

Osservazioni del Gruppo HERA al

DCO 655/2022/R/com

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

CONSIDERAZIONI GENERALI

Lo scrivente Gruppo, a seguito dell'analisi del presente documento di consultazione, comprende che il **TIROSS definirà una cornice metodologica**, in termini di principi e criteri generali di regolazione, **entro la quale verranno declinate le regolazioni specifiche di ciascun servizio infrastrutturale**. Pertanto, per lo scrivente Gruppo, sarà possibile sviluppare una valutazione completa dello schema *ROSS-base* solo a valle delle decisioni relative alle singole regolazioni tariffarie, e cioè quando sarà disponibile l'insieme dei parametri sottostanti al riconoscimento dei costi.

Dalla lettura del DCO 655/2022 emerge che, rispetto ai documenti precedentemente consultati, **sono stati introdotti elementi inediti, il cui impatto risulterebbe anche rilevante nella determinazione della spesa riconosciuta alle imprese** (*i.e.* "coefficiente di ripartizione di recupero delle efficienze"). Inoltre, per taluni nuovi meccanismi (*i.e.* schema di calcolo puntuale dell'incentivazione delle opex e meccanismo *trigger* per l'attivazione dello *Z-factor*) non si ritiene siano state riservate trattazioni teoriche o esempi numerici sufficienti da poterne comprendere completamente il funzionamento. In occasione del *focus group* dello scorso 17 gennaio 2023, anche su richiesta degli operatori, sono state quindi **fornite indicazioni reputate dirimenti per una piena comprensione dei suddetti parametri e meccanismi**: si rende quindi necessario che **le evidenze emerse in quel contesto trovino una formalizzazione all'interno del provvedimento finale**.

I temi sui quali è stato necessario richiedere chiarimenti vertevano principalmente sui meccanismi di incentivo all'efficienza, ove è stato fin da subito chiaro il forte impatto, potenzialmente distorsivo se non dovutamente spiegato nella *ratio*, che **il coefficiente di ripartizione delle efficienze potrebbe generare nei livelli di spesa ammessa ai riconoscimenti tariffari dei distributori**. Anche in questo senso, è quindi necessario che il provvedimento finale contenga l'esplicitazione della *ratio* sottostante, **ossia che esso tenderà di rispecchiare la reale ripartizione della spesa totale tra costi capitalizzati e costi operativi**, prendendo a riferimento, per una sua valorizzazione, gli ultimi bilanci disponibili degli operatori.

Per quanto attiene il **recupero di efficienze da assegnare agli investimenti**, lo scrivente Gruppo ha accolto con favore l'intenzione di Arera di fissare un valore del **coefficiente di *sharing*** di fatto **in linea con quanto previsto dalle attuali regolazioni**. A tal riguardo preme tuttavia evidenziare che, **qualora Arera stabilisse di introdurre costi unitari *standard*** per la valorizzazione di ulteriori classi di investimento (nello schema *ROSS-base R*), un coefficiente di *sharing* delle efficienze dimensionato sui livelli attuali non costituirebbe più un

parametro adeguato: tale **coefficiente dovrebbe invece essere necessariamente rivisto al rialzo**, così da mitigare l'aumento di incertezza che deriva dalla fissazione parametrica di costi unitari *standard* per gli investimenti dell'attività di distribuzione, che, per loro natura, risultano di gran lunga più complessi ed eterogenei (per esempio per tipo di lavoro e per territorio servito) a livello nazionale. Per questo, lo scrivente Gruppo continua a ritenere estremamente difficile un'estensione delle classi di cespiti a valorizzazione a costo *standard* rispetto all'attuale perimetro riferito all'attività di misura gas e, a tale riguardo, **si confermano le indicazioni già fornite in sede delle precedenti sessioni di consultazione**, ove si era anche proposto che i costi di capitale siano caratterizzati da un meccanismo di efficientamento di tipo RIM a partire dai valori unitari individuali di ciascun operatore, dopo aver sterilizzato l'effetto dell'andamento fisico degli investimenti.

A tal riguardo si ritiene che il **“meccanismo di monitoraggio dell'andamento delle spese di capitale e dell'avanzamento fisico degli investimenti”**, introdotto nel DCO 655/2022, possa rappresentare uno strumento utile a correggere il *capex-bias* anche senza ricorrere alla successiva introduzione di costi unitari *standard*. L'istituzione del meccanismo permetterebbe infatti di **ridimensionare l'incentivo delle imprese a spostare i propri costi sulla spesa di capitale** individuando eventuali anomalie in termini di sovra-capitalizzazione.

