

Prot. 94/2023/AR/E del 23/1/2023

OSSERVAZIONI AL DCO 655/2022/R/COM

CRITERI DI DETERMINAZIONE DEL COSTO RICONOSCIUTO SECONDO L'APPROCCIO ROSS-BASE Orientamenti finali

Osservazioni generali

Il presente documento di consultazione si integra in un lungo ed articolato percorso di confronto nel quale l'Autorità, gli operatori e le relative associazioni sono stati chiamati ad un'intensa attività di analisi e valutazione delle proposte progressivamente formulate nei vari DCO ed in occasione dei relativi focus group.

Sebbene il presente DCO si proponga di esprimere orientamenti finali in materia di ROSS ed alcuni aspetti specifici abbiano cominciato, anche grazie alle più recenti opportunità di interlocuzione, ad assumere connotati relativamente più puntuali rispetto a quanto si era potuto precedentemente ravvisare, lo schema regolatorio di riferimento presenta un carattere ancora prettamente teorico che richiede ulteriori e più approfondite simulazioni affinché si possano pienamente comprendere gli effetti e le dinamiche del nuovo modello. Ciò specialmente in alcune particolari fattispecie nelle quali l'andamento della spesa totale e dell'efficienza potrebbero risultare non perfettamente lineari. In merito a tali contesti, lo schema esemplificativo illustrato nel focus group del 17 gennaio sembra infatti determinare alcune distorsioni nel riconoscimento dei costi, cosa che suggerisce di promuovere verifiche aggiuntive, nonché di valutare altri affinamenti o rimedi.

I profili di incertezza in capo agli operatori circa la portata del cambiamento del paradigma e la consapevolezza delle relative differenze rispetto alla regolazione attualmente vigente, risultano ancora notevoli: numerosi dettagli e parametri fondamentali ai fini del funzionamento del nuovo meccanismo dovranno essere peraltro affrontati da ulteriori tavoli tecnici o definiti nell'ambito dei singoli servizi regolati, auspicabilmente con sufficiente anticipo rispetto alla decorrenza dei nuovi periodi regolatori ai quali si dovrebbe applicare il ROSS. Tali ulteriori passaggi intermedi, se da un lato costituiscono un utile e necessario momento di riflessione per calibrare efficacemente la nuova regolazione sui singoli servizi, da un altro lato generano comunque rilevanti difficoltà previsionali. Tali considerazioni risultano particolarmente significative per la distribuzione dell'energia elettrica, le cui tempistiche di decorrenza del prossimo periodo regolatorio (2024) rendono particolarmente arduo l'obiettivo di disporre della sufficiente prevedibilità e gradualità prima dell'applicazione del ROSS al relativo servizio.

A titolo esemplificativo, bisognerà stabilire non solo le nuove regole di predisposizione degli schemi previsionali di spesa ai fini della valutazione della finanziabilità degli investimenti al fine di poterle applicare

correttamente ed in tempo utile, ma si dovranno anche definire le modalità e le tempistiche di determinazione del vincolo ai ricavi provvisorio, la baseline delle Opex per il primo anno di applicazione del ROSS, i coefficienti di ripartizione per il calcolo degli incentivi all'efficienza ed il tasso di capitalizzazione.

Gli operatori infrastrutturali, prima dell'avvio del nuovo periodo regolatorio, dovranno inoltre formulare la difficile scelta tra la soluzione base (BSP) e la soluzione a più alto potenziale di incentivo (SAP) ai fini della determinazione dell'incentivo all'efficienza, necessariamente nella piena cognizione di tutto ciò che l'opzione comporterebbe, vista anche l'irrevocabilità della stessa per tutto il menzionato periodo: su tale aspetto si evidenziano peraltro carenze informative quantomeno sulle modalità di definizione dell'*x-factor* nella modalità SAP, che dovrà essere fissato maggiore di zero.

