DCO 655/2022/R/com
Criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS BASE – Orientamenti finali

Osservazioni PROXIGAS

23 gennaio 2023

Premessa

Proxigas formula le proprie osservazioni agli orientamenti finali delineati nel documento per la consultazione (di seguito anche DCO) 655/2022/R/com con riferimento ai criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base.

Osservazioni generali

Proxigas, in primo luogo, ringrazia per i chiarimenti e l'ulteriore materiale reso disponibile nell'ambito del Focus group organizzato lo scorso 17 gennaio, risultato molto prezioso per una maggiore comprensione delle proposte contenute nel DCO e per la formulazione delle osservazioni di seguito riportate.

In via preliminare si rileva tuttavia come alcuni degli orientamenti finali illustrati nel DCO non forniscano indicazioni di dettaglio e pertanto risultino necessari degli esempi numerici/modelli di calcolo che rendano più espliciti gli aspetti metodologici sottostanti al trattamento regolatorio ROSS-base che verrà introdotto per i servizi infrastrutturali regolati (ad es. riguardo ai tassi di capitalizzazione e allo sharing delle efficienze).

Le principali caratteristiche del nuovo quadro di regolazione tariffaria per i servizi infrastrutturali, oggetto di illustrazione nel DCO, confluiranno nel testo integrato relativo alla Regolazione tariffaria per Obiettivi di Spesa e di Servizio (TIROSS) recante i criteri generali di determinazione del costo riconosciuto secondo il modello ROSS per il periodo 2024-2031.

Il TIROSS fisserà i principi e criteri generali di regolazione e sarà completato solo nel corso dell'anno 2023 con le ulteriori disposizioni relative alla regolazione tariffaria per obiettivi di spesa e di servizio, in particolare con riferimento alla i) metodologia di analisi dei rendimenti economico-finanziati – RORE, ii) financial model, acquisizione delle proiezioni di spesa, rendicontazioni e riconciliazioni, iii) eventuale adozione dei costi unitari standard per la valorizzazione degli investimenti da utilizzare sia nel cotesto ROSS-base-R che nel contesto ROSS-integrale.

Inoltre, nell'ambito delle regolazioni tariffarie specifiche di ciascun servizio infrastrutturale regolato dei settori elettrico e gas saranno individuati i parametri specifici rilevanti ai fini del TIROSS, in prossimità dell'avvio dei relativi periodi di regolazione (nei mesi finali dell'anno 2023 per i servizi di trasporto gas e rigassificazione del gnl, nonché trasmissione e distribuzione elettrica).

Apprezzando e condividendo l'orientamento dell'Autorità di subordinare a successivi necessari approfondimenti le ulteriori disposizioni che andranno a completare il TIROSS, nonché di definire le numeriche del valutare e riconoscere le specificità delle diverse attività regolate, evidenziamo al contempo come il quadro completo delle disposizioni afferenti alla determinazione dei costi riconosciuti dei servizi infrastrutturali non sarà disponibile prima della fine dell'anno 2023 per i servizi con nuovo periodo di regolazione che decorre dal 2024.

A tal proposito, si evidenzia l'opportunità che il TIROSS – anche con riferimento alla cornice dei criteri generali illustrati nel DCO - sia adottato solo una volta completato tutto il percorso degli approfondimenti previsti, considerando altresì le specifiche caratteristiche di ogni singolo servizio e settore.

Posta la rilevanza delle disposizioni relative alla regolazione tariffaria per obiettivi di spesa e di servizio, per gli operatori è di fondamentale importanza che tale disciplina sia definita con una compiuta valutazione di tutti i dettagli e gli aspetti metodologici sottostanti.

Un'adozione di tutto il testo completo del TIROSS, a valle della definizione di tutti gli elementi che lo compongono, risulta necessaria ai gestori dei servizi infrastrutturali per formulare le proprie considerazioni consapevoli degli impatti del nuovo regime regolatorio nonché l'eventuale revisione di taluni elementi del quadro generale della nuova disciplina, che viceversa non saranno più modificabili o, quantomeno, lo saranno in maniera molto limitata.