Per quanto attiene il **meccanismo di incentivazione da applicare alla quota di recupero di efficienze assegnata alla gestione operativa**, lo scrivente Gruppo ha colto con favore la possibilità lasciata agli operatori di poter scegliere tra due schemi alternativi di **incentivo**, ad alto o basso potenziale, in funzione delle efficienze che il gestore ipotizza di conseguire nel corso del periodo regolatorio. Si ritiene tuttavia necessario richiedere che **venga esplicitato quanto meglio compreso in fase di focus group in merito al tecnicismo di calcolo del rilascio dei recuperi di efficienza** negli anni successivi a quello in cui l'efficienza si consegue (*cf* punto n.6).

Sempre con riferimento al trattamento dei costi operativi nella nuova metodologia ROSS, si **cooglie con favore la scelta di Arera relativa sia alla modalità di determinazione della baseline dei costi operativi nel primo periodo di regolazione ROSS** (ovvero che sarà funzione dei costi medi consuntivi dell'anno test) sia alla modalità di **trattamento dei recuperi di efficienza conseguiti alla data di cut-off** e non completamente restituiti alle imprese in tale data (ovvero che saranno considerati come un elemento aggiuntivo del vincolo ai ricavi ammessi e non concorreranno alla definizione della *baseline* dei costi operativi). In merito alla determinazione della *baseline* dei costi operativi, come nelle precedenti occasioni di consultazione, si ribadisce l'esigenza che i **cluster di riferimento raggruppino imprese tra loro effettivamente omogenee** in termini dimensionali e di capacità e potenzialità di conseguimento di efficienze.

La data di *cut-off* rappresenta lo spartiacque temporale nella gestione dell'allineamento dei criteri di regolazione tra i servizi infrastrutturali regolati; **se per la spesa sostenuta dopo la data di cut-off lo scrivente Gruppo non ravvisa criticità nel procedere con un'omogeneizzazione** nel trattamento delle principali grandezze tariffarie tra i diversi servizi infrastrutturali, per la **spesa sostenuta prima della data di cut-off** sarà necessario **rinvviare le opportune analisi e riflessioni in occasione dei singoli provvedimenti tariffari**. I settori

della distribuzione gas ed elettrica risultano infatti profondamente diversi tra loro sia per motivazioni di evoluzione prospettica, sia per motivazioni più “tecniche” legate alla presenza di diversi elementi metodologici “stratificati”, che vanno a formare gli attuali algoritmi tariffari.

La spinta ad un’omogeneizzazione di trattamento dei diversi sistemi tariffari dei servizi regolati investirà, da quanto si apprende dal documento in consultazione, anche **il trattamento dell’inflazione**. Lo scrivente Gruppo condivide l’orientamento di Arera di allineare le **finestre di rilevazione dei dati ISTAT da utilizzare per la valutazione dei tassi di variazione**. Si condivide inoltre, per quanto riguarda le tariffe/corrispettivi che dimensionano il **ricavo** delle imprese dell’anno t , **di utilizzare in via provvisoria l’inflazione attesa** per il medesimo anno e, in via definitiva i **dati effettivi di inflazione calcolati a posteriori**, al fine di sterilizzare (per imprese e clienti del servizio) i rischi connessi alle previsioni inflative.

Infine, un ulteriore elemento accolto con favore è rappresentato dall’**introduzione dello Z-factor**, che andrà ad **aggiustare la baseline dei costi operativi** in base ad eventuali variazioni dei costi derivanti da **investimenti connessi alla transizione energetica**. Sebbene si comprenda l’esigenza di stabilità regolatoria che ha portato all’individuazione di un valore soglia sotto il quale il meccanismo dello Z-factor non risulta attivabile, si propone che **tale valore soglia sia sottoposto ad accurate analisi di sensitività con l’obiettivo di valutarne la sostenibilità in termini di equilibrio economico-finanziario delle imprese e che il meccanismo stesso di trigger si basi sulla variazione di costo effettivo (emergente) cumulato dagli operatori rispetto all’anno test**, come meglio indicato nello specifico punto di consultazione.