Ulteriori incertezze si ravvisano anche con riferimento ai dettagli sulle modalità di determinazione della baseline dei costi operativi per il primo anno *t* del primo periodo regolatorio di attuazione del ROSS (ad esempio, l'anno "test" di riferimento, applicazione o meno di una ponderazione tra costo operativo riconosciuto e costo effettivo) nonché sulla formula di calcolo per il riconoscimento come elemento aggiuntivo del vincolo ai ricavi ammessi dei maggiori recuperi di efficienza conseguiti nei periodi di regolazione precedenti la data di cut-off e non completamente restituiti alle imprese in tale data, tutti, aspetti sui quali né il presente documento di consultazione né il correlato articolato TIROSS hanno offerto chiarimenti e che peraltro sono stati solo parzialmente o marginalmente argomentati nel focus group del 17 gennaio.

Le stesse regole di calcolo del tasso di capitalizzazione, sebbene dovranno essere esplicitate per ogni singolo periodo regolatorio, richiederebbero comunque ulteriori delucidazioni minime ed orientative sulla formula applicabile, affinché le imprese possano attivare fin da subito le loro rispettive riflessioni in materia.

Si aggiunge inoltre che, per quanto concerne la gestione delle incertezze ed il tasso di variazione per la copertura di costi incrementali legati a nuovi investimenti, il meccanismo proposto dal DCO, nonostante risulti concettualmente apprezzabile, presenta vari aspetti di perfettibilità. Nello specifico, la logica di triggering potrebbe risultare potenzialmente troppo rigida rispetto alle situazioni di aleatorietà e volatilità che potrebbero caratterizzare la transizione energetica, mentre la stessa percentuale di variazione minima degli impatti cumulati sui ricavi causata da eventi imprevedibili ed eccezionali ipotizzata ai fini dell'attivazione del meccanismo, risulta eccessivamente elevata per la mole quantitativa di ricavi che comporta, con la

conseguenza che il meccanismo stesso potrebbe risultare assai raramente attivabile, anche a fronte di fenomeni esogeni molto significativi dal punto di vista degli operatori. Le criticità sopra evidenziate risultano particolarmente attinenti ai servizi di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale, nei quali la gestione delle spese è influenzata da fattori relativamente diversi da quelli che caratterizzano ad esempio il trasporto gas (dalla cui regolazione tariffaria, peraltro, il meccanismo proposto pare in parte mutuato) e la trasmissione elettrica, per via della specificità o granularità degli asset di riferimento.

Per quanto poi concerne il meccanismo di monitoraggio dell'andamento delle spese di capitale e dell'avanzamento fisico degli investimenti, lo stesso presenta margini di miglioramento che andrebbero considerati affinché possa meglio incorporare elementi sia qualitativi che quantitativi, anche al fine di poter contabilizzare dei costi di capitale relativi ad interventi su asset che non determinano uno sviluppo cespitale (ad esempio, interventi su cabine primarie o secondarie della rete elettrica), oppure considerare anche aspetti legati alla territorialità delle imprese.

In conclusione, tenuto conto delle osservazioni sopra espresse, che evidenziano i numerosi tratti di indeterminatezza del nuovo modello regolatorio, nonché al fine di evitare eccessive esposizioni dei servizi regolati ad uno scenario che altrimenti risulterebbe troppo incerto, si richiede di prevedere, almeno per il servizio della distribuzione elettrica, il posticipo della decorrenza dei criteri ROSS al 2025, disponendo un periodo di monitoraggio sperimentale del ROSS-base con riferimento al 2024, durante il quale si potrebbero stabilire con sufficiente cognizione gli ultimi dettagli del meccanismo e promuovere un'analisi più dettagliata dei relativi effetti, in anticipo rispetto alla concreta attuazione sui singoli servizi regolati. A parere della scrivente, per essere in grado di valutare e comprendere gli effetti e le dinamiche di questo nuovo metodo tariffario sarebbe stato opportuno disporre con congruo anticipo della declinazione, non solo qualitativa, bensì anche quantitativa delle principali novità che Arera è interessata ad introdurre con il nuovo metodo ROSS: in particolare si fa riferimento alla ratio sottostante alla fissazione dei coefficienti di ripartizione ed alla possibilità di poter conoscere le ultime evidenze quantitative, in altri termini i dati dell'anno 2021, che probabilmente avrebbero potuto fornire una buona proxy di quelli dell'anno test, ossia il 2022, che Arera vorrà utilizzare per quantificare il coefficiente di ripartizione. Nonostante quanto sopra esposto, se l'Autorità ritenesse opportuna la pubblicazione di una delibera cosiddetta "di cornice", sarebbe quantomeno necessario che tale documento finale, che come compreso non conterrà una quantificazione dei coefficienti sopra richiamati, chiarisca almeno qualitativamente un aspetto importante anticipato in sede di focus group del 17 gennaio, ossia che il coefficiente di ripartizione delle efficienze, che costituisce una novità di quest'ultimo DCO, verrà quantificato facendo riferimento alle ultime evidenze bilancistiche e quindi con