Sarebbe inoltre auspicabile che l'adozione del testo completo del TIROSS fosse accompagnata dalla previsione di una sua implementazione "sostenibile", che non irrigidisca il sistema con eccessivi adempimenti, sia con riferimento al *burden* in capo agli operatori dei servizi regolati che a quello gestionale per gli Uffici dell'Autorità; si dovrebbe procedere con la maggiore gradualità e prudenza possibile, soprattutto con riferimento alla prima fase di applicazione del nuovo framework e all'ipotesi di utilizzo di costi unitari standard per la valutazione degli investimenti, la cui definizione entro l'anno 2023 appare oltre modo sfidante. Con riferimento al tema dei costi standard e benchmark, si rimanda alle osservazioni contenute nella nostra risposta al DCO 317/2022.

Con riferimento poi specifico al servizio della distribuzione del gas naturale, rimandando alle osservazioni già trasmesse in occasione delle precedenti consultazioni in cui venivano evidenziati i limiti e la complessità di applicazione dell'approccio ROSS in virtù delle peculiarità derivanti dalla disciplina giuridico-economica di assegnazione delle gare ATEM, si auspica possa essere valutata l'individuazione di una soluzione ROSS-semplificata da applicare ai distributori gas, a valle degli opportuni confronti con gli operatori del settore (anche in riferimento alla durata di 8 anni del periodo regolatorio, aspetto prospettato per la prima volta in questo ultimo DCO).

Giova qui inoltre sottolineare come non solo per il settore elettrico il processo di transizione energetica nel prossimo futuro potrà prevedere un aumento degli investimenti, anche con ammontari che presentano una certa discontinuità con il passato.

L'eccezionalità della situazione attuale e la portata storica dei cambiamenti che hanno coinvolto nell'ultimo anno il settore energetico impongono una profonda e ampia riflessione recuperando una visione del sistema energetico che riconosca alle infrastrutture gas il ruolo strategico, anche prospettico, che rivestono nel garantire la sicurezza delle forniture e che ne promuova uno sviluppo abilitante la diversificazione, l'efficientamento e, complessivamente, la competitività delle fonti di approvvigionamento per il sistema energetico nazionale.

Il dibattito energetico negli ultimi anni è stato troppo spesso polarizzato e concentrato solo su alcuni aspetti, più in logica di esclusività che di complementarità e sinergia delle diverse soluzioni. La crisi attuale ha evidenziato le fragilità del nostro sistema energetico nazionale e di quello europeo. Le politiche energetiche sono state focalizzate solo sulla sostenibilità ambientale, dando per scontata la garanzia di poter sempre disporre di risorse energetiche in abbondanza e a prezzi competitivi, anche senza investimenti a supporto. Al tempo stesso

è stata sottovalutata la complessità del percorso di transizione energetica, delineato trascurando la variabilità e le incertezze sulle relative tempistiche attuative.

Si ritiene ora necessario recuperare una nuova consapevolezza e lavorare per rendere il sistema energetico più resiliente rispetto ad un contesto globalmente interconnesso - con dinamiche evolutive di difficile previsione - rispetto ad un percorso di transizione energetica che vedrà alternarsi fasi di accelerazione e di arresto e rispetto ad un processo di evoluzione tecnologica che, nel tempo, potrà rendere alcune soluzioni più performanti e sostenibili di altre.

La diversificazione e la complementarità delle soluzioni rappresentano quindi valori essenziali e strategici per il Paese e vanno interpretate come diversificazione delle fonti di approvvigionamento, dei vettori di trasmissione e delle tecnologie, valorizzando il loro impiego in una logica sinergica. Questo per garantire la sicurezza e la continuità delle forniture, la stabilità e la competitività dei prezzi, l'efficienza e la qualità dei servizi energetici e per conseguire, in tempi brevi, esternalità positive sul piano ambientale.

In questo contesto va quindi riconosciuto al gas il ruolo di fonte e vettore anch'esso essenziale per sostenere e rendere attuabile il percorso di transizione energetica.

Sarà quindi necessario realizzare nuove infrastrutture gas, per garantire adeguati margini di flessibilità e di sicurezza, riconsiderando quindi il concetto di "used and useful" in relazione alle logiche di contendibilità dei mercati ormai globalizzati dell'energia e alle esigenze di stabilizzazione dei prezzi.

