



OSSERVAZIONI AL  
DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE  
n. 655/2022/R/com DEL 9 dicembre 2022

*“CRITERI DI DETERMINAZIONE DEL COSTO RICONOSCIUTO SECONDO  
L'APPROCCIO ROSS-BASE. ORIENTAMENTI FINALI”*

## 1. PREMESSA

Il presente documento reca le osservazioni di Italgas al DCO 655/2022/R/com in merito ai *“Criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base. Orientamenti finali”*, pubblicato dall'Autorità in data 9 dicembre 2022.

Nel seguito, dopo alcune considerazioni di carattere generale, vengono riportate le risposte di Italgas ai quesiti posti dall'Autorità nel documento di consultazione.

Poiché questo terzo documento di consultazione, pur apprezzando la bozza di articolato, sembra disattendere le aspettative degli operatori circa la possibilità di potere ricevere informazioni più puntuali e compiute in merito ai principali elementi del nuovo approccio tariffario e alcuni dei quali essenziali sin da ora a orientare le scelte gestionali e di investimento degli operatori, non risulta ancora possibile esprimere orientamenti più precisi rispetto a quelli di seguito illustrati. In particolare, sarà solo in seguito alla pubblicazione di successivi documenti di consultazione afferenti alla regolazione di ciascun settore infrastrutturale, che sarà possibile fornire utili e conclusive considerazioni rispetto al DCO posto oggi in consultazione. Motivo per cui, la valutazione complessiva sugli impatti economici e organizzativi - anche rispetto al presente documento - è da intendersi rimandata a valle del completamento della proposta regolatoria complessiva. Pertanto, alla luce di tali ulteriori provvedimenti, ci riserviamo di potere eventualmente aggiornare le posizioni di seguito espresse.

## 2. CONSIDERAZIONI GENERALI

Si ribadisce la mancanza di chiarimenti in merito ai criteri generali per la definizione dei costi standard per la valorizzazione degli investimenti, che continuano a restare indefiniti, nonostante i tavoli di lavoro da tempo aperti con le imprese di distribuzione gas; in merito, il DCO rimanda ad ulteriori approfondimenti da svolgere nel 2023-2024, propedeutici ai test da effettuare prevedibilmente nel 2025; dato che, come precisato dalla stessa Autorità, la metodologia ROSS (sia nella versione base che in quella integrale) è imperniata sull'applicazione dei costi standard anche alla spesa di capitale, il fatto che il quadro delle regole per la loro determinazione resti indefinito, rende difficile esprimere un parere sulla stessa metodologia ROSS e sui suoi prevedibili impatti sui distributori gas.

Sarebbe pertanto opportuno prevedere la pubblicazione della delibera solo a valle del completamento degli approfondimenti tecnici che consentano, pur senza determinarne gli importi, almeno di definire le regole generali per la valorizzazione dei costi *standard* degli investimenti con riferimento a: prezziari, granularità dei cespiti, variabilità territoriale, perimetro (*per settore/cluster di imprese/singola impresa*), ecc. restando inteso che l'applicazione della nuova metodologia rimane subordinata all'esito positivo dei test che saranno effettuati. E' solo con la verifica di impatto sulla metodologia per il riconoscimento dei costi standard che potranno compiutamente essere valutati, ad esempio, i meccanismi di controllo e aggiustamento della baseline ex-post.

Tra gli elementi essenziali per orientare le scelte gestionali e di investimento degli operatori si segnalano:

- **metodologia di analisi dei rendimenti economico-finanziari.** Su questa, ARERA intende istituire un tavolo di lavoro con l'obiettivo di arrivare a una proposta finale entro il 2023. Per la distribuzione gas ciò non rileva particolarmente ai fini della conoscenza del meccanismo ipotizzato. Ciò in quanto l'avvio del nuovo periodo regolatorio con approccio ROSS dovrebbe avvenire nel 2026. Anzi, vi sarebbero due anni utili all'apprendimento e valutazione della metodologia. Tuttavia, occorrerebbe comprendere se, effettivamente, ARERA intenda adottare (*come anticipato nel DCO 317/2022*) un *tableau de board* basato sul meccanismo RORE di monitoraggio delle *performance* degli operatori. Ciò soprattutto se, sempre come anticipato nel DCO 317/2022, tale monitoraggio sarà finalizzato a future scelte regolatorie circa parametri rilevanti dell'approccio. In tal caso, gli operatori della distribuzione gas potrebbero trovarsi a dovere "subire" scelte di aggiustamento del meccanismo tariffario basate su *performance* altrui dato che, nel biennio 2024-2025 essi non saranno coinvolti nell'applicazione del metodo ROSS-base e nella misurazione delle proprie *performance* ai fini del *tableau de board*. *Performance* che potrebbe discostarsi di molto nel caso di soggetti che sono sottoposti a ad un non trascurabile elemento di maggior variabilità come quello dell'assegnazione del servizio tramite procedure concorsuali. Un aspetto centrale ai fini della determinazione di tale metodologia è la definizione della cosiddetta impresa nozionale. Anche rispetto a questa, ARERA intende utilizzare i dati acquisiti tramite i *business plan* previsionali. In merito all'adeguatezza di questo strumento si rimanda alla risposta allo spunto di consultazione S4.;

