

Linee guida per lo sviluppo della regolazione ROSS-base da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas

Consultazione ARERA 615/2021/R/com del 23 dicembre 2021

Osservazioni di Elettricità Futura
7/2/2022



Osservazioni generali

Accogliamo positivamente la presente consultazione che rappresenta il primo di una serie di step che, a partire dal 2022, porteranno alla definizione dei principi e criteri di funzionamento e delle modalità di messa in atto dell'approccio ROSS-base per il riconoscimento dei costi agli operatori dei servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.

Il nuovo approccio per la determinazione dei costi da riconoscere agli operatori regolati della distribuzione di energia elettrica costituisce infatti un'evoluzione e un cambio di paradigma di grande portata rispetto alla regolazione attuale, in quanto dovrà consentire di preservare e migliorare il livello di investimento per lo sviluppo delle reti elettriche e quindi massimizzare i benefici per gli utenti finali. Infatti, l'abbandono dell'attuale schema *building block* che considera separatamente i costi operativi (con incentivi di tipo price-cap) e gli investimenti (con una regolazione di tipo *rate-of-return*), convergendo verso un meccanismo di riconoscimento della spesa totale comporterà il superamento del concetto di RAB come driver di riferimento per la creazione di valore e di marginalità, anche per effetto di un tasso di capitalizzazione predefinito dal Regolatore. Occorre quindi che tutto il processo di definizione e finalizzazione della regolazione (quindi DCO, tavoli tematici, Delibere, incontri ad hoc, seminari/webinar, etc...) sia condotto nel modo più trasparente e collaborativo possibile, al fine di individuare soluzioni regolatorie flessibili ed equilibrate per i servizi infrastrutturali regolati.

Considerata la portata della riforma e ricollegandoci a quanto appena detto, apprezziamo poi l'orientamento dell'ARERA, espresso in alcuni passaggi del DCO, di prevedere un'implementazione graduale del ROSS-base. Gradualità che è indispensabile per evitare impatti negativi sull'operatività e la stabilità finanziaria degli operatori infrastrutturali e per garantire un'applicazione efficiente del nuovo approccio, riducendo il più possibile gli oneri e le problematiche implementative per tutti i soggetti coinvolti.

In altre parole, data la complessità e l'onerosità del passaggio alla regolazione in oggetto, suggeriamo che ARERA presti particolare attenzione a evitare il rischio di condurre il sistema verso situazioni di complessa attuazione, in particolare in un momento, quale quello presente, in cui è necessario offrire certezze per i nuovi ingenti investimenti funzionali alla transizione. Si ritiene necessario che una innovazione regolatoria di tale portata prenda in dovuta considerazione anche quanto di recente determinato sul WACC nonché all'espletamento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas (in corso) e dell'energia elettrica

(previste per la fine del decennio in corso). In tale prospettiva, riteniamo essenziale che il radicale cambiamento proposto sia preceduto da una profonda e ampia riflessione sulla coerenza tra le necessità di medio e lungo termine dei settori coinvolti e gli incentivi/disincentivi forniti esplicitamente e implicitamente dal nuovo metodo.

Per superare tali complessità risulta a nostro avviso decisivo un percorso di condivisione e approfondimento degli orientamenti del Regolatore attraverso appositi tavoli tecnici, nonché l'attuazione del principio di gradualità attraverso un primo periodo nel quale, abbinando le esigenze del sistema con gli obiettivi enunciati nel DCO, il ricorso alla metodologia ROSS possa considerare un'adesione su base volontaria, in particolare da parte di quelli di ridotte dimensioni. A tal proposito, la definizione di esperimenti regolatori sulla base di specifici ambiti progettuali (*sandbox*) potrebbe testare l'applicazione del metodo e permetterne affinamenti successivi finalizzati ad una sua integrazione nella regolazione tariffaria dei diversi servizi infrastrutturali.