Per questo, valorizzando l'esperienza maturata, occorre avere una visione di medio-lungo termine che possa assicurare il raggiungimento degli obiettivi attesi, in termini sia di sostenibilità ambientale sia di sicurezza, competitività e sostenibilità economica e sociale.

Il ruolo fondamentale ricoperto nel mercato energetico da parte delle infrastrutture gas è emerso in modo molto evidente negli ultimi mesi. Tali infrastrutture servono oggi e serviranno in futuro per affrontare i temi di sicurezza e il percorso di transizione.

La necessità di garantire la sicurezza e la diversificazione degli approvvigionamenti, le prospettive legate alla diffusione di biometano, idrogeno e altri gas rinnovabili, nonché l'importanza di garantire un sistema energetico flessibile, bilanciato e resiliente sono solo alcuni dei fattori chiave sottesi alla necessità di investire nelle infrastrutture gas per garantire l'accesso a risorse competitive e/o prossime al mercato energetico nazionale, in un approccio alla decarbonizzazione che sfrutti in modo coordinato tutte le risorse e gli asset esistenti e pianificati anche a livello comunitario garantendo competitività e accessibilità sociale.

Risulta pertanto fondamentale che anche i presupposti concettuali alla base della futura regolazione ROSS poggino sulla visione strategica coordinata sopra illustrata.

Con riferimento agli orientamenti delineati nel DCO, si riportano di seguito alcune osservazioni con particolare focus sui temi che riguardano l'approccio ROSS-base.

A valle della definizione completa del TIROSS, sarebbe molto utile la pubblicazione da parte di ARERA di un manuale per guidare gli operatori nell'attuazione del nuovo modello, minimizzando il rischio di errori di applicazione.

Infine, si coglie l'occasione per chiedere che i prossimi incontri dei Tavoli di lavoro con operatori e associazioni siano organizzati in sedi che permettano anche il collegamento "da remoto", consentendo al contempo la partecipazione in presenza.

Con riferimento allo schema di articolato allegato al DCO, si suggeriscono le seguenti modifiche e integrazioni:

- Articolo 1 – definizioni: maggiore/puntuale definizione degli approcci ROSS-base-R e ROSS-base-T, ovvero degli aspetti specifici dei modelli ROSS-base-R e ROSS-base-T;
- Articolo 6 – chiarire su perimetri di gestione nei casi di acquisizioni e/o fusioni;
- Articolo 26 – correzioni refusi al comma 26.1 e 26.2

Risposte agli spunti di consultazione

Nuovo quadro regolatorio

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.

In linea di principio le durate prospettate - TIROSS di 8 anni e 4 anni per i periodi di regolazione dei singoli servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas - sembrano percorribili, salvo opportuni approfondimenti connessi alle specificità dei singoli servizi e a condizione che gli operatori siano messi (quantomeno) nelle condizioni di disporre di un insieme di elementi informativi paragonabile a quelli di cui oggi gli stessi dispongono in occasione dell'avvio di un nuovo periodo regolatorio.

Ciò premesso, come già evidenziato nelle osservazioni generali, si auspica sia prevista una gradualità di passaggio alla nuova regolazione e adeguate tempistiche di valutazione e implementazione: a tal proposito, suggeriamo di valutare un posticipo dell'applicazione del ROSS-base, con graduale introduzione dell'approccio ROSS-integrale nel corso del periodo 2028-2031. Ciò garantirebbe l'allineamento delle tempistiche relative alla regolazione tariffaria, ai criteri di calcolo del WACC e del beta, favorendo un framework regolatorio coerente.

L'eventuale introduzione del Ross-base potrebbe ritenersi applicabile solo in caso di un'adeguata flessibilità nella fissazione delle leve regolatorie per gestire il passaggio al nuovo contesto.

Con riferimento allo stoccaggio del gas naturale, laddove per sincronizzare i periodi regolatori e la vigenza del TIROSS si dovesse rendere necessario applicare una durata del periodo regolatorio differente da 4 anni, si riterrebbe preferibile che fosse disposto un primo periodo regolatorio più breve e uno successivo di 4 anni, in luogo di uno unico di 6 anni. In tal ultimo caso, si auspica che quantomeno sia previsto un aggiornamento infra-periodo che preveda anche la possibilità di modificare la scelta dell'operatore in merito alla soluzione di incentivo all'efficienza con le medesime modalità ammesse fra la fine di un periodo regolatorio e l'inizio di uno nuovo.