l'obiettivo di fornire la migliore approssimazione dei dati consuntivi, al fine di generare un incentivo all'efficienza quasi totalmente imputato ai costi operativi.

Ciò consentirebbe un più facile recepimento da parte degli operatori e si avrebbe peraltro la possibilità di conoscere nel frattempo i tratti distintivi del ROSS-integrale, il cui procedimento deve essere ancora sviluppato in dettaglio.

Si riportano di seguito le osservazioni ai singoli spunti specifici.

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.

R1. Dal punto di vista degli operatori infrastrutturali assume particolare importanza la necessità che i criteri generali del TIROSS ed il loro relativo periodo di vigenza siano tarati affinché lo schema regolatorio di riferimento possa assicurare i corretti livelli di gradualità e duttilità rispetto alle condizioni dei singoli servizi regolati. In particolare, la durata complessiva del TIROSS, proposta come pari ad otto anni (2024-2031) dovrebbe essere opportunamente supportata da strumenti di valutazione e di aggiustamento infraperiodo, oltre che da adeguati rimedi orientati alla gestione delle incertezze. La durata dei singoli periodi regolatori, proposta come pari a quattro anni e quindi relativamente più breve di quella attualmente prevista, dovrebbe consentire, almeno in linea teorica, una certa flessibilità nell'indirizzare al meglio tutti gli elementi del singolo servizio regolato che risulteranno rilevanti ai fini del meccanismo complessivo di riconoscimento dei costi. Infine, si segnala che nell'ambito dello svolgimento di procedure competitive per l'affidamento dei servizi che saranno oggetto della metodologia ROSS - con specifico riferimento, quindi, alla distribuzione gas (cfr. anche osservazioni al successivo spunto di consultazione S10) – sarebbe auspicabile che la regolazione offra elementi di stabilità adeguati rispetto all'esigenza degli operatori di effettuare valutazioni tariffarie affidabili per il periodo di concessione.

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

R2. In relazione all'impostazione generale del sistema tariffario, il punto 7 del DCO riporta in modo schematico le tempistiche di determinazione delle tariffe, senza tuttavia evidenziare sufficienti dettagli circa le relative modalità di determinazione del vincolo ai ricavi provvisorio, in attesa della determinazione del vincolo ai ricavi definitivo (ex-post), che sembrerebbe essere calcolato tra l'anno t+2 e t+3. In occasione del focus group del 17 gennaio si è ipotizzata una definizione di tale vincolo per singolo servizio regolato, con l'eventualità di prevedere anche dei meccanismi di perequazione. La dettagliata definizione delle tempistiche e delle modalità di calcolo del vincolo ai ricavi provvisorio richiederanno comunque ulteriori approfondimenti ed informazioni da condividere in apposite ulteriori fasi consultive, pertanto si propone sin da ora, al fine di minimizzare il numero di raccolte dati necessarie nonché lo sforzo conseguente alla loro elaborazione ed anche per contenere il più possibile l'incertezza sulle partite tariffarie, di uniformare all'anno t+1 il momento di calcolo dei ricavi ammessi relativi all'anno t e la successiva, definitiva liquidazione delle eventuali partite di perequazione utilizzando, ai fini della determinazione tanto della quota Slow e che di quella di Fast Money per l'anno tariffario t i Conti Annuali Separati (CAS) del medesimo anno, resi disponibili dagli operatori infrastrutturali normalmente entro il III Trimestre dell'anno t+1.

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

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.