Con questo primo DCO sono illustrati numerosi spunti sui vari elementi che concorrono a definire lo schema concettuale dell'approccio ROSS-base, senza, almeno per il momento, fornire delle indicazioni nette e certe su quali ARERA intende implementare. Da un lato, questo è sicuramente utile in quanto in questa fase preliminare di analisi dei criteri del ROSS-base permette agli operatori di essere informati sulle varie soluzioni possibili per implementare il nuovo approccio e di analizzarle, soppesandole tra loro, senza l'"urgenza" di dover decidere per quale optare in tempi rapidi. Dall'altro, però, l'assenza di un'indicazione netta in diversi dei passaggi del DCO rende difficile avere un'idea di quale sarà il funzionamento del ROSS-base e di conseguenza non permette di elaborare delle osservazioni ben definite.

Proprio per questa ragione, gli incontri tematici di approfondimento tra l'ARERA e gli stakeholder che dovranno svolgersi nei prossimi mesi, prima della pubblicazione del 2° DCO sul tema ad aprile/maggio, avranno un'importanza cruciale e rappresentano uno step indispensabile per definire in modo trasparente, chiaro e condiviso i criteri di funzionamento del ROSS-base e le modalità per la sua implementazione.

A nostro avviso, sarebbe estremamente utile che ARERA in occasione di tali tavoli esponga delle simulazioni numeriche sui potenziali impatti derivanti dall'applicazione del ROSS-base, eventualmente declinandole sulla base delle varie soluzioni proposte nel DCO, in modo da supportare gli operatori a effettuare le proprie valutazioni e decisioni.

Inoltre, riteniamo fondamentale che ARERA, pur mantenendo l'obiettivo di strutturare un meccanismo valido per entrambi i settori regolati, elettrico e gas, tenga conto delle relative specificità, proponendo anche delle soluzioni mirate e dedicate a uno o l'altro settore ove fosse utile e necessario.

Di seguito riportiamo alcuni primi spunti in risposta ai quesiti avanzati nel DCO. Come anticipato nei paragrafi precedenti, l'assenza al momento nel DCO di una proposta "netta" ci permette di fornire solamente dei contributi più o meno generici. Contributi che ci riserviamo ovviamente di espandere e approfondire una volta che saranno disponibili più elementi sulla proposta per l'applicazione del ROSS-base.

Osservazioni di dettaglio

S1. Si ritiene debbano essere individuati ulteriori o diversi obiettivi in relazione allo sviluppo del ROSS-base?

S2. Si ritiene che il ROSS-base debba essere applicato a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, compresi anche i servizi di stoccaggio e rigassificazione?

S3. In relazione al successivo sviluppo dell'approccio ROSS-integrale, quali si ritiene siano le soglie dimensionali da considerare in relazione al servizio di distribuzione?

S1. Condividiamo gli obiettivi individuati nel DCO, pur evidenziando la necessità che questi siano declinati in modo tale da prevedere esplicitamente che il nuovo paradigma sia funzionale a stimolare l'innovazione e la realizzazione di un sistema energetico sempre più flessibile ed ambientalmente sostenibile e sia strutturato in modo da agevolarne l'implementazione e la gestione da parte delle imprese, anche in termini di necessità informative.

S2. Con specifico riferimento al servizio di stoccaggio del gas, gli investimenti per la realizzazione di nuovi asset di stoccaggio sono strutturati in un lungo periodo di tempo e, per loro natura, sono difficilmente standardizzabili. Ad una prima analisi basata sulla nostra comprensione del DCO, l'applicazione a tale servizio di un approccio ROSS-base rischia di essere particolarmente penalizzante, in quanto sembrerebbe condurre esclusivamente ad un trasferimento ai clienti finali delle maggiori efficienze sui costi operativi. Ciò premesso, riteniamo di non poterci esprimere sulla assoggettabilità dello stoccaggio al nuovo regime di regolazione in quanto il documento di consultazione fornisce per lo più indicazioni di carattere generale

S3. Dall'analisi del DCO, forse proprio perché rappresenta solamente delle prime linee guida sul tema, risulta difficile capire sia in quali condizioni verrebbe applicato l'approccio ROSS-integrale che, di conseguenza, la sua convenienza o meno rispetto al ROSS-base.