RISPOSTE AGLI SPUNTI POSTI IN CONSULTAZIONE

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.

R.1 Si condivide che la durata di vigenza della disciplina generale contenuta nel TI

possa essere di otto anni, al fine di garantire, da un lato, **stabilità regolatoria**, dall’altro, il **consolidamento di una nuova struttura tariffaria** che, pur armonizzandosi con la precedente, presenta significativi elementi di discontinuità. Si ritiene inoltre corretta la possibilità di procedere ad affinamenti infra-periodo per il quadriennio 2028-31, anche in considerazione di un possibile mutamento del settore energetico, oggi solo ipotizzabile.

Si condivide che, al fine di sincronizzare il periodo di vigenza del TIROSS con la durata del periodo di regolazione di ciascun servizio infrastrutturale regolato, questi ultimi abbiano una durata di quattro anni, periodo sufficiente a garantire una certa stabilità regolatoria. Inoltre, si ritiene che l’avvio “scaglionato” dei periodi di regolazione per i diversi settori possa anche permettere di monitorare l’efficacia dell’applicazione di determinate misure o parametri regolatori nei settori in cui l’applicazione del modello ROSS è prevista per prima per poi eventualmente ricalibrare gli stessi nei servizi il cui avvio è previsto successivamente.

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

R.2 Il sistema tariffario nel contesto ROSS come prospettato nel documento posto in consultazione trova (in buona parte) corrispondenza, a livello di impostazione generale, con **l'attuale sistema tariffario nella misura in cui quest'ultimo è già organizzato secondo la logica del *tariff-decoupling***. Tale conferma si giudica positiva.

Si rileva che, sebbene sia confermata la tempistica della determinazione della tariffa obbligatoria nell'anno $t-1$ rispetto all'anno t di applicazione della tariffa stessa, la necessità di analizzare i CAS di competenza dell'anno t (forniti dalle imprese solo nella seconda metà dell'anno $t+1$) determinerà necessariamente un **allungamento della tempistica di determinazione della tariffa di riferimento dell'anno t** . Ciò implica che, se negli attuali sistemi tariffari dei servizi di distribuzione gas ed energia elettrica, Arera rende disponibili le tariffe dell'anno t nella prima metà dell'anno $t+1$, permettendo di mettere in atto tutte le procedure per la quantificazione ed erogazione dei saldi di perequazione entro la fine dell'anno $t+1$, con l'avvio del nuovo metodo ROSS, proprio a causa dell'attesa dei "tempi tecnici" per l'elaborazione e l'analisi dei CAS, **la determinazione dei saldi di perequazione e la relativa erogazione subiranno uno slittamento di un anno rispetto alle attuali tempistiche**, e verranno pertanto **determinati in corrispondenza dell'anno $t+2$** . Si chiede, tuttavia, di confermare nel provvedimento finale **che tali conguagli di perequazione, determinati nell'anno $t+2$, siano effettivamente liquidati entro il medesimo anno $t+2$** , e che il Box 1 del documento di consultazione laddove riporta i "Conguagli perequazione ricavi anno t " nella colonna $t+3$ indichi soltanto l'anno in cui tali importi, una volta noti, saranno socializzati in tariffa obbligatoria e che tale tempistica non risulta quindi significativa per l'incasso dei saldi di perequazione da parte del distributore.

Ciò premesso, lo scrivente Gruppo propone di **introdurre un ulteriore elemento di razionalizzazione nello schema tariffario proposto**, ossia di estendere l'allineamento temporale tra l'anno del costo e l'anno del ricavo di riferimento già prospettato per i costi operativi, anche alla componente riferita agli investimenti, **giungendo quindi ad una condizione di omogeneità complessiva (ossia riferita a tutta la spesa) circa il perimetro temporale oggetto di riconoscimento tariffario**. Tale innovazione completerebbe il percorso già prospettato dall'Autorità in merito all'allineamento temporale dell'indicizzazione inflativa, come più puntualmente descritto allo spunto 9 (esprimendo anche il capitale investito a prezzi dell'anno t a cui si riferiscono le tariffe).