- **adozione di costi *standard* per la valorizzazione degli investimenti:** ARERA intende istituire un tavolo di lavoro per giungere alla formulazione di una proposta finale entro il 2024. Il 2025 potrebbe essere utilizzato ai fini di svolgere *test* in vista dell'applicazione dei costi *standard* nel 2026. Sarebbe auspicabile che l'Autorità fornisse maggiori dettagli in particolare sui test, ciò per comprendere come questi sarebbero svolti con riferimento a operatori, come i distributori gas, che vedranno l'applicazione dell'approccio ROSS-base presumibilmente solo nel 2026 secondo le previsioni dell'ARERA;
- **tasso di capitalizzazione:** data l'asimmetria che sussiste tra operatori della distribuzione sarebbe auspicabile adottare un tasso differenziato per impresa anche in virtù dei maggiori investimenti legati alla transizione energetica che gli operatori di maggiori dimensioni si trovano a effettuare. Inoltre, sarebbe utile ricordare – in continuità con il DCO 317/2022 – che occorrerebbe ricorrere a un tasso di capitalizzazione basato su valori storici basato sulle evidenze contabili di ciascuna società, che sono peraltro oggetto di controllo e certificazione da parte delle società di revisione. Senza considerare, che prima della novità dei *business plan* semplificati, ai distributori non era richiesto di fornire dati previsionali. Nel caso in cui per la determinazione dei tassi di capitalizzazione l'Autorità decidesse di basarsi su dati storici, essi dovrebbero essere possibilmente riferiti a un orizzonte temporale non troppo esteso al fine di mitigare l'impatto di fenomeni che siano poco rappresentativi del contesto di riferimento nel quale opera il soggetto regolato.

Inoltre, alcuni altri punti sollevati nel presente documento di consultazione meriterebbero maggiore chiarimento:

- **Affinamenti *infra-periodo* (§6.5 DCO):** ARERA intenderebbe riservarsi la possibilità di procedere ad affinamenti *infra-periodo* della regolazione ROSS-base, da definirsi per il periodo 2028-2031. Sarebbe auspicabile – al fine di assicurare la stabilità del quadro regolatorio – che tali affinamenti non andassero a impattare sull'impianto e le caratteristiche salienti del meccanismo tariffario. In aggiunta, sarebbe auspicabile effettuare tali eventuali affinamenti con congruo anticipo e tenendo conto che per i distributori gas tali affinamenti ricadrebbero nel mezzo del primo periodo regolatorio di applicazione del modello ROSS-base. Aspetto che renderebbe qualsiasi affinamento fonte di significativa incertezza per gli operatori oltre che di potenziale discontinuità regolatoria.

- **Armonizzazione tra approccio tariffario e disciplina gare gas:** sembra rimanere ancora sospesa la questione relativa all'armonizzazione tra disciplina tariffaria e disciplina delle gare gas sollevata nella risposta al precedente DCO 317/2022. Una necessità tanto maggiore alla luce della novità introdotta da questo DCO con riferimento alla redazione di *business plan* semplificati contenenti dati previsionali che potrebbero subire notevoli, quando non radicali cambiamenti in funzione dell'esito delle gare successive alla presentazione di detti *business plan*.

### 3. RISPOSTE PUNTUALI AI QUESITI DELL'AUTORITÀ

**S1. Osservazioni rispetto alla durata del periodo di vigenza dei criteri generali contenuti nel TIROSS e sulla durata dei singoli periodi di regolazione dei singoli servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.**

Non ci sono osservazioni.

