

Osservazioni Utilitalia
DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
410/2019/R/GAS
CRITERI PER LA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI
DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NEL QUINTO
PERIODO DI REGOLAZIONE

Osservazioni generali

Utilitalia prende atto ed esprime apprezzamento per le proposte regolatorie avanzate nel presente documento di consultazione, che recepiscono alcuni dei suggerimenti contenuti nelle Osservazioni della Federazione inviate in risposta ai precedenti DCO, nonché, quelli emersi dall'incontro di approfondimento con l'Autorità dello scorso 31 luglio. Nello specifico emergono, infatti, sostanziali condivisioni rispetto alla gradualità nella introduzione di nuove regole, laddove, ancorché in un contesto regolatorio che volge verso la maturità, le stesse devono doverosamente tenere conto dell'eterogeneità dei diversi soggetti regolati.

La considerazione si presta ad alcune riflessioni in merito alla capacità regolatoria di catturare a favore del cliente l'efficientamento dei costi conseguiti nel IV periodo tariffario, basando la ricerca sull'attuale stratificazione dimensionale dei cluster di impresa assunti

Il tema diventa di particolare attualità, laddove le imprese che svolgono il servizio di distribuzione con una dimensione tra i 300.000 e un ipotetico livello "X" di PdR (da individuare attraverso analisi econometriche mirate) risulterebbero particolarmente svantaggiate dalle decisioni assunte nel presente DCO almeno su due diversi aspetti rilevanti.

Il primo, in relazione all'orientamento espresso al punto 7.12, secondo cui per le imprese "grandi": *"la fissazione dell'X-factor sia effettuata con l'obiettivo di trasferire ai clienti finali i recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo regolatorio nell'ambito del quinto periodo di regolazione"*.

A tale indicazione si aggiunge, come secondo aspetto, l'assioma concettuale espresso al punto 10.8, nella parte in cui si sostiene che l'unico incentivo alle aggregazioni trova motivazioni non già nella riduzione lineare del numero di operatori nazionali, per favorire dimensionamenti riconducibili a cluster di costi efficienti, quanto, piuttosto, nell'aumentare il numero di soggetti partecipanti alle gare gas, incentivando solo le aggregazioni tra imprese Medie, Medie con Piccole e Piccole; lo schema proposto incentiva quindi soggetti con costi lontani dai livelli di efficienza, di cui beneficiano i clienti finali eserciti da imprese di maggiore dimensione.

La situazione che sembra emergere richiederebbe, a nostro avviso, **una riflessione sull'attuale classificazione dei cluster dimensionali assunti, finalizzata a verificare se questi risultano ancora rappresentativi di una realtà nel frattempo evoluta, laddove, invece, l'attuale configurazione sembrerebbe produrre effetti penalizzanti sulle imprese ricadenti nella prima parte del sottoinsieme delle "Grandi Imprese" (fatto di Grandi e Grandissime Imprese).**

Con riferimento invece ad aspetti discussi nel DCO ma privi di spunti per la consultazione riteniamo opportuno segnalare quanto segue.

Un primo elemento di riflessione tariffario è da riferire ai "Costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale". Al punto 9.2 è infatti riportato che l'attivazione del meccanismo "richiede in ogni caso lo svolgimento di analisi che consenta una puntuale valutazione degli effetti a livello di settore e non di singole imprese distributrici". **In tal senso riteniamo importante chiedere l'avvio di una valutazione degli effetti a livello di settore derivanti degli extra-costi di acquisizione dei titoli di efficienza energetica oltre il contributo riconosciuto come costi emergenti derivanti da mutamenti del quadro normativo e diversamente non recuperabili.**

Per quanto riguarda i contenuti del paragrafo 22: "Tasso di remunerazione del capitale investito" e nello specifico il parametro β , come già espresso in sede di risposta al precedente DCO, non si condivide il superamento dell'attuale distinzione tra il β del servizio di distribuzione e quello di misura.

