

Criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS- base. Orientamenti finali

Consultazione ARERA 655/2022/R/com del 9 dicembre 2022

Osservazioni di Elettricità Futura
24/1/2023



Osservazioni generali

Accogliamo positivamente la presente consultazione, con cui viene dato seguito alle tematiche affrontate nelle scorse consultazioni e negli incontri tecnici con gli operatori e viene fornita la prima formulazione del TIROSS.

Un aspetto sicuramente di rilievo riguarda le tempistiche di go-live del ROSS. Come anche già avanzato in nostre precedenti risposte (es. risposta al DCO 615/2021/R/com) proponiamo che una volta che tutta la regolazione e la disciplina sarà finalizzata, nell'ottica di operare con la maggiore gradualità e prudenza possibile, l'implementazione del nuovo approccio ROSS-base venga posticipata al 2025. Ciò consentirebbe a tutte le parti coinvolte di valutare compiutamente i nuovi meccanismi posti in consultazione, per la quantificazione degli impatti economico-finanziari, e la relativa implementazione. In alternativa, l'eventuale introduzione del ROSS-base dal 2024 potrebbe ritenersi applicabile solo in caso di un'adeguata flessibilità nella fissazione delle leve regolatorie per gestire il passaggio al nuovo contesto.

Relativamente alle proposte illustrate nella consultazione, riteniamo che, come per i DCO che hanno preceduto quello attuale, non sono ancora stati forniti sufficienti elementi ed esempi numerici utili agli operatori per quantificare al meglio gli impatti concreti, sia economici che operativi, dell'applicazione dell'approccio ROSS. In particolare, se alcuni temi sono stati approfonditi rispetto a quanto illustrato nei precedenti DCO, su altri temi il livello informativo di dettaglio è ancora insufficiente (es. il nuovo meccanismo per la definizione dell'incentivo all'efficienza, la modalità di definizione da parte di ARERA nel primo periodo di applicazione del ROSS della baseline del costo operativo, la formula di calcolo del tasso di capitalizzazione).

Considerato che con l'attuale DCO si è ormai a uno stadio avanzato di consultazione sulla regolazione dell'approccio ROSS-base, ribadiamo quanto espresso nelle nostre precedenti risposte sul tema e richiediamo ad ARERA di fornire quanto prima ulteriori informazioni, esempi, simulazioni quantitative sul funzionamento e gli impatti sui servizi regolati interessati del ROSS.

Segnaliamo inoltre che nell'articolato del TIROSS sembrano essere presenti delle incongruenze con quanto prospettato nel presente DCO, in particolare con riferimento all'art.14 sulla soglia di materialità dello Z-factor e all'art.26 per la determinazione della quota slow money.

Osservazioni di dettaglio

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.

Come rappresentato in premessa, suggeriamo di posticipare l'applicazione del ROSS-base per i settori per i quali il passaggio è oggi previsto nel 2024 al 2025, con una graduale introduzione dell'integrale nel corso del periodo 2028-2031. Questo sarebbe coerente con le tempistiche di aggiornamento tariffario del WACC e del parametro beta, favorendo un framework coerente.

In alternativa, l'eventuale introduzione del Ross-base dal 2024 potrebbe ritenersi applicabile solo in caso di un'adeguata flessibilità nella fissazione delle leve regolatorie per gestire il passaggio al nuovo contesto.

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

Riteniamo che il differimento temporale che intercorre tra pubblicazione delle tariffe obbligatorie e determinazione delle tariffe definitive, con relativa erogazione dei saldi di perequazione, non debba eccedere i due anni.

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.

S3. Riteniamo opportuno che tali valutazioni siano rimandate nell'ambito dei necessari approfondimenti e tavoli di lavoro finalizzati all'implementazione del ROSS integrale, e che venga fatta salva la possibilità per gli operatori di presentare specifiche istanze in merito, così come prospettato nel report Oxera.

S4. Riteniamo utile che si chiariscano quali saranno le tempistiche per la raccolta delle informazioni dagli operatori e soprattutto che il set informativo richiesto nelle tabelle illustrate sia

limitato a indicatori specifici. In una prima fase di raccolta dei dati, e ai soli fini della fissazione dei parametri indicati dalla stessa Autorità dal sopra richiamato articolo 8.7, si potrebbe pertanto prevedere, a vantaggio di una maggiore semplicità operativa e di rendicontazione da parte delle imprese, nonché di analisi da parte di ARERA, una richiesta circoscritta all'evoluzione di spesa prospettica soltanto a livello di Capex e di Opex, e quindi sufficiente per la perimetrazione dei costi effettivi validi ai fini tariffari.

Per quanto riguarda l'indicatore di monitoraggio dell'avanzamento fisico degli investimenti, riteniamo che questo possa fornire solo un'indicazione prettamente quantitativa che, prescindendo dalla declinazione qualitativa della spesa, risulta fuorviante.

S.5. Riteniamo necessario che tutte le informazioni acquisite nel contesto della richiesta in oggetto siano condivise unicamente fra operatore interessato e Autorità. Ciò anche sulla base del fatto che la maggior parte degli operatori fanno parte di gruppi quotati.

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

È apprezzabile l'introduzione di una "menu regulation" per cercare di modulare al meglio la potenza dell'incentivo rispetto alle potenzialità residue di efficientamento che il singolo operatore ritiene di possedere.