**S2. Osservazioni sull'impostazione generale del sistema tariffario nel contesto ROSS.**

L'impostazione generale del sistema tariffario così delineata solleva alcuni punti che sembrerebbero meritevoli di chiarimento:

- sembra verificarsi uno stravolgimento della logica *TOTEX* per come sembra essere definita nel Regno Unito e a cui sembrava ispirarsi il regolatore italiano: ossia la logica previsionale, che si sostanzierebbe nella redazione di *business plan*, sulla cui base determinare i ricavi ammessi degli operatori. Se la determinazione *ex-post* della componente *fast money* è apparentemente coerente rispetto all'approccio ROSS-base, per il quale in principio non sarebbe prevista la redazione di *business plan*, tale coerenza sembrerebbe venire meno quando si considerano gli orientamenti ARERA sull'acquisizione delle proiezioni di spesa. Di fatto, come illustrato più nel dettaglio nel seguito, gli orientamenti ARERA finiscono col determinare nella sostanza l'elaborazione di previsioni di spesa da parte degli operatori che sembrano equiparare il meccanismo ROSS-base al meccanismo ROSS-integrale.

- inoltre, non appare chiaro se tali proiezioni di spesa sarebbero impiegate anche per la determinazione *ex-ante* degli *Opex* che integrano i corrispettivi tariffari applicati agli utenti del servizio. Se così non fosse, verrebbe a determinarsi un doppio aggravio per gli operatori: da una parte introducendo un'attività, quella di elaborazione dei dati previsionali, che sulla carta non avrebbe dovuto esservi per l'approccio *ROSS-base*, dall'altra, se per stimare i costi operativi ai fini dei corrispettivi all'utenza finale gli operatori dovessero utilizzare fonti di dati diverse.

In merito all'ipotesi che la determinazione dei ricavi ammessi (*e la relativa perequazione rispetto ai ricavi effettivi*) con riferimento all'anno *t* sia prevista nell'anno *t+2* (*anziché nell'anno t+1 come attualmente previsto*), si sottolinea la crescente difficoltà di redazione dei bilanci per competenza e i rischi di esposizione finanziaria a carico degli operatori. Si ritiene pertanto necessario che la definizione dei ricavi ammessi e la liquidazione dei saldi di perequazione con la nuova metodologia avvengano negli stessi tempi attualmente previsti (*cioè entro l'anno successivo a quello di riferimento delle corrispondenti tariffe obbligatorie*).

<b>S3. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative agli strumenti regolatori per monitorare la finanziabilità degli investimenti.</b>
---

Si conviene che la valutazione circa la finanziabilità degli investimenti debba tener conto dell'impatto per la cosiddetta impresa nozionale in modo da lasciare agli operatori la possibilità di attuare politiche di finanziamento che permettano ulteriore creazione di valore e non diventino pertanto vincoli stringenti. In tal senso si ritiene molto importante che le valutazioni di finanziabilità tengano conto, non solo della copertura dei costi del finanziamento del debito e delle valutazioni poste in essere dalle agenzie di *rating*, ma siano sottese a garantire un adeguato ritorno del capitale (*equity*) così come riconosciuto anche nella formula del *WACC*.

In termini generali, si condivide comunque l'utilizzo dei nuovi *ratios*, anche se non sono indicati i valori di riferimento.

**S4. Rispetto agli schemi riportati nelle Tabelle 1, 2 e 3, come si valuta l'ipotesi di acquisire proiezioni basate sui dati effettivi di ciascuna impresa e su proiezioni riferite a un'impresa nozionale, con caratteristiche definite dal regolatore in coerenza con le decisioni assunte in materia di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito?**

**S5. Si ritiene che alcune delle informazioni/dati acquisiti debbano essere gestiti in modo riservato da parte dell'Autorità? Motivare la risposta**

Si ritiene opportuno che, per l'impresa nozionale, ci sia coerenza con le assunzioni del WACC, se anche l'indicatore *ROE* (*Return on equity*) viene valutato.