Ciò potrebbe essere effettuato recependo all'interno della tariffa dell'anno t le capex del medesimo anno, sia per la quantificazione della spesa effettiva, sia, per coerenza, nella quantificazione della *baseline* di spesa. I dati sottostanti ai costi di capitale sarebbero contenuti nei medesimi bilanci *unbundling* da utilizzare per individuare i costi operativi effettivi dello stesso anno t . In tal modo, nei bilanci delle imprese **sarebbe garantito un pieno allineamento tra ricavi tariffari, costi operativi e ammortamenti, sia in termini di perimetro delle spese sia in termini di riferimento inflativo**, che potrebbe costituire anche un rilevante elemento di semplificazione, sia **in ottica di allineamento delle competenze bilancistiche, sia anche per le attività di analisi delle proiezioni pluriennali di spesa**.

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.

R.3 Si accoglie favorevolmente l'orientamento di effettuare **verifiche preliminari in merito alla finanziabilità del nuovo metodo regolatorio ROSS**. Con riferimento specifico agli **strumenti di valutazione** della sostenibilità finanziaria individuati dal documento in consultazione, si accoglie favorevolmente la scelta di indicatori chiave mutuati dalle analisi delle agenzie di *rating*, si auspica che il controllo di finanziabilità avvenga, non tanto definendo valori soglia degli indicatori chiave, ma individuando *range* di accettabilità, maggiormente inclusivi dei valori medi del campione di riferimento.

R.4 Si nutrono tuttavia riserve circa la definizione di impresa nozionale: dall'allegato alla consultazione predisposto dalla società OXERA, si evince che l'impresa nozionale rappresenterà un'azienda idealmente efficiente in quanto "[...] eventuali inefficienze nelle decisioni di finanziamento non dovrebbero influenzare le valutazioni di sostenibilità finanziaria." Si ritiene che la sterilizzazione delle inefficienze non debba essere perseguita dalla calibrazione della metodologia dei test di sostenibilità finanziaria dei metodi tariffari ma debba essere uno degli obiettivi dell'effettiva applicazione del metodo regolatorio stesso (attraverso, ad esempio, l'introduzione di meccanismi di incentivi all'efficienza).

Lo scrivente Gruppo ritiene che **l'impresa nozionale debba essere rappresentativa della maggior parte delle imprese** che operano nel servizio di distribuzione di energia e gas, **la struttura finanziaria dell'impresa nozionale, quindi, si ritiene debba corrispondere alla media di settore o di singoli cluster dimensionali che raggruppano imprese omogenee tra loro.**

R.4 Con riferimento agli **schemi di previsioni di spesa** che Arera intende acquisire per poter effettuare valutazioni prospettiche delle leve regolatorie necessarie a fissare i riconoscimenti tariffari nella transizione energetica, si ritiene che debbano essere oggetto di profonda analisi nel corso dei tavoli tecnici previsti nel corso dell'anno 2023. Sarà **necessaria la condivisione di un set di regole e/o di elementi di scenario** affinché l'aggregazione dei vari schemi previsionali acquisiti dai diversi operatori sia omogeneamente confrontabile.

R.5 Si ritiene che alcune delle **informazioni richieste negli schemi previsionali** proposti debbano essere gestiti in modo riservato da parte dell'Autorità. La declinazione annuale della

previsione del *cashflow*, ad esempio, è un'informazione fortemente **price-sensitive** per le imprese che appartengono a gruppi societari quotati in borsa.

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

R.6 Come già richiamato in premessa, la metodologia *ROSS*, così come descritta nel documento attualmente in consultazione, presenta alcuni **elementi inediti rispetto a quanto prospettato nel corso delle precedenti fasi della consultazione** e il cui impatto risulterebbe rilevante nella determinazione della spesa riconosciuta alle imprese.

Il **primo e principale elemento di novità** riguarda il **coefficiente di ripartizione del recupero delle efficienze**: l'efficienza totale, determinata dalla differenza tra la *baseline* regolatoria e la spesa effettiva dell'impresa, dovrà essere ripartita, attraverso il suddetto coefficiente fissato *ex ante* dal Regolatore, tra la quota da allocare alla gestione operativa e la quota da allocare agli investimenti.

La motivazione alla base dell'introduzione di tale coefficiente è chiara e attiene la prospettazione di introdurre due diversi meccanismi incentivanti, rispettivamente per la spesa operativa e la spesa di capitale.