Utilitalia, allo scopo di fornire all'Autorità un contributo allo svolgimento di ulteriori valutazioni in ordine al parametro in questione, ha conferito ad un soggetto indipendente (Oxera) con vasta esperienza internazionale, l'incarico di redigere un apposito studio che, utilizzando le *best practices* di stima e analisi su fattori di rischio, individuasse un *range* alternativo a quello proposto da ARERA per i parametri beta *asset* della distribuzione gas e la misura. **Tale studio viene allegato al presente documento e messo a disposizione di codesta Autorità.**

SPUNTI DI CONSULTAZIONE

S1. Osservazioni sulle ipotesi per la fissazione dei livelli iniziali delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi per le gestioni

Per potere dare un giudizio esaustivo, sarebbe stato auspicabile rendere disponibili i valori nazionali considerati per la fissazione dei livelli iniziali tali da consentire agli Operatori di formulare osservazioni costruttive.

Come già anticipato nelle premesse, vi sono costi sorgenti da tenere in debita considerazione nella fissazione dei livelli iniziali.

In proposito, si suggerisce - in analogia con quanto fatto per il settore elettrico - l'avvio di una raccolta dati ad hoc che consenta all'ARERA di disporre di un maggior dettaglio dei costi sostenuti dai DSO rispetto a quello offerto dai CAS, così da definire correttamente il tasso di variazione dei costi per eventi imprevedibili ed eccezionali, per il quale il DCO infatti già prevede lo svolgimento di analisi per valutare gli effetti settoriali e non su singolo DSO (punto 9.2).

In merito alla ponderazione tra COR e COE, si ritiene che il mantenimento dell'attuale peso 60%-40%, possa garantire una certa stabilità regolatoria.

Tale ponderazione (media ponderata tra Costi Effettivi e Costi Riconosciuti) potrebbe essere applicata anche ai piccoli DSO per incentivarne le aggregazioni, con avvio non immediato (dal 2023) per consentire a tali DSO di procedere nel frattempo all'efficientamento.

S2. Osservazioni sulle ipotesi di fissazione dell'X-factor per il primo triennio del quinto periodo di regolazione.

Come anticipato nella parte delle osservazioni generali, non si condivide il principio che per tutte le imprese sopra i 300.000 PdR "la fissazione dell'X-factor sia effettuata con l'obiettivo di trasferire ai clienti finali i recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo regolatorio nell'ambito del quinto periodo di regolazione".

I recuperi di produttività in parola non trovano infatti una distribuzione omogenea in un gruppo di aziende di tali differenti dimensioni, costituendo per quelle dell'insieme con minori PdR un'eccessiva penalizzazione rispetto a quelle di maggiori dimensioni.

Inoltre, come anticipato allo spunto S1, è necessario avere contezza del dimensionamento dell'x-factor immaginato da ARERA per verificarne la coerenza rispetto all'efficienza raggiunta dai DSO.

Infine, si suggerisce di valutare (infra-periodo) gli effetti tariffari conseguenti l'attesa riduzione del numero di PdR dovuta alle policy ambientali perseguite a livello comunitario.

S3. Osservazioni rispetto all'ipotesi relative al riconoscimento dei costi delle letture di switch.

Non si condivide la previsione secondo cui "nel primo triennio del quinto periodo regolatorio il riconoscimento sia dimezzato e che nella seconda metà si proceda invece a un completo azzeramento di tale partita". Per stessa ammissione del DCO, l'incidenza del riconoscimento di un costo standard per le letture di *switch* è funzionale allo "sviluppo dei sistemi di telelettura/telegestione e l'installazione degli *smart meter*", pertanto, riteniamo che sia auspicabile continuare a mantenere un costo puntuale relativamente alla quota di misuratori tradizionali in servizio.

In subordine qualora adottata la soluzione indicata nel DCO, sarebbe auspicabile tenere conto di un valore minimo, espresso in termini del costo di almeno una unità lavorativa, in aggiunta al contributo previsto da erogarsi nell'ambito del meccanismo di perequazione.

S4. Come si valuta l'ipotesi di introdurre anticipazioni in acconto, anche al fine di rendere omogeneo il trattamento delle imprese che effettuano investimenti in proprio e imprese invece che preferiscono esternalizzare il servizio?