Ribadiamo inoltre quanto espresso in premessa circa l'esigenza di garantire adeguata gradualità a tutto il sistema nell'implementazione di una riforma di tale spessore, auspicabilmente prevedendo una prima fase di applicazione su base volontaria (e non solo su base dimensionale) e attraverso appositi esperimenti regolatori.

S4. Osservazioni di carattere generale sull'adozione dell'approccio ROSS-base

S5. Osservazioni sulle ipotesi relative alla determinazione della spesa di riferimento.

S6. Osservazioni sulle alternative discusse in merito alla definizione dei meccanismi di sharing delle efficienze.

I tre quesiti S4-5-6 affrontano gli aspetti cruciali del meccanismo ROSS-base, ma necessitano di maggiori dettagli per essere analizzati e valutati efficacemente.

In linea generale, concordiamo con l'orientamento dell'Autorità di prevedere, in una prima fase, l'adozione di un approccio per l'individuazione della spesa di riferimento senza che siano implementati elementi di valutazione a costi standard o benchmark.

È comunque importante evidenziare che la forte divergenza tra ROSS-base, che almeno per come è prospettato al momento eredita diverse caratteristiche dall'attuale sistema, e ROSS-integrale potrebbe portare a un trattamento "discriminatorio" tra operatori.

Ricordiamo poi come le grandi efficienze già realizzate, sia per le OPEX che per le CAPEX, abbiano di fatto ridotto la possibilità di ottenere margini di ulteriore efficientamento. Per cui segnaliamo, già da ora, l'opportunità di evitare il rischio di definire target irraggiungibili.

Evidenziamo inoltre come lo scenario di riferimento per l'applicazione dei modelli TOTEX (i.e. UK) abbia caratteristiche peculiari rispetto al settore della distribuzione italiano (in primis in termini di frammentazione), nel quale emergono peraltro caratteristiche di costo eterogenee che rendono difficile una standardizzazione della spesa aderente alle diverse realtà territoriali.

Infine, per quanto riguarda la determinazione delle efficienze e dei livelli di sharing, considerando i livelli già raggiunti, ulteriori incrementi di produttività saranno sempre più difficili e costosi da ottenere. Pertanto occorre assolutamente evitare una diminuzione dell'intensità di incentivazione, così come un “*double-counting*” della leva dell'efficientamento (*X-Factor* e *sharing*).

S7. Osservazioni sulle ipotesi relative alla determinazione del tasso di capitalizzazione.

Riteniamo che la soluzione di determinazione ex-ante del tasso di capitalizzazione, seppur in grado di rendere lo schema di riconoscimento dei costi più prevedibile, sia più onerosa della determinazione ex-post, in quanto sarebbe limitante per gli operatori. In ogni caso, evidenziamo che la fissazione di tassi di capitalizzazione standard eliminerebbe una leva di efficienza per gli operatori che si sostanzia nelle scelte strategiche di c.d. *make-or-buy* che rispondono anche alle caratteristiche del territorio (ad es. presenza dei fornitori). Inoltre, utilizzare solo un'impostazione di tipo *backward-looking* basata su dati storici pluriennali escludendo evidenze prospettiche, come prospettato dall'Autorità, potrebbe generare degli effetti distorsivi rispetto alle concrete necessità di investimento degli operatori nel medio-lungo termine.

S8. Osservazioni sulle ipotesi relative alla determinazione delle vite utili regolatorie.

Riteniamo che, da un punto di vista operativo, la proposta di cui al punto 12.4 di calcolare la vita utile regolatoria come media ponderata delle vite regolatorie associate alle diverse categorie di cespiti, utilizzando per la ponderazione il costo effettivo consuntivato, inteso come incremento patrimoniale afferente a ciascuna categoria di cespiti rappresenterebbe una semplificazione rispetto alla situazione attuale e quindi è potenzialmente positiva. Potenzialmente in quanto sono da valutare attentamente i rischi, derivanti dall'utilizzo di una media ponderata, di disallineamento tra costi sostenuti a bilancio dalle imprese e costi recuperati tramite le tariffe.