L'ipotesi di acquisire proiezioni di spesa richiede perlomeno i seguenti ulteriori chiarimenti:

- pur non costituendo dei *business plan* nello spirito del meccanismo *TOTEX* adottato nel Regno Unito per i settori idrico e dell'energia (*unici esempi oggi disponibili al riguardo*), nella sostanza i dati che ARERA intende così acquisire sembrano equiparare il meccanismo *ROSS-base* al meccanismo *ROSS-integrale*. Del resto, la stessa ARERA fa riferimento a tali proiezioni di spesa come *business plan* semplificati. Tale ipotesi farebbe venire meno uno dei principali tratti caratteristici del meccanismo *ROSS-base*: ossia l'assenza dell'obbligo di dovere redigere *business plan* articolati e basati su analisi di scenario. Una simile eventualità sottoporrebbe i distributori gas a significativi costi gestionali in virtù della numerosità ed eterogeneità degli *ATEM* serviti. Senza considerare le complessità dovute all'adozione di costi *standard*. Eventualità che anche ARERA considerava non percorribile per i distributori gas, come espresso in precedenti DCO, e su cui Italgas ha posto l'attenzione nelle sue risposte a questi stessi DCO;
- inoltre, la necessità di elaborare dati previsionali da parte degli operatori, anche per definire la *baseline* dei costi operativi non sembrerebbe comprensibile alla luce del fatto che la determinazione di tale *baseline* nell'approccio *ROSS-base* avviene al più anno-su-anno (*si veda box 2 a pag. 12 del DCO*) e poi *ex-post* (*dato che l'approccio ROSS-base utilizza costi standard*) per effettuare il confronto con la spesa effettiva;
- se l'obiettivo di ARERA è quello di definire dimensioni regolatorie (*tassi di capitalizzazione, ammortamento, baseline dei costi operativi*) facendo riferimento al livello di spesa ipotetico di un operatore efficiente ciò non necessita della redazione di



*business plan*. Nel Regno Unito, infatti, tale esigenza è stata soddisfatta dal regolatore di settore attraverso un approccio econometrico basato su dati storici forniti dai distributori;

- inoltre, stante l'obiettivo che ARERA sembra prefiggersi con l'utilizzo dei *business plan* semplificati, ciò esporrebbe al rischio di asimmetria informativa a danno del regolatore che si troverebbe così a utilizzare i *business plan* semplificati per la stima di *baseline*, ammortamento e altre dimensioni regolatorie su dati non prevedibili con un adeguato livello di dettaglio.

In sintesi, si valuta criticamente l'ipotesi di acquisire, anche nel contesto del ROSS-base, proiezioni pluriennali di spesa basate sui dati effettivi di ciascuna impresa, considerato che il dato previsionale più rilevante (*la spesa per investimenti*) viene già fornito dalle imprese di distribuzione quotate attraverso il piano di sviluppo pluriennale delle infrastrutture comunicato ai mercati finanziari, mentre i risultati del conto economico sono fortemente dipendenti dalle tariffe che la stessa Autorità intende definire.

Si rileva inoltre la necessità che qualsiasi dato prospettico trasmesso venga gestito in modo riservato/secretato da parte dell'Autorità per evitare di diffondere informazioni sensibili anche ai fini delle gare che gli operatori non sono tenuti a comunicare, essendo dati prospettici e non storici.

Per le imprese di distribuzione è inoltre difficile individuare il perimetro di riferimento dei dati previsionali richiesti, che è soggetto a variazioni annuali per effetto delle gare d'ambito, in merito al cui esito ciascun operatore può fare assunzioni differenti sulla base dei propri *target* di mercato: la riduzione del numero di *ATEM* così come la gradualità nell'attuazione dell'approccio ROSS sono aspetti che non mitigherebbero in alcun modo l'incertezza che gli stessi fronteggiano rispetto al perimetro delle attività future e causata dall'aleatorietà degli esiti di nuove procedure di affidamento. Ciò renderebbe poco attendibile la redazione di un *business plan*, soprattutto nell'ipotesi di periodi regolatori che iniziano a cavallo della conclusione del periodo di concessione. Inoltre, nell'ipotesi di mancata aggiudicazione della gara, la redazione del *business plan* si tradurrebbe in un'attività i cui oneri non troverebbero alcun ristoro nei meccanismi tariffari, oltre che risultare del tutto inutile, quando non fuorviante.



Relativamente alle informazioni/dati acquisite da ARERA, si rileva che il settore comprende un gran numero di società quotate che sono soggette a specifica normativa sulla *disclosure* delle informazioni rilevanti. I dati oggetto delle proiezioni nei conti annuali separati potrebbero non necessariamente essere gli stessi in termini di frequenza temporale e/o dettaglio che tali imprese diffondono al mercato, da cui ne deriva l'importanza di mantenerli riservati o comunque di ponderare con la massima attenzione il livello, il contenuto e la frequenza di *disclosure* al fine di tutelare gli interessi di un settore chiave come la distribuzione gas, asset strategico del Paese.