La previsione è sicuramente da considerare positiva e, stante la problematica vissuta nel riconoscimento delle varie annualità, sarebbe altrettanto auspicabile che si procedesse ad applicare il meccanismo degli acconti anche per le competenze in corso degli anni 2017-18 e 19.

Si coglie l'occasione per rappresentare una ulteriore riflessione sull'applicazione del livello di tetto massimo riconosciuto a PdR (punto 7.27), osservando che il processo di efficientamento introdotto, sebbene applicato ad una logica TOTEX, non dovrebbe trovare applicazione generalizzata per la quota di CAPEX di tutti gli investimenti ma solo per la quota dei nuovi investimenti annuali.

S5. Come si valuta l'ipotesi di introdurre anticipazioni in acconto?

Si condivide la proposta.

S6. Osservazioni rispetto alle ipotesi di riconoscimento dei costi per le gestioni d'ambito.

Si concorda con quanto riportato al punto 8.3 secondo cui i corrispettivi riconosciuti per i costi operativi delle gestioni comunali e sovra-comunali e di ATEM si applicano con il criterio del pro-die qualora la decorrenza dell'affidamento non coincida con il 1° gennaio.

Ciò nonostante osserviamo come auspicabile che il valore riconosciuto nel quarto anno di gestione sia aggiornato richiedendo l'efficienza di un solo anno anziché i due anni precedenti come attualmente previsto (8.13). I costi operativi riconosciuti per le gestioni di ATEM dovrebbero tener conto, inoltre, della dimensione effettiva del vincitore della gara e della densità del singolo ATEM, che può in certi casi essere penalizzante per aree densamente abitate, poiché potrebbero facilmente essere catalogate ad "alta densità", mentre valutazioni basate sull'intero territorio gestito dall'operatore potrebbero livellare eventuali picchi di densità.

S7. Osservazioni sulle ipotesi di introdurre incentivi alle aggregazioni tra operatori.

Come anticipato nella parte delle osservazioni generali, non si condivide il principio espresso al punto 10.8 in cui si escludono dagli incentivi all'aggregazione le imprese con più di 300.000 PdR.

Se dal punto di vista della concorrenza è condivisibile il principio di rimettere in gioco imprese medie e piccole nelle gare gas (altrimenti destinate a soccombere nel confronto) con incentivi potenti (anticipazione dell'allineamento delle RAB con il VIR), questo non preclude la modulazione di ulteriori meccanismi di incentivazione di aggregazioni tra imprese di maggiori dimensioni. La scelta è doppiamente penalizzante per le imprese rientranti nel gruppo delle Grandi Imprese ma di minori dimensioni rispetto ai grandi Player nazionali (dotate di maggiore capacità finanziaria). La mancata linearità degli incentivi assume contorni di opportunità anche contrari rispetto agli obiettivi per aggregazioni la cui somma di PdR superasse i 300.000, essendo il superamento di tale soglia penalizzato dagli orientamenti assunti nel DCO (vedi S2).

Al fine di giungere a un maggior numero di DSO capaci di competere con gli attuali *incumbent* nell'ambito gare, gli incentivi dovrebbero essere destinati sia ad aggregazioni di DSO medio/piccoli locali e vicini (per far nascere soggetti rilevanti a livello locale) sia ad aggregazioni di DSO medio grandi (per far nascere soggetti rilevanti a livello nazionale).

Inoltre si richiede di specificare meglio al punto 10.9 il significato della frase in cui si escludono le aggregazioni "che non appartengano a gruppi societari sotto il controllo di imprese di maggiori dimensioni". Com'è noto infatti le architetture delle partecipazioni societarie possono essere

caratterizzate da diversissime configurazioni e, inoltre, temporalmente parlando, possono procedere per gradi acquisendo nell'alveo del medesimo soggetto partecipazioni proprietarie di due diverse Imprese per poi procedere all'aggregazione in unico Distributore. Oltre a specificare meglio in tale contesto quali sarebbero le aggregazioni non incentivate, appare evidente la penalizzazione emergente laddove tali procedure fossero in corso di realizzazione perché funzionali al precedente regime di aggregazione.