Chiediamo poi che ARERA chiarisca maggiormente come le soluzioni identificate per la determinazione delle vite regolatorie per tipologia di cespiti si legano al calcolo di un tasso di capitalizzazione calcolato in modo unico e indistinto senza essere declinato per tipologia cespitale.

Chiediamo inoltre che si chiarisca come, una volta definito l'elemento *slow money*, verrebbero calcolate le quote di ammortamento.

Per quanto riguarda i tassi di capitalizzazione e le vite utili regolatorie, tali temi avranno significativi impatti economici e finanziari sui risultati degli operatori e sulle relative rendicontazioni. Pertanto appare necessario operare con la massima gradualità e prudenza, evitando meccanismi che amplifichino gli scostamenti con i principi contabili civilistici.

S9. Osservazioni sulle ipotesi relative a trattamento lavori in corso, trattamento dismissioni e trattamento contributi.

Relativamente alle dismissioni, il passaggio a un nuovo meccanismo di regolazione tariffaria dovrebbe prevedere delle innovazioni in grado di superare le inefficienze nelle raccolte dati del meccanismo attuale, soprattutto nel settore gas.

Per quanto riguarda invece il trattamento dei contributi, riteniamo che il nuovo sistema dovrebbe continuare a incentivare opportunamente gli operatori a individuare nuovi fondi di finanziamento diversi dalle tariffe pagati dagli utenti finali.

S10. Osservazioni in merito al trattamento dello stock di capitale esistente al momento del passaggio al regime ROSS-base.

Condividiamo l'orientamento di gestire in continuità di criteri gli stock di capitale esistenti alla data di entrata in vigore del ROSS-base, al fine di garantirne un'adeguata gradualità di implementazione.

S11. Osservazioni rispetto alle ipotesi di riallineamento delle regolazioni dei servizi infrastrutturali.

S12. Come si valuta l'ipotesi di escludere dal riallineamento le regolazioni relative ai servizi infrastrutturali non a rete.

Accogliamo positivamente la proposta di creare un apposito Testo integrato, il TICCR, per definire i criteri di determinazione del costo riconosciuto. Testo integrato che, andandosi ad affiancare al TIWACC, fornirebbe agli operatori un quadro più chiaro e trasparente sulle disposizioni regolatoria in materia di riconoscimento dei costi.

S13. Osservazioni rispetto alle ipotesi di adottare il RORE come indice per il monitoraggio della performance delle imprese regolate.

Il monitoraggio delle performance delle imprese regolate tramite l'indice RORE è un tema di primaria importanza ai fini dell'applicazione dell'approccio ROSS-base e quindi riteniamo meriti una trattazione specifica in un DCO o un incontro ad hoc, anche alla luce dell'esigenza di acquisire un set informativo ampio e solido quale condizione fondamentale per evitare rappresentazioni parziali e fuorvianti degli indicatori. Condividiamo quindi la proposta di discutere la determinazione del RORE in modo puntuale con le imprese e con gli stakeholder e poi consolidarla in un manuale. Condividiamo anche la proposta di far certificare tale manuale da un soggetto terzo indipendente.

Relativamente al calcolo dei margini per le imprese regolate calcolati tramite il RORE, esemplificato al paragrafo 18 del DCO, evidenziamo che nel computo non sono considerati diversi costi non coperti dalle tariffe regolate. La metodologia per il calcolo dei margini ai fini del RORE dovrà essere un aspetto di primaria importanza da affrontare nei seguenti documenti/incontri in tema.

In tali documenti/incontri occorrerà inoltre che ARERA definisca con chiarezza obiettivi, modalità di svolgimento e tempistiche di implementazione del monitoraggio. Riguardo a quest'ultimo aspetto, ribadiamo che il RORE, come il resto del ROSS-base, diventi attivo in modo graduale, come peraltro evidenziato dalla stessa Oxera nel rapporto allegato (punto. 4.2.2).

S14. Osservazioni relative alle opzioni di regolazione individuate.

S15. Osservazioni rispetto ai criteri di valutazione delle opzioni.



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 | info@elettricitafutura.it