R3-R4. In merito alla finanziabilità degli investimenti ed alle previsioni di spesa, il punto 8 della consultazione propone la trasmissione, da parte degli operatori, di schemi previsionali di spesa su un orizzonte pluriennale, con la finalità di utilizzare tali informazioni in un'analisi di finanziabilità degli interventi e per la fissazione dei parametri del meccanismo tariffario. In tal senso il DCO fa riferimento ai "criteri di redazione dei rendiconti annuali separati" che le imprese predispongono. A tale riguardo, tenuto conto che il DCO non specifica a quali precisi criteri di redazione dei CAS separati faccia riferimento, risulta essenziale chiarire, attraverso un opportuno tavolo di lavoro dedicato, se gli schemi previsionali richiesti dovranno essere costruiti in base alle regole attualmente vigenti, oppure in base ai criteri del ROSS. Nel caso in cui i menzionati schemi fossero da

fornire secondo le regole attuali, non è chiaro come gli stessi possano dare indicazioni utili a calibrare in modo corretto i parametri del ROSS indicati al par. 8.7 del DCO (cfr. tassi di capitalizzazione, baseline dei costi operativi e politiche di ammortamento). Qualora invece si dovesse costruire gli schemi secondo le nuove regole, ciò richiederà la necessaria gradualità per poter internalizzare le dinamiche innovative che dovranno essere recepite, in modo da evitare l'altrimenti inevitabile reciproca influenza tra previsioni di spesa (necessarie per valorizzare elementi cruciali del sistema tariffario) e il sistema tariffario stesso (che influenza le previsioni di spesa degli operatori).

In ogni caso, il livello di dettaglio richiesto sembra particolarmente elevato e pertanto, in una prima fase di raccolta dei dati, si potrebbe ad esempio prevedere una richiesta circoscritta soltanto all'evoluzione di spesa prospettica di Capex, suddivisi per categoria cespitale, e di Opex complessivi derivanti dall'attività regolata sufficienti per la perimetrazione dei costi effettivi validi ai fini tariffari.

Risulterà comunque importante chiarire quali siano le tempistiche previste per la definizione dei parametri principali del ROSS, nonché per la successiva verifica di finanziabilità rispetto alla scadenza del 1° gennaio 2024, data di decorrenza del ROSS-base per il settore della distribuzione elettrica, tenuto conto anche dei processi di budget delle imprese che, con riferimento al 2024, partiranno nell'arco della prima metà del 2023. Vista l'esiguità dei tempi a disposizione, si rinvia a quanto proposto nelle osservazioni generali.

Infine, degli indicatori ipotizzati per valutare la finanziabilità (cfr. Figura 1, punto 8.10), solo alcuni risultano coerenti con quelli impiegati dalle agenzie di rating (in particolare, S&P e Moody's) per valutare la sostenibilità finanziaria del debito degli emittenti (mentre si sottolinea che oggetto di analisi dovrebbero essere i piani di investimento previsti dagli operatori in base alle esigenze delle infrastrutture gestite). L'indicatore principale usato dalle agenzie di rating è infatti il FFO/Net Debt, i cui parametri di riferimento (FFO e NET Debt) sono peraltro determinati con modalità differenti da ciascuna agenzia. Si rende quindi necessario specificare la metodologia di calcolo che ARERA intende applicare per i diversi indicatori proposti e per i relativi range di accettabilità, questo anche al fine di poter esprimere un giudizio di merito ben circostanziato.

R5. Si ritiene opportuno assicurare livelli di riservatezza idonei rispetto alla tipologia delle informazioni trattate ed alla loro finalità.