Sul medesimo paragrafo andrebbe chiarito l'apparente contrasto con i contenuti del paragrafo seguente 10.11; nel primo dei due sembrerebbero incentivate solo le aggregazione tra due imprese di piccole dimensione ovvero tra una impresa media con una piccola, mentre nel secondo risulterebbe incentivate anche due imprese di media dimensione (vedi primo punto elenco).

Al paragrafo 10.12 resta da chiarire come abbinare il tema e le tempistiche delle valutazioni sul valore di VIR (riconducibili al complesso rapporto tra Stazione Appaltante e Impresa con annesso ruolo di controllo da parte del Regolatore) con il momento della presentazione delle tariffe gas da parte del soggetto aggregato. La previsione va chiarita soprattutto in relazione all'altro aspetto in cui nel medesimo paragrafo si fa riferimento al "caso di indisponibilità del valore di rimborso" se ad esempio questo possa derivare dalla mancanza del calcolo del VIR da parte della SA. In siffatte condizioni infatti si incorrerebbe in una penalizzazione magari rispetto al valore sommatoria delle due RAB applicandosi la procedura (quindi a prescindere dal test) di rivalutazione del valore delle immobilizzazioni nette disallineate rispetto alle medie di settore.

S8. Osservazioni sulle ipotesi di riconoscimento dei costi di capitale centralizzato.

Riteniamo condivisibile il principio di dare continuità ai criteri adottati nel quarto periodo regolatorio dichiarandoci favorevoli alle premialità per le imprese che hanno effettuato investimenti in innovazione tecnologica anche a tutela dell'ambiente. In tal senso sarebbe auspicabile che quanto proposto nel DCO sia tale da incentivare tali tipologie di investimento anche se effettuate precedentemente al 2020.

Si propone, inoltre, come già anticipato al precedente punto S2, di tenere in considerazione il calo fisiologico nel numero di PdR atteso dalla spinta all'elettrificazione promossa dalle nuove policy ambientali.

S9. Osservazioni sui criteri di riconoscimento dei costi di capitale di località, in relazione allo stock di cespiti già in esercizio

Riteniamo anche qui condivisibile il principio di dare continuità ai criteri adottati nel quarto periodo regolatorio nel riconoscimento per il perimetro *asset* al 31.12.2019, come per tutti gli investimenti realizzati prima dell'avvio del nuovo metodo.

Sarebbe comunque opportuno fornire ulteriori chiarimenti sulla gestione del delta VIR-RAB in caso di coincidenza tra gestore uscente ed entrante a valle della prima gara (sua aggiunta in valore assoluto alla RAB valorizzata per la seconda gara, trattamento di eventuali cespiti dismessi al suo interno, modalità di suo recupero nella gestione a valle della seconda gara).

S10. Osservazioni rispetto allo schema di regolazione incentivante relativa ai nuovi investimenti

La scrivente Federazione considera altamente condivisibile l'ipotesi prospettata in cui si "ritiene opportuno prevedere che la regolazione incentivante sugli investimenti nelle reti di distribuzione possa trovare applicazione nel più breve tempo possibile e comunque entro il 2023" e che "La messa a punto della regolazione incentivante vede una tappa fondamentale nella definizione di un set di costi standard e di un metodo per applicarli. In merito, una volta concluse le attività del tavolo di lavoro Autorità-Associazioni di categoria delle imprese distributrici, l'Autorità provvederà a renderne pubblici gli esiti mediante una consultazione, al fine di acquisire osservazioni da una platea più ampia di soggetti interessati".

Si rimandano pertanto a tale “messa a punto” e alla conseguente annunciata consultazione eventuali osservazioni puntuali rispetto allo schema di regolazione incentivante prospettato nei paragrafi 15.12, 13 e 14, essendo ancora troppe le variabili delle ipotesi applicative in gioco.

In proposito, in questa sede si può anticipare che occorrerà considerare - nella definizione del costo standard e dei *range* di premio/penalità - eventuali variabili esogene dovute a specificità che non devono ingiustamente penalizzare DSO fisiologicamente lontani dalla casistica standard.