Riteniamo tuttavia che l'attuale formulazione della proposta non sia ancora del tutto adeguata dato che, in base a quanto è stato evidenziato dagli stessi operatori nel corso dell'ultimo focus group, essa condurrebbe ad esiti del tutto incoerenti nei casi di andamenti discontinui delle performance delle imprese (es. alternanza tra situazioni di over- e underperformance e anche in un andamento non lineare dell'over-/underperformance) rispetto alla baseline. Evidenziamo quindi la necessità di approfondire adeguatamente tale tema, anche dal punto quantitativo, e ribadiamo la necessità di mettere sempre e preventivamente a disposizione degli operatori di esempi quantitativi, con relativi fogli di calcolo, dei meccanismi oggetto di consultazione così da poterli sottoporre a test preventivi.

In ogni caso, riteniamo utile ricordare come gli obiettivi di efficientamento dovrebbero essere fissati a un livello tale da consentire all'operatore efficiente di realizzare una outperformance (cfr. pt. 13.24 del DCO 317/2022).

Rispetto alla modalità di calcolo della *baseline dei costi operativi* riconosciuti da ARERA nel primo anno t del primo periodo regolatorio ROSS, occorre poi chiarire quale anno verrà utilizzato come

“test” e, con specifico riferimento all’art. 7 del TIROSS, quale sarà nel dettaglio la formula di calcolo sia 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, sia del loro riconoscimento come “elemento aggiuntivo del vincolo ai ricavi ammessi”.

Riteniamo che l’esigenza, propria del Ross-regime/integrale, di ripartire le efficienze tra investimenti e costi operativi tramite un coefficiente ex-ante fissato dall’Autorità introduca un elemento di criticità da indagare ulteriormente. Con l’approvazione del TIROSS gli operatori non avrebbero di fatto visibilità sul dimensionamento di tale parametro, che potrebbe avere un impatto significativo sulle scelte di pianificazione economico-finanziaria da parte delle imprese in vista dell’avvio del ROSS.

Confermiamo la disponibilità al bundling delle attività.

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

Concordiamo con l’orientamento dell’Autorità di basare il tasso di capitalizzazione su dati storici recenti, prevedendo aggiustamenti sulla base di valutazioni forward-looking e differenziando il parametro per cluster.

Riteniamo fondamentale che, soprattutto in prima applicazione, 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.

Chiediamo inoltre conferma che la definizione del tasso di capitalizzazione avvenga tenendo conto 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).

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

In merito ai cespiti esistenti alla data di cut-off, concordiamo con l’orientamento dell’Autorità di accordare una certa flessibilità nelle decisioni di ciascun servizio. L’allineamento dei criteri regolatori dovrà pertanto essere condotto in modo da garantire, al singolo operatore, la preservazione del proprio capitale esistente alla data di cut-off ed il relativo rendimento, nonché le specificità regolatorie che caratterizzano alcuni specifici asset (ad esempio, la regolazione

applicabile ai sistemi di smart metering 2G che nel nuovo sistema dovrà essere gestita separatamente).

In ogni caso, riteniamo che la regolazione settoriale del ROSS-base dovrà rappresentare l'occasione per un'analisi dei costi operativi propri dei vari settori cui associare dei relativi trattamenti regolatori che, al fine del riconoscimento di tali costi, potranno declinarsi in ottica di ragionevolezza anche su base convenzionale.

S9. Osservazioni rispetto al trattamento dell'inflazione.

Riguardo al tema del trattamento dell'inflazione, chiediamo di chiarire meglio come ARERA intenda confermare i riferimenti e i criteri attualmente utilizzati per aggiornare le tariffe per l'inflazione, però al contempo migliorandoli e rivedendoli. Infatti, vorremmo evitare che discontinuità nell'applicazione dei criteri di aggiornamento delle tariffe per l'inflazione portino a mancati riconoscimenti agli operatori.

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

Nessuna osservazione.

S11. Osservazioni rispetto ai meccanismi di gestione delle incertezze.

Nel caso in cui l'Autorità dovesse confermare l'introduzione della soglia di materialità per Z e Y-factor, riteniamo che questa debba essere commisurata alla quota parte del ricavo ammesso a copertura delle Opex 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-2. In ogni caso, per quanto riguarda il settore la distribuzione elettrica, caratterizzato da una pluralità di soggetti di differenti dimensioni, operanti in contesti diversi e sottoposti a obblighi non comparabili (es. perdite di rete, obblighi di efficienza energetica), riteniamo opportuno che qualsiasi valutazione in merito sia svolta non solo con riferimento al settore, ma anche ai cluster di imprese e ai singoli operatori.

Con specifico riferimento al meccanismo per la copertura di costi incrementali legati a nuovi investimenti (c.d. Z-factor), riteniamo necessario evidenziare l'incongruenza tra le ragioni connesse ad interventi resi necessari dalla transizione energetica, espresse dagli operatori e fatte proprie dall'Autorità nel testo del documento di consultazione in esame, e la relativa declinazione operativa indicata nell'art. 14 del TIROSS. Articolo in cui si fa solo riferimento a “nuovi

investment” senza però specificare a quali specifici ambiti di intervento tali nuovi investimenti devono essere destinati.



Elettricità Futura è la principale associazione delle imprese elettriche che operano nel settore dell'energia elettrica in Italia. Rappresenta e tutela produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali, trader, distributori, venditori e fornitori di servizi, al fine di contribuire a creare le basi per un mercato elettrico efficiente e per rispondere alle sfide del futuro.

www.elettricitafutura.it