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

R6. Si condivide innanzitutto la proposta secondo cui la quantificazione delle percentuali di sharing, delle baseline e dei coefficienti di riparto dei recuperi di efficienza totale tra gestione operativa ed investimenti sia effettuata prima dell'avvio del periodo di regolazione relativo a ciascun servizio infrastrutturale regolato. Ciò consentirebbe infatti di promuovere tutte le opportune riflessioni in merito alle peculiarità del singolo servizio ed alla necessità di individuare i corretti livelli di riferimento dei parametri. Tale fase decisionale, certamente fondamentale per le modalità di riconoscimento dei costi dei singoli servizi, dovrà tuttavia essere necessariamente affrontata tramite appropriate consultazioni con gli operatori, da avviare con un sufficiente margine di anticipo rispetto alla decorrenza del relativo periodo regolatorio. Per tali ragioni si conferma quanto proposto nelle osservazioni generali in merito al posticipo dell'applicazione del ROSS al 2025 ed alla fase di monitoraggio da predisporre durante il 2024. Inoltre, si esprime apprezzamento in merito alla previsione di adottare un "menu regulation" per la ripartizione delle efficienze allocate alla gestione operativa, consentendo così una migliore modulazione della potenza dell'incentivo rispetto alle potenzialità residue di efficientamento che il singolo operatore ritiene di possedere. Tuttavia, nella soluzione ad alto potenziale (SAP), si evidenzia una carenza informativa di dettaglio sulla metodologia di calcolo dell'X-factor, previsto da Arera sempre maggiore di zero, che verrà applicato ai fini dell'aggiornamento della baseline dei costi operativi riconosciuti.

Più in generale, per quanto concerne la **determinazione della baseline degli Opex** per il primo periodo regolatorio a cui si applicherà il ROSS, si chiede conferma di chiarire, anche in linea con quanto emerso nel corso del focus group 17 gennaio, che l'Autorità intenda determinarla per il primo anno di applicazione del ROSS-base utilizzando i criteri attualmente in uso. Il DCO chiarisce invece come verrà calcolata la baseline nel primo anno del secondo periodo regolatorio a cui si applica il ROSS stesso (propone infatti di considerare la media dei costi effettivi del periodo precedente).

Inoltre, si ribadisce quanto già espresso in premessa circa la necessità di avere visibilità sulla formula di calcolo per il riconoscimento, come elemento aggiuntivo del vincolo ai ricavi ammessi, dei maggiori recuperi di efficienza conseguiti nei periodi di regolazione precedenti la data di cut-off e non completamente restituiti alle imprese in tale data.

Si richiede infine una particolare attenzione nel considerare che la baseline ex post dei costi operativi debba essere correttamente calcolata tenendo conto dell'inflazione effettiva rilevata nel relativo anno di riferimento.

Per quanto poi concerne i **coefficienti di ripartizione del recupero di efficienza tra Capex ed Opex**, nell'ambito della determinazione degli incentivi all'efficienza, nonché il **calcolo dell'incentivo all'efficienza operativa**, dall'analisi del documento di consultazione emerge la forte rilevanza assunta dai coefficienti di ripartizione che verrebbero fissati ex ante dall'Autorità per ciascun servizio infrastrutturale regolato (art. 16 dello schema di TIROSS). Tali coefficienti andrebbero a ripartire il recupero di efficienza totale tra la quota allocata agli investimenti e la quota allocata alla gestione operativa; le due quote andranno poi a determinare due distinti incentivi all'efficienza, attraverso l'applicazione di diversi meccanismi di calcolo. Tenuto conto di quanto sopra, l'operazione di parametrizzare le efficienze sulla base delle Opex e delle Capex, in assenza di diversificati esempi di calcolo sufficientemente rappresentativi anche di profili di spesa e di efficienza totale non lineari sui vari anni, potrebbe generare delle distorsioni in quanto rischiano di rivelarsi non coerenti con i dati economici reali. Si richiedono quindi ulteriori delucidazioni in merito all'attuazione pratica del modello di riferimento, sia nel caso dell'*outperformance* che in quello dell'*underperformance*, in maniera tale da poterne prevedere gli esiti ed analizzarne i possibili impatti.

Da prime e semplificate simulazioni, risulterebbe che in caso di efficienze dei costi rispetto alla baseline, ma decrescenti, l'applicazione del modello porterebbe i DSO a restituire al sistema negli anni tutta l'efficienza conseguita, in particolare ciò:

- in SBP avrebbe intrinsecamente l'applicazione di un x-factor (non previsto dal DCO in questa soluzione);
- in SAP vedrebbe l'applicazione di un doppio x-factor, con conseguenze discriminanti per i DSO.