L'attenzione alle specificità dei singoli DSO a maggior ragione andranno tenute in conto nell'unico elemento certo del meccanismo, assunto al punto 15.11 secondo cui nella “regolazione incentivante si ritiene che il soggetto a cui debbano essere riferiti/premi e penalità è l'impresa distributrice”. In proposito, pur condividendo l'approccio, è fondamentale che sia garantito il recepimento delle peculiarità territoriali e delle condizioni di posa nei valori di costo standard e di soglie di efficienza, onde evitare il possibile rischio di trasferimenti incrociati di risorse tra località (attuabili dai DSO *incumbent* a livello nazionale).

In merito alla forma dell'incentivo, possibili valutazioni sommarie – nell'attuale stato di indisponibilità di informazioni di dettaglio sull'intero schema di regolazione – portano a supporre che la maggiorazione del WACC possa essere di più facile implementazione per i DSO nonché di monitoraggio da parte dell'ARERA.

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

Se correttamente intesi gli orientamenti presentati, si ravvisa un netto miglioramento rispetto alle ipotesi prospettate in precedenza, laddove era stato indicato un sostanziale non accoglimento in tariffa degli investimenti riconducibili ad estensioni di rete che eccedano il livello individuato nelle condizioni minime di sviluppo (cfr. par. 15.17) sostanzialmente rispetto le due soglie: 10 metri per utente nei casi di comuni non disagiati e 25 metri per i casi di comuni disagiati.

Dalla lettura dell'appendice 2, risulterebbe infatti condivisibile l'ipotesi prospettata nella Parte III (di cui al paragrafo 8.1 Step2) gli sviluppi che superano tali soglie possono essere inserite nelle linee guida programmatiche d'ambito nel caso la ACB abbia fornito esito positivo.

Si chiede pertanto evidenza della corretta lettura di quanto sopra e cioè se gli investimenti afferenti gli sviluppi di rete in eccedenza rispetto alle soglie per i quali la ACB ha fornito esito positivo saranno riconosciuti in tariffa, più in generale se trovano capienza tariffaria tutti gli investimenti riferibili alle opere inserite nelle linee guida programmatiche d'ambito.

Entrando nel dettaglio dell'applicazione del metodo, è opportuno avere chiare alcune definizioni (i.e.: perimetro della “ACB semplificata d'ambito”, perimetro degli utenti coinvolti, ...), nonché considerarne alcune difficoltà (i.e.: corretta individuazione dell'alternativa zero, valorizzazione dell'alternativa teleriscaldamento, ...).

Resta da chiarire come i principi sopra esposti trovino applicazione nei casi a maggiore complessità rispetto le estensioni di rete (riferibili alle sostituzioni di condotte esistenti ovvero il potenziamento impianti) oppure nei casi di interventi la cui realizzazione è vincolata ad altri interventi.

In tema di definizione delle CMS, si chiede operativamente quali siano le modalità di valutazione sulla base di una ACB semplificata d'ambito (punto 8.1. Appendice 2).

Inoltre, in via generale, si chiede conferma che, a valle di un esito positivo dell'ACB eseguito dalla SA su dati stimati, un eventuale esito negativo di ACB eseguite dal DSO (per le attività ex. Sub criteri 1 e 2 del punto C1 del bando standard di cui al DM 226/11) sulla base di dati effettivi non abbia rilievo a fini della tariffa.

Infine, si vuole segnalare che la semplificazione di una vita utile a 25 anni (punto 5.5 dell'appendice 2) per le reti di distribuzione gas - a fronte di una vita utile tariffaria di 50/60 anni – potrebbe influire sull'attendibilità dei valori ottenuti con l'ACB.

S12. Osservazioni rispetto alle ipotesi di trattamento dei tetti ai riconoscimenti degli investimenti nelle località di nuova metanizzazione.

Al fine di semplificare la regolazione, si potrebbe valutare di applicare anche alle aree di nuova metanizzazione il trattamento previsto per le località con nuovi investimenti, con la logica del pieno *cost recovery* se si supera l'ACB.

Non si condividono le decurtazioni retroattive proposte nel DCO, in quanto non paiono giustificate in una logica di superata ACB.

S13. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative al trattamento degli investimenti in turboespansori.