Tuttavia, la *ratio* e le possibili modalità di determinazione quantitativa di tale coefficiente sono state oggetto di parziale chiarimento solo nell'ambito del *focus group* dello scorso 17 gennaio 2023, dato che il documento posto in consultazione non riserva al tema un sufficiente e adeguato approfondimento.

Dato il potenziale altamente distorsivo nel livello di spesa riconosciuta alle imprese che un'errata calibrazione di tale coefficiente potrebbe generare, **si richiede di formalizzare nel provvedimento finale, che il coefficiente di ripartizione verrà quantificato facendo riferimento alle ultime evidenze disponibili dei bilanci degli operatori e quindi in maniera tale da riflettere la reale allocazione della spesa totale tra costi capitalizzati e costi non capitalizzati.**

Tutto ciò premesso, entrando nel merito del **recupero di efficienza totale allocato agli investimenti**, Arera è intenzionata a fissare, nel provvedimento finale, il valore del coefficiente di *sharing* per ciascun servizio infrastrutturale regolato.

A tal proposito, anche al fine di evitare potenziali impatti (negativi) derivanti da aspetti non sufficientemente approfonditi in sede di consultazione, si concorda **di replicare**, come prospettato, **i livelli di potenze incentivanti previsti dalle attuali regolazioni settoriali**. A tal riguardo preme evidenziare che, **qualora in futuro Arera stabilisse di introdurre costi unitari *standard*** per la valorizzazione di classi di investimento ulteriori rispetto a quelle oggi assoggettate a tale meccanismo (schema *ROSS-base R*), un coefficiente di *sharing* delle efficienze dimensionato sui livelli attuali non risulterebbe adeguato. Infatti, tale **coefficiente dovrebbe essere necessariamente rivisto al rialzo** rispetto ai livelli attuali, così da mitigare l'aumento di incertezza derivante dalla fissazione di costi unitari *standard* riferiti ad asset che rispetto, per esempio, a quelli della misura gas, riteniamo essere di critica quantificazione

parametrica. Quindi, con riferimento al *range* prospettato nello schema di articolato (70%-80%), il coefficiente di *sharing* dovrebbe necessariamente essere **non inferiore all'80%**.

Per quanto attiene invece il **recupero di efficienza totale allocato ai costi operativi si apprezza la prospettazione dell'introduzione di un menu di incentivi**, che permetterebbe alle imprese di scegliere tra uno schema a basso potenziale di incentivo (SBP) ed uno schema ad alto potenziale (SAP), in funzione delle efficienze che il gestore ipotizza di conseguire nel corso del periodo regolatorio.

Poiché anche lo schema incentivante delle spese operative è stato oggetto di alcuni chiarimenti forniti nel corso del *focus group* del 17 gennaio, sarebbe necessario procedere ad affinare, nel provvedimento finale, alcuni passaggi riportati negli articoli 19 e 20 dello schema di articolato:

- le efficienze totali saranno ripartite tra costi operativi e costi di capitale sulla base di coefficiente di ripartizione prefissato da Arera, e quindi non coincideranno necessariamente con le effettive efficienze conseguite dagli operatori singolarmente sui costi operativi e sui costi di capitale. Di conseguenza, con riferimento ai commi 19.2 e 20.2 ai punti 1) e 2) si propone di sostituire le parole "*al netto dei recuperi di efficienza già conseguiti nel corso dello stesso periodo di regolazione*" con "**al netto dei recuperi di efficienza già attribuiti nel corso dello stesso periodo di regolazione**";
- a seguito di valutazioni numeriche condotte, per semplicità di analisi, solo sullo schema SBP, sono stati riscontrati alcuni dubbi circa l'effettiva efficacia del metodo nel **caso di outperformance** (spesa effettiva sempre minore della *baseline*): è emerso che, **nel caso in cui la spesa effettiva non abbia un trend decrescente negli anni del periodo regolatorio, l'incentivo all'efficienza delle opex può risultare negativo**. Tale distorsione potrebbe essere aggiustata ponendo pari a zero, per queste casistiche, la differenza tra il recupero di efficienza totale allocato alla gestione operativa di un anno e la quota (attribuita ai tre anni successivi) del recupero di efficienza già conseguito nell'anno precedente;
- si segnala infine che, nei **casi di underperformance**, il comma 19.3 della bozza di TIROSS (e analogamente il 20.3), riporta che "*le imprese trattengono il 100% del recupero di efficienza totale allocato alla gestione operativa nell'anno in cui le medesime minori efficienze sono rilevate e il 70%-80% delle minori efficienze allocate alla gestione operativa nei tre anni successivi*"; **anche in tale casistica andrebbe riportato l'inciso "al netto dei recuperi di efficienza già attribuiti nel corso dello stesso periodo di regolazione"**, previsto per i casi di *outperformance*, in assenza di tale specifica, il modello restituirebbe risultati sproporzionalmente penalizzanti.