Con riferimento alla possibilità di scelta tra SBP e SAP da formulare all'inizio del periodo regolatorio e che resterebbe irrevocabile per l'intera durata dello stesso, si richiedono poi chiarimenti su come verrebbero gestiti eventuali casi di operazioni straordinarie: ad esempio, nel caso in cui un operatore ad inizio periodo regolatorio scelga l'opzione ad alto impatto, ma poi nel corso del medesimo periodo acquisisca un operatore che, essendo per ipotesi caratterizzato da una struttura di costo poco efficiente, aveva optato per la soluzione a basso potenziale, andrebbe definito quale tipo di opzione potrebbe prevalere o se vi siano ulteriori possibilità di scelta di cui tenere conto. Nell'articolato non sembra infatti essere previsto un meccanismo di armonizzazione a livello societario in tali particolari fattispecie.

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

R7. Con specifico riferimento al **tasso di capitalizzazione**, non è chiaro se la sua valorizzazione (che, secondo quanto riportato nel DCO, dovrà tenere conto del tasso di capitalizzazione medio rilevato negli ultimi tre anni disponibili e del tasso di capitalizzazione prospettico):

- rimarrà fissa per l'intero periodo regolatorio del singolo servizio infrastrutturale, oppure se sarà adeguata in maniera rolling;
- sarà distinta tra misura e distribuzione anche al fine di cogliere il diverso stadio di avanzamento dei piani massivi di sostituzione dei 2G;
- per la distribuzione, sarà differenziata anche per cluster all'interno del singolo servizio. A tal proposito, ciò appare più aderente alle specifiche realtà dimensionali degli operatori.

Si ritiene quindi importante che ARERA fornisca maggiori dettagli sulla formula che intende utilizzare per il calcolo del tasso di capitalizzazione dell'anno t. Considerato che anche i tratti distintivi (formula specifica e modalità di aggiornamento) di tale basilare parametro del nuovo modello ROSS dovranno, secondo quanto emerso nel focus group 17 gennaio, essere definiti con riferimento ad ogni singolo servizio regolato e prima dell'avvio del periodo regolatorio, si invita a promuovere i necessari momenti consultivi al fine di poter tarare il menzionato tasso ai livelli il più possibile appropriati rispetto al relativo servizio cui si riferisce, auspicando l'adozione almeno per i primi anni di applicazione del ROSS-Base-T di un tasso quanto più possibile ritagliato a misura degli operatori, per il principio di continuità e di gradualità della regolazione.

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

R8. Con riferimento al **trattamento dello stock di capitale esistente alla data di cut-off**, si apprezza la proposta di lasciare una certa flessibilità nelle decisioni relative a ciascun servizio regolato al fine di evitare ricadute negative sugli utenti ed assicurare prevedibilità e gradualità degli effetti sui ricavi ammessi. Si esprimono rilevanti preoccupazioni circa l'adozione di trattamenti differenti rispetto a quelli attualmente vigenti, in quanto, se da un lato l'ipotesi di adottare periodi di ammortamento più brevi delle vite economico-tecniche attuali potrebbe favorire la finanziabilità e quindi la spinta agli investimenti, dall'altra ciò potrebbe determinare un aumento dei costi per i clienti finali, con effetti non pienamente prevedibili in termini di *grid defection*. Il tema è in ogni caso rilevante anche in relazione ai significativi stranded asset che potrebbero

insorgere in determinati settori regolati. Si ritiene pertanto utile proporre una consultazione ad hoc sull'argomento, rendendo disponibili anche elementi quantitativi di sistema ad oggi non disponibili per gli operatori, che rendano possibili le necessarie simulazioni.

Inoltre, in tema di contributi pubblici, si chiede conferma del fatto che siano riproporzionati alla quota di slow money di riferimento prima di essere sottratti dalla quota di capitale investito, per evitare eccessive penalizzazioni a danno degli operatori.

S9. Osservazioni rispetto al trattamento dell'inflazione.