Con riferimento alla distribuzione del gas naturale si ritiene opportuno che la durata del periodo di regolazione sia definita nell'ambito delle consultazioni della specifica disciplina tariffaria del settore, fermo restando che la rimodulazione a 4 anni potrebbe comprimere l'orizzonte prospettico di visibilità e prevedibilità, a discapito dell'obiettivo di favorire la stabilità regolatoria andando ad accentuare la complessità e le incertezze già insite nella predisposizione dei piani economico finanziari per la partecipazione alle gare d'ATEM, tenuto conto che l'affidamento tramite procedure competitive comprende un periodo di 12 anni.

Impostazione generale sistema tariffario

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

In linea di principio si ritiene condivisibile l'impostazione generale del sistema tariffario nel contesto ROSS prospettata nel DCO, che conferma la previsione di calcolo delle tariffe dell'anno 2024 in sostanziale continuità con i criteri attuali.

Con riferimento al *tariff decoupling*, che prevede l'applicazione ai clienti finali di corrispettivi del servizio disaccoppiati dai parametri utilizzati per il dimensionamento del ricavo ammesso a copertura dei costi del servizio (a valle del confronto della baseline iniziale con i costi effettivi sostenuti dagli operatori), si evidenzia la necessità di limitare gli scostamenti alle sole differenze riconducibili ai *gap* che si registreranno tra la baseline definita ex-ante ed ex-post e all'applicazione dei meccanismi d'incentivazione.

Si condivide la previsione di istituire appositi meccanismi di perequazione che garantiscano il bilanciamento tra i ricavi effettivi e i ricavi ammessi per l'anno t, intendendo con t l'anno di applicazione della tariffa (determinata nell'anno t-1) stante l'importanza di garantire una prevedibilità crescente dei ricavi e delle tariffe, che consenta a tutti gli stakeholders di essere meno esposti alla variabilità e all'incertezza dell'evoluzione tariffaria. Tale regolazione delle partite economiche dovrebbe avvenire entro la fine dell'anno t+1 a valle della determinazione delle tariffe definitive (e non entro l'anno t+2 come sembra di intendere da quanto prefigurato nel DCO), salvo esigenze particolari di singoli servizi.

Appare infine in linea generale ragionevole che nelle regolazioni specifiche per ciascun servizio possano essere definiti meccanismi di perequazione in acconto, basati su determinazioni provvisorie dei corrispettivi che dimensionano il ricavo delle imprese, che garantiscano equilibrio finanziario dei soggetti regolati, anche se sarebbe necessario acquisire maggiori dettagli per poter svolgere valutazioni più accurate.

Finanziabilità degli investimenti e previsioni di spesa

S3. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative agli strumenti regolatori per monitorare la finanziabilità degli investimenti.

In via preliminare, si sottolinea che quanto riportato al paragrafo 8.5 sembra, a nostro avviso, essere opinabile e non in linea con l'approccio di neutralità tecnologica; si richiama pertanto sul punto a quanto già espresso nelle Osservazioni generali.

In generale si condivide la previsione di allinearsi all'approccio seguito dalle agenzie di rating per la determinazione di indicatori per la valutazione della finanziabilità, nonché l'opportunità di svolgere ulteriori approfondimenti in merito agli specifici indicatori nell'ambito di gruppo di lavoro dedicati.

Nell'ambito degli approfondimenti da svolgere riteniamo opportuno che l'implementazione degli strumenti per monitorare la finanziabilità degli investimenti (par. 8.10 del dco) sia subordinata alla facoltà dei singoli operatori di presentare specifiche istanze in merito (opzione presentata nell'allegato Oxera). Sulla base di prime valutazioni, agli operatori potrebbe risultare complesso e difficoltoso - oltre che non strettamente necessario - redigere stime per diversi anni futuri delle grandezze riportate nelle Tabelle 1, 2 e 3 del DCO. Eventualmente, si potrebbe valutare una semplificazione degli indicatori da fornire nell'ambito delle previsioni di spesa, in funzione delle specificità del settore (es. previsioni di spesa circoscritte alle spese prospettiche di Capex ed Opex).