Sempre con riferimento al trattamento dei costi operativi nella nuova metodologia ROSS, **si condivide la prospettazione di Arera relativa ai recuperi di efficienza conseguiti alla data di cut-off** e in tale data non completamente restituiti alle imprese, per i quali l'Autorità ha previsto un riconoscimento in continuità di criteri, **considerandoli un elemento aggiuntivo del vincolo ai ricavi ammessi relativo al primo periodo** regolatorio del ROSS-base e che **quindi non incorreranno nella definizione della baseline dei costi operativi**.

Quanto prospettata da Arera e sopra sintetizzato costituisce, a giudizio dello scrivente Gruppo, **l'unica modalità per garantire la piena efficacia dei due meccanismi di incentivazione** (corrente e prospettico).

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

R.7 Sebbene le decisioni per la fissazione dei tassi di capitalizzazione dovranno essere assunte in occasione degli aggiornamenti dei singoli servizi regolati, preme evidenziare che **l'introduzione del tasso di capitalizzazione fissato ex-ante dal regolatore comporti notevoli distorsioni tra contabilità civilistica e quella regolatoria**, a fronte di vantaggi che non sono stati evidenziati chiaramente nel corso del processo di consultazione

Ad ogni modo, al fine di evitare eventuali squilibri in termini di finanziabilità degli investimenti (elemento che probabilmente emergerà dai test di finanziabilità che il Regolatore effettuerà per la calibrazione della leva), la fissazione dei tassi di capitalizzazione, almeno per il primo periodo regolatorio ROSS, debba essere il più possibile funzione del tasso consuntivato nel triennio precedente dalle singole imprese. In subordine, **qualora i tassi venissero differenziati per cluster di imprese, si richiede che questi ultimi raggruppino aziende effettivamente omogenee tra loro.**

Si richiede quindi di non tenere in considerazione, per il primo periodo regolatorio ROSS i tassi di capitalizzazione prospettici, sia perché l'attuale previsione dei tassi di capitalizzazione risulterebbe distorta dalle forti incertezze dello scenario energetico, sia perché la componente *forward looking*, nell'approccio ROSS-base, dovrebbe essere mitigato.

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

R.8 Per quanto riguarda il possibile allineamento dei criteri di regolazione tra i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, Arera distingue due perimetri:

- la spesa sostenuta dopo la data di *cut-off*
- i cespiti esistenti alla data di *cut-off*

In merito al perimetro del primo punto Arera intende assicurare la massima omogeneità per tutti i servizi infrastrutturali regolati; sui cespiti esistenti alla data di *cut-off* l'Autorità ritiene invece preferibile lasciare una certa flessibilità nelle decisioni relative a ciascun servizio regolato.

Per quanto **si può concordare in linea di massima con gli orientamenti sopra riportati**, a parere della scrivente è opportuno ponderare attentamente le alternative possibili; a tal fine, con il provvedimento finale, che farà seguito al DCO 655/22, **si suggerisce di definire soltanto la “cornice” del metodo ROSS, rinviando le scelte sull'allineamento dei criteri**

di regolazione tra i servizi infrastrutturali. I settori della distribuzione gas ed elettrica risultano infatti notevolmente diversi, sia per motivazioni di **evoluzione prospettica** dei servizi (ci si aspetta un importante aumento dell'elettrificazione a fronte di un'emersione dei cosiddetti *stranded asset* nella distribuzione gas, che probabilmente avrà invece un graduale declino), **sia per motivazioni più "tecniche" legate alla stratificazione dei singoli algoritmi tariffari**, al punto da rendersi necessari approfondimenti in occasione della definizione dei criteri specifici di regolazione di ciascun servizio regolato (si veda in tal senso anche la risposta allo spunto di consultazione n. 10).