La soluzione proposta di valutare che ai fini tariffari gli investimenti per tali impianti siano valutati sulla base di un costo standard sembra di non immediata applicabilità.

In ogni caso, si ritiene che tali investimenti debbano essere adeguatamente remunerati considerando sia il costo della cabina di riduzione sia quello dell'espansore.

In considerazione del contributo al risparmio energetico offerto dai turboespansori, si auspica che vengano annoverati tra gli investimenti innovativi incentivabili contenuti nella consultazione attesa a breve.

S14. Osservazioni rispetto alle ipotesi di regolazione degli investimenti relativi al servizio di misura.

Nessuna osservazione.

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

Si condivide l'ipotesi prospettata risultando la stessa tra quelle proposte dalla scrivente Federazione come risolutiva dell'annosa tematica.

Auspichiamo comunque un approfondimento in merito ai dettagli applicativi proposti.

Si chiede di rivedere quanto riportato a pag. 3 dell'appendice 3 in merito al calcolo del VRN, laddove è detto che "in assenza della perizia asseverata di VRN per la parte non soggetta a trasferimento oneroso, il valore di μ_p viene determinato, per ciascuna delle due porzioni, ...". Riteniamo auspicabile invece che la procedura di determinazione del VRN semplificato, fosse utilizzata solo per la porzione proprietaria che effettivamente non dispone di un VIR asseverato (tipicamente quella relativa agli Enti).

S16. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento del capitale circolante netto e delle poste rettificative.

Nessuna osservazione.

S17. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento dei contributi

Si condivide l'ipotesi prospettata, auspicando tuttavia la possibilità di completare lo scongelamento in un arco temporale di 12 anni, in modo da dispiegare il processo di scongelamento in coerenza con la durata di due periodi regolatori.

S18. Osservazioni rispetto alle ipotesi di intervento volte a gestire la problematica della mancata restituzione del capitale investito nel caso di sostituzione di misuratori tradizionali con smart

meter in attuazione delle disposizioni delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas.

Come già osservato nel documento *“Risposta in merito ai temi presentati all’Incontro tecnico di approfondimento con associazioni distributori gas”*, pur comprendendo la necessità da parte del Regolatore di omogenizzare i comportamenti degli operatori e traguardare obiettivi di semplificazione nell’ambito della disciplina delle dismissioni dei gruppi di misura, si chiede di adottare una soluzione parametrica che non generi effetti retroattivi sulla sistemazione in perequazione delle partite pregresse e che il meccanismo delle dismissioni individuato parta con l’avvio del V periodo regolatorio, quindi dal 2020.

S19. Osservazioni in relazione alle ipotesi relative all’impostazione del sistema tariffario.

Si suggerisce di garantire un contenimento delle quote fisse, per evitare la sostituzione del gas con combustibili alternativi inquinanti e meno sicuri (i.e. bombole, GPL, ...) da parte di utenze con consumi medio/bassi e un conseguente inefficiente utilizzo degli *asset* di rete.

S20. Osservazioni rispetto alla definizione degli ambiti tariffari

Nessuna osservazione.

S21. Osservazioni rispetto alle ipotesi di regolazione tariffaria delle reti canalizzate di distribuzione di gas diversi

Nessuna osservazione.

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

Non si condividono ipotesi di regolazione tariffaria per tali reti differenziate rispetto a quella prevista per la generalità delle reti di distribuzione interconnesse, in quanto le prime di fatto possono essere viste come realtà complementari (la migliore alternativa a queste ultime che avrebbero una ACB negativa) e simili (stesse regole di continuità, sicurezza, qualità commerciale, *unbundling*, ...) alle seconde.

Inoltre, l’applicazione della tariffa perequativa non genererebbe eccessivi extra-costi per i gestori d’ATEM (che possono ottimizzarli nelle sinergie con le parti d’ambito dove è presente la rete interconnessa) e avvantaggerebbe i clienti (in genere di aree rurali o montane che quindi non pagherebbero costi eccessivi).

S23. Osservazioni in relazione alle ipotesi di regolazione per le reti di distribuzione alimentate con carro bombolaio

Si propone l’analogo trattamento di cui al precedente spunto S22.