Inoltre si segnala che la gran parte degli indicatori della finanziabilità delineati nel DCO risultano simili ma non identici a quelli utilizzati dalle principali agenzie di rating, che comunque svolgono le loro analisi sulle società nel loro complesso (senza distinzione tra attività e tra attività regolate e non regolate). Risultano, ad esempio, meno familiari quelli denominati "AICR (Adjusted Interest Coverage Ratio)" e "Nominal PMICR (Post Maintenance Interest Coverage Ratio)" e sarebbe pertanto necessario che l'ARERA fornisse maggiori chiarimenti riguardo alle relative modalità di calcolo e funzionamento, nonché in merito al loro utilizzo.

Infine, sarà importante definire come rapportare e coordinare i risultati del gestore delle infrastrutture con quelli dell'impresa nozionale individuata da ARERA.

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?

In linea generale, si ritiene che l'orientamento dell'ARERA di acquisire dagli operatori previsioni dei dati economico-patrimoniali su un orizzonte pluriennale (nello specifico, 5 anni) debba essere ulteriormente approfondito nei Tavoli di lavoro dedicati.

In particolare, si esprimono già perplessità in merito alla percorribilità di acquisire le suddette proiezioni da parte delle imprese che gestiscono il servizio della distribuzione gas, posto il relativo affidamento a mezzo gara e per le quali, pertanto, non è possibile stimare ex ante l'evoluzione del perimetro di attività del servizio e i relativi costi/ricavi. In tali casi l'attendibilità delle previsioni (e quindi la loro utilità ai fini delle analisi svolte dall'ARERA) sarebbe inversamente proporzionale al trascorrere del tempo rispetto al momento di elaborazione delle previsioni, nonché sarebbero oggetto di continui e rilevanti aggiornamenti per rimanere affidabili e consistenti.

Ad ogni modo, si ritiene necessario che nell'ambito dei previsti tavoli di lavoro siano definite in maniera dettagliata le logiche con cui tali proiezioni dovranno allinearsi ai criteri di redazione dei conti annuali separati (CAS), anche tenuto conto dello svolgimento da parte di alcune imprese sia di più attività regolate, sia di attività che possono non rientrare nel perimetro di regolazione dell'Autorità. Sarà inoltre fondamentale che le informazioni richieste e le relative modalità di rendicontazione e/o comunicazione all'ARERA non introducano eccessiva complessità/oneri in capo alle imprese interessate.

Nell'individuare la tempistica per la redazione delle previsioni di spesa si dovrebbe tener conto dei calendari aziendali già in uso (es. presentazioni dei piani industriali degli operatori alla comunità finanziaria).

Pur comprendendone le finalità, si segnalano dubbi sulle modalità di calcolo della formula relativa al meccanismo di monitoraggio dell'andamento delle spese di capitale e dell'avanzamento fisico degli investimenti di cui all'art. 23 dello schema di articolato, che potrebbe – se non opportunamente declinata ed eventualmente integrata con elementi qualitativi – fornire indicazioni fuorvianti.

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

Ai fini della valutazione della sostenibilità degli investimenti, l'acquisizione di dati e informazioni da parte di Arera dovrebbe avvenire secondo modalità che concilino gli interessi dei soggetti coinvolti, garantendo ad ARERA la disponibilità dei dati utili ai fini delle analisi da svolgere, ma anche assicurando che le imprese non sostengano oneri eccessivi per le attività di rendicontazione e che, soprattutto, non siano danneggiate, a livello concorrenziale, dalla diffusione di eventuali dati sensibili, in particolare con riferimento alle società quotate e in generale alle gare d'ATEM per il servizio di distribuzione gas.

In tal senso sarà necessario che i dati da tramettere all'ARERA non siano di natura riservata ovvero il Regolatore li gestisca secondo modalità riservate, evitando di pubblicarli, nemmeno in forma aggregata.

Incentivi all'efficienza

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

In linea di principio appaiono ragionevoli le proposte relative alla previsione di un menu di regolazione a scelta differenziata, la differenziazione degli *X-factor* in base alla soluzione incentivante prescelta dalle singole imprese, nonché la diversa articolazione delle quote di *sharing* delle efficienze nel corso degli anni.