S9. Osservazioni rispetto al trattamento dell'inflazione.

R.9 Si concorda con l'orientamento di confermare i riferimenti utilizzati per l'aggiornamento inflativo delle tariffe (*i.e.* tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati per le spese operative e tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevati dall'Istat per le spese di capitale)

Lo scrivente Gruppo concorda altresì sulla necessità di valutare una serie di aggiustamenti dei criteri di aggiornamento annuale delle tariffe, per l'inflazione. In particolare:

- si concorda nel **migliorare l'omogeneità dei criteri di aggiornamento** adottati per i diversi servizi infrastrutturali regolati, anche **in termini di finestre temporali da utilizzare per le rilevazioni dei tassi di variazione**;
- per quanto riguarda le **tariffe/corrispettivi per l'uso delle infrastrutture (tariffe obbligatorie)**, si concorda nel quantificarle sulla base del tasso di variazione medio annuo riferito ai dodici mesi precedenti dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'ISTAT per le spese operative) ma, in aggiunta a quanto riportato nell'ultimo bullet del comma 12.4 del documento di consultazione, anche sulla base del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevati dall'ISTAT per la quota riferita alle spese di capitale;
- per quanto riguarda le tariffe/corrispettivi che dimensionano il **ricavo delle imprese (ricavi ammessi)**:
 - in via provvisoria: **si concorda nell'utilizzare l'inflazione attesa**;
 - in via definitiva: **si ritiene opportuno utilizzare dati effettivi di inflazione calcolati a posteriori**, al fine di sterilizzare (per imprese e clienti del servizio) i rischi connessi alle previsioni di inflazione.

In merito a quest'ultimo punto, in considerazione delle tempistiche prospettate per la determinazione delle tariffe di riferimento che prevedono che siano definite nell'anno $t+2$ rispetto all'anno t di sostenimento della spesa, si concorda con Arera rispetto a quanto riportato al punto 12.5 del documento di consultazione, ove **"si ritiene opportuno prevedere che la baseline di spesa sia espressa a prezzi dell'anno (t) a cui si riferiscono le spese effettive, in modo da avere un confronto omogeneo"**.

Infine, si ritiene che **le tariffe/corrispettivi** che dimensionano il ricavo delle imprese fissati *ex post* in via definitiva **debbano riflettere, a prezzi dell'anno t, sia i livelli della quota fast money, sia le componenti a copertura del capitale investito.**

Se tale approccio è confermato negli orientamenti di Arera (oltre che, come detto, auspicato), si segnala un probabile refuso al comma 12.5 del documento posto in consultazione, ove diversamente dal precedente presupposto si legge che “... *si ritiene opportuno prevedere che la baseline di spesa sia espressa a prezzi dell'anno (t) a cui si riferiscono le spese effettive, in modo da avere un confronto omogeneo e che [...] il capitale investito sia espresso a prezzi dell'anno precedente (t-1) a quello a cui si riferiscono le tariffe.*”

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

R.10 Con riferimento alla distribuzione gas, Arera non rileva particolari aspetti critici in merito alla compatibilità del ROSS-base con i meccanismi di concorrenza per il mercato previsti per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas; ritiene d'altro canto, e la scrivente concorda su questo aspetto, che sia opportuno approfondire il trattamento delle future spese di capitale, oltre che le modalità di restituzione del capitale esistente alla data di *cut-off* in relazione all'avvio delle gestioni di ATEM. Vista l'importanza, si propone di rimandare l'analisi di tali aspetti, che dovrebbero essere approfonditi in un altro DCO, in occasione della definizione dei criteri specifici della regolazione della distribuzione gas.

