella applicata alle reti interconnesse, applicando la perequazione del sistema tariffario per macroregioni, evitando l’applicazione del criterio di tariffazione per singola regione e azienda. Non si ravvisano infatti differenze realizzative e di gestione operativa e di servizio tra una rete di distribuzione interconnessa ed una in isola. Analoga osservazione va fatta per il servizio di misura.

Questo scenario rappresenterebbe un’opportunità di integrazione e armonizzazione del sistema di distribuzione gas naturale al fine di poter garantire, attraverso una tariffa fondata sul concetto di

perequazione, l'accesso a un prodotto energetico sicuro e meno impattante da un punto di vista economico e ambientale rispetto ai tradizionali combustibili fossili anche alle comunità più distanti. L'adozione di un modello di riferimento analogo a quello già oggi previsto per il servizio a rete per la fornitura di gas naturale garantirebbe inoltre il principio comunitario della libertà di accesso all'utilizzo delle infrastrutture a condizioni economiche concorrenziali, perseguendo parità di trattamento dei clienti finali su tutto il territorio nazionale, applicando a essi i corrispettivi di distribuzione e misura degli ambiti tariffari della "tariffa obbligatoria" della distribuzione in virtù del sistema di perequazione esistente e riconoscendo alle imprese di distribuzione i costi di capitale per le infrastrutture di rete e di misura nonché i relativi costi operativi ai sensi della medesima disciplina applicata alle reti interconnesse ai metanodotti.

Altresì si osserva come i serbatoi di stoccaggio criogenico possano essere ricompresi anch'essi nel regime tariffario regolato considerando che potrebbero essere assimilati, come funzione, alle cabine di regolazione e misura (ReMi) e quindi alla voce "altri impianti". A supporto di questa considerazione, si noti come i costi di costruzione ed esercizio di un deposito di stoccaggio criogenico siano equiparabili a quelli sostenuti per la costruzione e gestione di una cabina ReMi, al netto dei costi di fornitura del GNL trasportato fino al serbatoio criogenico.

Si ritiene ragionevole introdurre, anche per la regolazione delle reti isolate di GNL, le stesse logiche di riconoscimento a costi standard adottando l'ipotesi dei tetti agli investimenti nelle località di nuova metanizzazione, seguendo lo schema proposto dall'Autorità nel DCO e cioè quello di dividere il periodo di regolazione in tre fasi considerando la curva di acquisizione dei nuovi utenti in funzione degli investimenti effettuati.

Da ultimo, ai fini della considerazione le reti in isola GNL all'interno dell'ACB richiesta per il servizio di metanizzazione dell'ambito, parrebbe opportuno considerare il beneficio sociale derivante dal vantaggio di metanizzare zone del territorio (in particolare quello montano distante dai luoghi fondovalle) in tempi brevi rispetto a quelli ben maggiori necessari per poter interconnettere tali località con nuove tubazioni del trasporto o di feeder di distribuzione.

Osservazioni in merito all'appendice 2 al DCO 410/2019/R/GAS, relativamente all'Analisi Costi Benefici

- 1.7 Tutti gli interventi di sviluppo ed estensione delle reti devono aver superato l'Analisi Costi Benefici".
- 8.1 Gli interventi che NON rientrano nelle CMS devono essere sottoposti a specifica ACB (alla scala del singolo intervento considerato come stand-alone):
 - se la ACB fornisce esito positivo: l'intervento viene inserito nelle Linee guida programmatiche d'ambito;
 - se la ACB fornisce esito negativo: l'intervento NON viene inserito nelle Linee guida programmatiche d'ambito.

Al proposito si segnala che il Consiglio di Stato, con Stato nella sua sentenza 02549/2018 del 22 gennaio 2018, rammenta come “la disciplina di settore non ponga alcun divieto, nemmeno in via implicita o derivata, all’inserimento nel documento guida degli interventi che non superano le CMS (e perciò ritenuti non meritevoli di riconoscimento tariffario) affinché siano valutati con l’offerta tecnica, non essendo individuabile alcuna fonte normativa o regolamentare, né una statuizione dell’Autorità regolatrice, secondo cui la remuneratività dell’offerta debba riguardare ogni sua singola componente e non, invece, la sua articolazione complessiva”.

Si ritiene che, al fine di evitare rischi di contenzioso ab origine, sia necessario tenere in debita considerazione le sentenze in materia e, quindi, rivedere in tal senso l’appendice 2.

Si riportano, inoltre, le seguenti osservazioni tecniche:

- Interventi di potenziamento e mantenimento in efficienza

L’appendice 2 al documento per la consultazione 410/2019/R/Gas, descrive l’approccio semplificato per la ACB esclusivamente per gli interventi di estensione e sviluppo della rete di distribuzione del gas; non vengono invece menzionati gli interventi di potenziamento e sostituzione della rete pur essendo parte delle CMS di cui all’Art. 9 comma 3 del D.M. 226/11 e s.m.i.

Considerando che gli interventi di potenziamento e sostituzione risultano molteplici e rilevanti negli ambiti nei quali la rete di distribuzione del gas naturale è particolarmente vetusta e/o comunque molto capillare nel territorio, sarebbe utile implementare nell’approccio semplificato per la ACB anche tali interventi.

- Caratterizzazione dell’alternativa “zero”

L’utilizzo di un’alternativa “zero” (o controfattuale), partendo da uno scenario in cui esista già un’infrastruttura base da cui partire, anche se non reale, non sembra essere un’alternativa reale da prendere in considerazione rispetto ad eventuali estensioni di rete di distribuzione del gas naturale; così facendo, infatti, si metterebbero a confronto soluzioni sensibilmente diverse (vedi teleriscaldamento etc...) omettendo per l’alternativa “zero” tutti i costi di prima installazione ed esaltandone solamente i benefici. Sulla base di tali ipotesi l’ACB risulterebbe pesantemente inficiata.

Sarebbe pertanto utile individuare dei parametri o coefficienti che vadano ad impattare sull’alternativa controfattuale in modo da renderla confrontabile con l’eventuale sviluppo della rete di distribuzione del gas naturale.

- Analisi Multi-stadio

In particolare, quando si parla di “secondo stadio” si fa riferimento agli impatti per i consumatori ricompresi all’interno dell’ambito tariffario (più esteso rispetto a quello di concessione).

Il documento non esplicita come una S.A. possa trasferire le positività/negatività dell'analisi ACB o ACE eseguita, con tutte le difficoltà del caso, su di un singolo Ambito di concessione, all'interno di un ambito tariffario dove teoricamente vanno ad incidere anche tutte le ACB/ACE degli altri ambiti di concessione a loro volta ricompresi nel medesimo Ambito Tariffario.