Tuttavia, come evidenziato in premessa, il dettaglio di tali misure sarà oggetto di consultazione nell'ambito delle regolazioni specifiche e dell'approccio ROSS-integrale, non permettendo al momento agli operatori di esprimere una valutazione compiuta.

In linea generale, si rimarca la necessità che la potenza degli incentivi non sia inferiore al livello attuale, per promuovere maggiormente l'impegno delle imprese regolate nel raggiungimento di ulteriori efficienze. Occorre infatti tenere in considerazione come, dopo circa 20 anni di applicazione della regolazione e dei meccanismi di efficientamento dei costi delle infrastrutture regolate, ogni ulteriore recupero di efficienza risulti molto più difficile rispetto al passato e richieda sforzi addizionali tali da giustificare la definizione di livelli di sharing asimmetrici a favore delle imprese, così da stimolare al massimo i maggiori effort necessari a livello aziendale per raggiungere tali ulteriori efficienze.

Nello specifico, si ritiene che per l'opzione *a bassa potenza di incentivo,* cd. "SBP", venga confermata una potenza dell'incentivo almeno pari a quella dell'attuale price-cap, mentre per l'opzione *a più alta potenza di incentivo*, cd. "SAP", sia prevista una potenza dell'incentivo superiore a quella del SBP.

Per quanto riguarda la baseline dei costi operativi, non si condivide la previsione di considerare, 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. Si ritiene infatti che tale previsione muoverebbe nella direzione opposta a quella di promuovere le imprese a perseguire efficienze in tale frangente, determinando diversi livelli di potenza del meccanismo incentivante nei vari anni nel periodo regolatorio.

Riteniamo che il dimensionamento del coefficiente di ripartizione delle efficienze, fissato ex-ante dall'Autorità, rappresenti un elemento da indagare ulteriormente anche in relazione al fatto che non sono stati illustrati i criteri con cui sarà determinato.

Si condivide, invece, la proposta di valutare congiuntamente, ai fini della determinazione delle efficienze, la spesa totale relativa ai diversi servizi svolti da una medesima impresa (bundling delle attività), promuovendo una semplificazione degli adempimenti attualmente posti in capo agli operatori.

Si rimanda alle osservazioni allo spunto S.5 in merito al meccanismo di monitoraggio, il cui inserimento nell'articolato si auspica sia subordinato a ulteriori approfondimenti.

Si auspica, infine, che sia prevista la possibilità di neutralizzare eventuali effetti negativi sui livelli di efficienza derivanti da eventi/circostanze al di fuori della sfera di controllo degli operatori.

Tassi di capitalizzazione

S7. Osservazioni rispetto alla definizione dei criteri generali per la fissazione dei tassi di capitalizzazione.

Si condividono gli orientamenti relativi ai criteri generali per la fissazione dei tassi di interesse, prevedendo che il tasso di capitalizzazione sia determinato a partire da dati storici recenti, apportando aggiustamenti sulla base di valutazioni *forward-looking* (in particolare nel caso di redazione dei Piani di investimento pluriennali), con flessibilità nelle scelte relative ai singoli servizi regolati/imprese.

Ferma restando la necessità che ARERA illustri più approfonditamente quali elementi prospettici intende includere nel predetto calcolo – che riteniamo non dovrebbe introdurre ulteriori elementi di complessità nonché ulteriori rischi per le imprese del settore - nel caso del servizio della distribuzione del gas, in assenza di dettagli su come potrebbero essere valutati i tassi di capitalizzazione per raggruppamenti di imprese, si ritiene preferibile che il tasso di capitalizzazione sia calcolato per singola impresa a partire dalle evidenze contabili della medesima, peraltro già oggetto di controllo e certificazione da parte delle società di revisione. Per poter considerare la possibilità di utilizzare un approccio basato sui cluster, andrebbe valutata in modo approfondito la perimetrazione di tali cluster; in tal senso, una delle opzioni possibili potrebbe essere quella di raggruppare le imprese di distribuzione in base alla densità della clientela servita.

In ogni caso, la pre-determinazione del tasso di capitalizzazione dovrebbe far salvi gli impegni eventualmente già presi dagli operatori (ad es. offerte per gare d'ATEM che siano già concluse e/o in corso di assegnazione al momento dell'entrata in vigore del ROSS), evitando, quindi, che un'applicazione "retroattiva" delle regole del nuovo modello di riconoscimento dei costi determini ingiustificate penalizzazioni per le imprese interessate.