**S6. Osservazioni rispetto alle ipotesi per la definizione degli incentivi all'efficienza totale.**

La preferenza rispetto all'uno o all'altro meccanismo non è definibile *ex-ante* nella misura in cui dipende da informazioni circa la capacità di efficientamento dell'operatore regolato. Tuttavia, alcune riflessioni possono essere avanzate:

- l'approccio *SBP* presenta degli elementi di continuità con l'attuale meccanismo di recupero delle efficienze previste dalla *RTDG* per il quinto periodo regolatorio. Ossia la fissazione di un *x-factor* pari allo 0% e il quale permette di mantenere invariato nel tempo il livello della *baseline* a prezzi costanti. Aspetto da privilegiare, considerando anche l'impatto positivo dei fattori Y e Z, rispetto a una riduzione nel tempo della *baseline* in presenza di un *x-factor* positivo come nel meccanismo *SAP*;
- rispetto al meccanismo *TIM* ipotizzato nel DCO 317/2022 le maggiori efficienze (*ma anche le minori efficienze*) sono trattenute per un periodo di tempo più lungo in entrambi i meccanismi *SAP* e *SBP*;
- la scelta tra *SAP* e *SBP* è prevalentemente determinata dal livello di confidenza dell'operatore circa la bontà delle sue *performance* e quindi dal suo livello di avversione o propensione al rischio.

Si sottolinea inoltre che non viene chiarito il criterio (*rimandato alla regolazione dei singoli servizi*) col quale il recupero di efficienza totale sarà ripartito tra costi operativi e di investimento, criterio rilevante in quanto alle due quote si applicano diversi coefficienti di *sharing* tra impresa e utenti, per cui è difficile esprimere un parere in merito all'impatto dei

meccanismi di incentivazione all'efficienza che, per la quota allocata sui costi operativi, sono articolati in 2 schemi alternativi. Inoltre, non è chiaro come tale coefficiente di ripartizione *OPEX/CAPEX* si colleghi ai tassi di capitalizzazione.

Parimenti, non è chiaro il significato e l'utilizzo della formula per la determinazione dell'indice dei costi degli investimenti riportata nel *box 3 (e al punto 23.2 dello schema di articolato)*.

Si sottolinea la necessità che per il primo anno di applicazione del modello *ROSS* la *baseline* di spesa venga definita in coerenza con il meccanismo attualmente in vigore ossia per la parte di *opex* dovrebbe rappresentare una media tra il costo operativo effettivo (*COE*) e il costo operativo riconosciuto (*COR*) e non basarsi esclusivamente sul *COE*.

Non si condivide, inoltre, la previsione di considerare per la definizione della *baseline* dei costi operativi, oltre alla media dei costi effettivi del periodo precedente, le attese di recupero di produttività dall'ultimo anno del periodo precedente al primo di quello successivo, dal momento che la *baseline* di spesa così concepita sembra scontare già delle efficienze potenziali, che non è sicuro saranno effettivamente realizzate.

Si ribadisce, inoltre, che le informazioni rese disponibili da parte di ARERA sono ancora carenti per avere una chiara visione dell'orientamento sull'applicazione dei meccanismi di *sharing*: non sono stati resi noti i coefficienti puntuali e l'unico esempio numerico fornito fa esclusivamente riferimento al modello *SBP* e presenta potenziali refusi (*ad esempio la baseline di spesa del nuovo periodo regolatorio è fissata pari alla spesa effettiva dell'ultimo anno del periodo di regolazione cioè 90 anziché pari a una media*). Risulta, inoltre, fondamentale chiarire con quale livello di gradualità si prevede l'applicazione del meccanismo di *sharing* cioè se sulla base della singola impresa, di *cluster* di imprese (*come attualmente previsto per la definizione dell'x-factor*) o dell'intero settore della distribuzione gas naturale.

In assenza di tali informazioni, rimandate alla regolazione specifica di settore, risulta impossibile definire una posizione puntuale o comunque fornire utili osservazioni.

<b>S7. Osservazioni rispetto alla definizione dei criteri generali per la fissazione dei tassi di capitalizzazione.</b>
---

Si ribadisce che l'ipotesi di stabilire un tasso di capitalizzazione *ex-ante* da parte dell'Autorità rischia di introdurre ulteriori elementi di complessità nonché ulteriori rischi per le imprese del settore; pertanto, in ogni caso, si ritiene che il tasso di capitalizzazione debba basarsi sulle evidenze contabili di ciascuna società, che sono peraltro oggetto di controllo e certificazione da parte delle società di revisione. Solo in subordine, si può considerare la possibilità di utilizzare un approccio basato sui *cluster* in linea con l'attuale definizione dei costi operativi.