R9. Si ritiene che in scenari di alta inflazione come quello attuale, il punto debole del vigente meccanismo basato sulla osservazione degli indici ISTAT in specifiche finestre temporali, sia il *delay* con cui vengono aggiornati i ricavi. Si esprime condivisione nei confronti di proposte mirate all'introduzione, sia per l'aggiornamento dei costi operativi sia per la rivalutazione dei cespiti (deflatore degli investimenti fissi lordi), di meccanismi correttivi che riescano ad intercettare con maggiore tempestività le variazioni, purché vengano adeguatamente considerati e gestiti gli effetti derivanti dalla discontinuità.

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

R10. Si concorda con la necessità di promuovere approfondimenti – anche tramite l'attivazione di uno specifico tavolo di lavoro - che potrebbero essere orientati all'adozione di alcuni interventi di armonizzazione tra la nuova disciplina regolatoria e quella delle gare gas. Inoltre, si sottolinea la necessità di perimetrare tali approfondimenti esclusivamente su ambiti in cui le gare d'ATEM non sono state ancora bandite e/o assegnate, dal momento che gli obblighi contrattuali previsti all'interno dei bandi delle Stazioni Appaltanti e già efficaci per le gestioni d'ambito del servizio operativamente avviate dovrebbero essere recepiti nel nuovo contesto regolatorio salvaguardando quanto già pattuito.

S11. Osservazioni rispetto ai meccanismi di gestione delle incertezze.

R11. In merito ai **meccanismi di gestione delle incertezze ed al tasso di variazione per la copertura di costi incrementali legati a nuovi investimenti**, oltre a quanto espresso in premessa si rileva che, ai fini dell'attivazione dei fattori Y e/o Z, dalla lettura del DCO e del relativo articolato emerge l'intenzione di introdurre un meccanismo di tipo *trigger*, da correlare all'impatto negativo di eventi imprevedibili ed

eccezionali o mutamenti del quadro normativo e/o dei costi incrementali legati ai nuovi investimenti. Si evidenzia che, in tale modello, i fattori Y e Z, se attivati, incrementerebbero la sola baseline e pertanto, per effetto dei meccanismi di sharing con i clienti finali delle maggiori efficienze conseguite, sarebbero solo parzialmente efficaci nei confronti di riconoscimenti a favore dell'impresa. Ciò premesso, la logica sottostante l'introduzione di un meccanismo di tipo trigger, peraltro in discontinuità rispetto all'attuale metodologia tariffaria, non appare coerente con l'esigenza di riconoscere alle imprese l'incremento dei costi sostenuti con riferimento alle casistiche contemplate dai fattori Y e Z.

Si aggiunge inoltre che i meccanismi concernenti l'attivazione dei menzionati fattori non sono stati esplicitati dall'Autorità e che sarebbe quindi opportuno disporre di maggiori dettagli al fine di valutarne la portata. Come già argomentato nelle considerazioni introduttive si segnala infine che la percentuale individuata come soglia di attivazione risulta particolarmente elevata in termini di corrispondente mole di ricavi, tanto da rendere l'attivazione dei meccanismi difficilmente plausibile anche in condizioni di reale stress per gli operatori.

Pertanto, riteniamo che questa debba essere commisurata ai costi operativi considerati per la fissazione della baseline e comunque nell'ordine di grandezza non superiore allo 0,5%, soglia in linea anche con quanto adottato dalla stessa Ofgem nel contesto del RIIO-2¹.

Con specifico riferimento al meccanismo per la copertura di costi incrementali legati a nuovi investimenti (c.d. Z-factor), si ritiene necessario evidenziare l'incongruenza tra le ragioni esplicitate dalla stessa Autorità nel testo del DCO, connesse ad interventi resi necessari dalla transizione energetica, e la relativa declinazione operativa indicata nell'art. 14 del TIROSS in cui si fa riferimento esclusivamente ai nuovi investimenti, senza ulteriori contestualizzazioni. Peraltro, il DCO e lo schema di articolato riportano due percentuali differenti ai fini dell'attivazione.

¹ ¹ Cfr. "RIIO-2 Final Determinations – Core Document, Ofgem, 08 December 2020
(https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2020/12/final_determinations_-_core_document.pdf)



www.utilitalia.it

UTILITALIA | Piazza Cola di Rienzo 80 | 00193 Roma



www.utilitalia.it

UTILITALIA | Piazza Cola di Rienzo 80 | 00193 Roma