Si ritiene inoltre che, nella prima fase di applicazione del nuovo approccio, i criteri per la determinazione dei tassi di capitalizzazione portino a valori il più prossimi possibile a quelli che si avrebbero in continuità di approccio.

Si chiede infine conferma che la definizione del tasso di capitalizzazione avvenga tenendo conto delle tempistiche del lag temporale con cui le spese di capitale concorrono alla quantificazione spesa riconosciuta (per l'anno t: capex pass-through t-1, opex effettive t).

Allineamento dei criteri di regolazione tra i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas

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

In linea di principio, il progressivo allineamento delle regolazioni dei servizi infrastrutturali gas ed elettrici può contribuire a creare una visione unica del sistema energetico, favorendo, nel medio-lungo periodo, la convergenza e il coordinamento degli sviluppi e della gestione di tali servizi, nonché una proficua realizzazione della transizione energetica.

Con riferimento allo stock di cespiti esistenti alla data di cut-off, si riterrebbe opportuno che questi venissero trattati in continuità di criteri con i precedenti periodi regolatori, così da garantire massima stabilità della regolazione, trasparenza e continuità dei costi del servizio nonché ridurre il più possibile le complessità gestionali. Se, infatti, risulta inevitabile che i sistemi aziendali e informativi siano adeguati alle nuove logiche ROSS per gestire gli investimenti realizzati dopo il cut-off, tale adeguamento - con i relativi aggravi operativi/gestionali - dovrebbe essere evitato per lo stock di cespiti già esistenti a tale data. Ciò pur lasciando una certa flessibilità nelle decisioni relative a ciascun servizio regolato.

In relazione al trattamento della spesa sostenuta successivamente alla data di cut-off, non si ritiene opportuna l'estensione delle vite utili regolatorie, anche alla luce dei possibili sviluppi futuri connessi alla transizione energetica. Risulta, invece, condivisibile l'orientamento di rendere omogenee le vite utili dei cespiti non specifici di servizio/settore.

Sarebbe opportuno che la ripartizione della quota slow money tra gli investimenti effettuati nelle diverse categorie di cespiti avvenga mantenendo coerenza tra valori di bilancio e regolatori. Si rimanda alle osservazioni già formulate in risposta al DCO 317/22 e in particolare alle criticità gestionali e i disallineamenti nei libri contabili che deriverebbero dalla confluenza della quota slow money in un unico cespite.

Trattamento dell'inflazione

S9. Osservazioni rispetto al trattamento dell'inflazione.

In linea di principio, appare condivisibile l'obiettivo di migliorare l'omogeneità dei criteri di aggiornamento annuale delle tariffe dei vari servizi in base all'inflazione, fatta salva l'acquisizione di maggiori elementi in merito alle relative modalità.

Sarebbe auspicabile un approfondimento in merito ai parametri inflattivi utilizzati ai fini regolatori in altri Paesi europei, prima della conferma degli indici attuali anche nell'ambito metodologia ROSS, valutando anche – come già indicato in risposta al DCO 317/2022 – che in caso di periodi di inflazione particolarmente elevata quali quello attuale si possa di ridurre i tempi con cui le dinamiche inflattive sono riflesse nella spesa riconosciuta.

Si condivide, in ogni caso, la previsione di meccanismi di conguaglio basati sui dati effettivi di inflazione calcolati a posteriori, al fine di sterilizzare (per imprese e clienti del servizio) i rischi connessi alle previsioni di inflazione.

Laddove possibile, le tempistiche di osservazione degli indici di riferimento dovrebbero essere definite in modo omogeneo per i diversi servizi infrastrutturali, garantendo l'utilizzo dei dati più recenti disponibili e la loro concatenazione temporale.

Allo stesso modo, anche la quota slow money dovrebbe essere rivalutata con il deflatore.

Distribuzione del gas naturale

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

L'obiettivo di definire un modello di regolazione comune a tutti i servizi infrastrutturali, sebbene si ritenga in linea generale condivisibile, appare realizzabile solo "a tendere", vale a dire con tempistiche compatibili con le peculiarità dei singoli servizi regolati. Si dovrebbe, quindi, partire da quelli per i quali il modello ROSS sarà applicabile già del 2024, per poi affrontare le problematiche degli altri settori.