- In merito alle modalità di restituzione del capitale esistente alla data di *cut-off*, una modifica che potrebbe essere invece apportata, e che potrebbe effettivamente contribuire ad una notevole semplificazione degli algoritmi tariffari senza comportare un importante anticipo in termini di cassa o criticità in riferimento alle future gestioni per ATEM, riguarda **le formule per calcolare l'immobilizzato netto ed in particolare la porzione contenente i coefficienti di IndGrad**: si propone di eliminare tale porzione della formula dell'immobilizzato netto di località, contenente i coefficienti di IndGrad, e di “spalmare” in alcuni anni tariffari l'impatto economico equivalente. Semplificare in tal senso gli algoritmi tariffari permetterebbe di **uniformare a livello di località l'anno di fine vita utile per tutte le categorie cespitali** (ora potenzialmente differenziato per località) ed andrebbe nel verso di aumentare l'allineamento delle regolazioni (e quindi si avvicinerebbe all'opzione CO.B del DCO 317/22), in quanto ad oggi presente solo per la distribuzione gas.
Gli interventi proposti anche nei precedenti DCO (quali, a titolo di esempio, il riallineamento delle vite utili utilizzate pro tempore, l'ammortamento dello stock non ammortizzato alla data di *cut-off* restituito in un periodo di tempo prefissato - opzione CO.C del precedente DCO 317/2022/R/com) vanno invece valutati attentamente e con congrui tempi al fine di quantificare, da un lato, l'effettivo beneficio, e dall'altro i potenziali rischi, certamente non trascurabili, in cui si può incorrere anche in ottica di avvio delle gestioni di ATEM.
- In merito al capitale realizzato successivamente alla data di *cut-off* e antecedente all'avvio della gestione di ATEM, potrebbero potenzialmente emergere importanti

scostamenti tra la quantificazione mediante il nuovo metodo *ROSS-base* e il calcolo a VIR. Tali scostamenti sarebbero **generati dal fatto che la cosiddetta quota di *slow money* sarebbe determinata utilizzando un tasso di capitalizzazione regolatorio** applicato alla spesa ammessa ai riconoscimenti tariffari, che a sua volta è determinata in funzione degli incentivi all'efficienza che ogni gestore è in grado di conseguire. Quanto anticipato al punto precedente in termini di rischi potenziali è importante sia attentamente valutato anche su questa porzione di capitale.

S11. Osservazioni rispetto ai meccanismi di gestione delle incertezze.

R.11 Lo scrivente Gruppo accoglie molto favorevolmente l'orientamento dell'Autorità di prevedere due meccanismi di gestione delle incertezze. **Il meccanismo che intercetta gli incrementi dei costi derivanti da eventi eccezionali ed imprevedibili**, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi all'erogazione del servizio (espresso nell'*Y-factor*), riflette quanto attualmente previsto dai sistemi tariffari, e si concorda con una sua **riproposizione nel sistema tariffario *ROSS-base***.

La prospettata attivazione del **meccanismo che aggiusta la *baseline* dei costi operativi** per riflettere le variazioni dei costi derivanti dall'aumento delle dimensioni del servizio, innescato da **investimenti connessi alla transizione energetica** (espresso nello *Z-factor*), risulta, invece, elemento indispensabile per la promozione della realizzazione di interventi necessari al sistema energetico.

Sebbene quindi si esprima parere favorevole all'introduzione dei suddetti meccanismi, pur comprendendo l'esigenza di contenere gli oneri amministrativi per le conseguenti valutazioni, si propone che la soglia *trigger* funzionale all'attivazione dello *Z-factor* **venga determinata solo in seguito ad analisi puntuali e condivise circa il valore di costi incrementali che possono essere sopportati dalle imprese senza un adeguato riconoscimento tariffario**.

In particolare, da prime analisi effettuate risulta che la soglia di attivazione del meccanismo sia stata fissata nel DCO ad un valore troppo elevato (1% dei ricavi tariffari). Una corretta calibrazione del meccanismo è infatti indispensabile perché il meccanismo stesso trovi efficacia. **Si propone quindi che il valore della soglia di attivazione sia sottoposto ad accurate analisi di sensitività con l'obiettivo di valutarne la sostenibilità in termini di equilibrio economico-finanziario delle imprese**.

Differentemente rispetto a quanto indicato al secondo bullet del punto 14.3 del documento di consultazione, si ritiene che, per valutare (annualmente) l'attivazione del meccanismo, debba essere presa in considerazione la **variazione (cumulata) dei costi operativi effettivi** emergenti nell'anno oggetto di determinazione dei ricavi rispetto all'**anno utilizzato per la valorizzazione della *baseline*** (e quindi, per il primo periodo di regolazione *ROSS*, per l'anno "test"). In questo modo, verrebbero conciliate l'esigenza della stabilità regolatoria (che l'introduzione della soglia *trigger* garantirebbe per ridurre la frequenza degli aggiornamenti) e l'esigenza della copertura dei costi sorgenti valutati nel loro valore cumulato.