Si segnala un potenziale refuso nello schema di articolato laddove all'art. 26.1 si indica che: *“la quota slow money è pari alla somma del prodotto della spesa effettiva di capitale ... per il tasso di capitalizzazione ...”*: non è chiaro il significato della formula per la determinazione dello *slow money*, in quanto sembrerebbe che il tasso di capitalizzazione sia moltiplicato per la spesa effettiva di capitale anziché per la spesa effettiva complessiva.

#### **S8. Osservazioni rispetto alle ipotesi di allineamento dei criteri di regolazione.**

Si ritiene preferibile, in linea generale, l'adozione dell'opzione CO.C (*approccio semplificato in cui tutto il capitale investito non ammortizzato alla data di cut-off venga restituito in un periodo di tempo prefissato*) tuttavia senza prevedere una omogeneizzazione delle vite residue della *RAB* al tempo del *cut-off* tra settori che hanno diverse prospettive di vita utile e residua degli assets.

Infatti, pur considerando che l'allineamento dei criteri regolatori tra settori è un'opzione che ha il beneficio di semplificare e ridurre i costi dell'operato dell'Autorità, una simile decisione sarebbe incoerente sia rispetto al contesto di riferimento sia agli obiettivi ROSS-base. Il contesto di riferimento presenta infatti una elevata eterogeneità tra i diversi settori regolati – nel caso della distribuzione gas esacerbata dalla eterogeneità tra *ATEM* – la quale diventerà tanto maggiore a fronte dei contributi al processo di decarbonizzazione che richiedono investimenti diversi, anche per grado di innovazione, ai diversi settori.

#### **S9. Osservazioni rispetto al trattamento dell'inflazione.**

Si ritiene condivisibile l'aggiornamento *ex-post* della *baseline* di spesa fissata *ex ante* sulla base del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e

impiegati, rilevato dall'Istat per la parte riferita all'*opex* e in base al tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat per la parte riferita al *capex*. Allo stesso modo, si ritiene opportuno che anche la quota *slow money* venga rivalutata con il deflatore.

Si sottolinea, in ogni caso, la necessità di meglio definire i periodi di osservazione dell'indice di riferimento in modo da garantire sempre l'utilizzo dei dati più recenti disponibili e la loro concatenazione temporale.

***S10. Osservazioni rispetto a specificità del servizio di distribuzione del gas naturale.***

Si ribadisce che la metodologia ROSS non è compatibile con la fase di transizione verso le gestioni per ambito. Si evidenzia la contraddittorietà intrinseca delle considerazioni dell'Autorità, che esordisce affermando la compatibilità del ROSS-base con i meccanismi di concorrenza per il mercato previsti per l'affidamento del servizio per poi subito dopo ammettere la necessità di ulteriori approfondimenti (*peraltro su aspetti non certo marginali, come le modalità di restituzione del capitale investito*) e concludere con una ipotesi di armonizzazione tra la disciplina regolatoria e la disciplina delle gare gas la cui realizzazione a prima vista, oltre a non dipendere solo dalla volontà dell'Autorità, pare molto difficile se non impossibile da ottenersi nell'attuale fase di transizione ma solo al completamento del processo di aggiudicazione delle gare d'ambito.

***S11. Osservazioni rispetto ai meccanismi di gestione delle incertezze.***

Vale qui la pena ribadire, come già espresso da Italgas nella risposta al precedente DCO 317/2022, che i meccanismi di gestione delle incertezze dovrebbero essere specifici per settore, come proposto da ARERA nel DCO 317/2022.

Si condivide, inoltre, la proposta di prevedere l'introduzione di un tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e da mutamenti del quadro normativo (*fattore Y*) e di un tasso di variazione per la copertura di costi incrementali legati a nuovi investimenti (*fattore Z*), tuttavia non si ritiene opportuno

subordinare la loro attivazione (*trigger*) solo al raggiungimento di una soglia di impatti sui ricavi tariffari.

A tal fine sarebbe auspicabile un maggiore dettaglio su tali fattori in virtù dell'adeguamento basato su costi standard. Alcuni ulteriori aspetti da considerare possono essere i seguenti: driver di incertezza specifici per settore, tempistiche e modalità di aggiornamento infra-periodo dei ricavi ammessi per riflettere gli effetti dei driver incertezza, eventuali obblighi informativi per gli operatori al fine di supportare l'esigenza di aggiustamenti.