Con particolare riferimento alla distribuzione gas è opportuno ricordare come questa sia caratterizzata da specifiche peculiarità e, di conseguenza, si concorda con la proposta Arera di svolgere incontri di approfondimento e fasi di sperimentazione finalizzati al coordinamento tra provvedimenti della regolazione e modello ROSS, per individuare, in base alle caratteristiche del servizio, soluzioni applicative semplificate e adeguate prima del 2026.

In questo ambito, vale la pena evidenziare che le peculiarità di tale servizio sembrano evidenziare maggiori complessità di raccordo con alcune delle principali novità che caratterizzano la metodologia ROSS, soprattutto rispetto alla fase di transizione verso le gestioni per ambito. Si rileva in proposito che molti aspetti della disciplina ROSS potrebbero essere realizzabili soltanto al completamento del processo di aggiudicazione delle gare d'ATEM. Inoltre, stante lo stretto legame tra il modello tariffario e i vari parametri oggetto di offerta delle gare d'ATEM, sarebbe opportuno che all'entrata in vigore dell'approccio ROSS venisse valutato anche un aggiornamento, a livello normativo, di alcuni dei predetti parametri d'offerta.

Si ritiene funzionale, infine, sintetizzare alcuni aspetti da approfondire, ulteriori rispetto ai temi trattati in consultazione:

- svolgimento delle verifiche dei delta VIR-RAB in presenza di uno *slow money* unico;
- presenza di un unico *slow money* e necessità di ricondurre VIR e RAB a diversi ATEM/località di origine per consentire ai distributori di adempiere agli obblighi contrattuali intrapresi con gli Enti concedenti (quali, l'applicazione dei canoni concessori);
- dismissioni in presenza di quote di impianto di proprietà di soggetti terzi, diversi dal distributore;
- individuazione di regole per i casi di avvicendamento di due gestori in un ATEM in esito alla relativa gara (al fine di determinare precisamente la quota di *slow money* del gestore uscente destinata ad entrare nella titolarità dell'operatore entrante);

- gestione delle dismissioni istituzione attraverso un "doppio sistema" (a seconda che il cespite da dismettere esista o meno alla data di *cut-off*);
- redazione di un piano di spesa pluriennale, ferme restando le incertezze sul perimetro di attività del servizio (e, quindi, sull'entità dei relativi costi da sostenere) a causa dell'esito, non prevedibile *ex ante*, delle gare d'ATEM.

<u>Meccanismi di gestione delle incertezze</u>

S11. Osservazioni rispetto ai meccanismi di gestione delle incertezze.

Condividendo i meccanismi di gestione delle incertezze previsti, si evidenzia l'opportunità di prevedere che sia l'operatore a presentare istanza di attivazione dei suddetti meccanismi. A tal proposito, posto che il capitolo 14 del DCO riporta maggiori dettagli sull'applicabilità del meccanismo rispetto allo schema di articolato pubblicato, si suggerisce un'integrazione di quest'ultimo in tal senso, in particolare con gli elementi riportati ai paragrafi 14.3 e 14.7.

Con riferimento alla soglia per l'attivazione di tali meccanismi di aggiustamento si considera eccessivo il valore prospettato pari al 1,5% dei ricavi tariffari. Si suggerisce di non introdurre alcuna soglia di materialità in quanto, coerentemente con le previsioni della Legge 481/95, l'applicazione di tali meccanismi dovrebbe prescindere dal relativo ammontare.

Si ritiene infine che l'attivazione del fattore z, che consente di aggiustare la baseline dei costi operativi per riflettere le variazioni dei costi rispetto alla baseline dell'anno precedente, non dovrebbe essere limitata agli investimenti connessi alla transizione energetica bensì estesa a tutti quei casi di rilevanti aumenti delle dimensioni del servizio e di evoluzione delle attività svolte (ad esempio: investimenti conseguenti al riassetto dell'attività di misura del gas).

Si condivide la previsione di meccanismi di re-opener e di strumenti del tipo UIOLI (use it or lose it) su iniziative il cui sviluppo è particolarmente incerto.