



**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 655/2022/R/COM
CRITERI DI DETERMINAZIONE DEL COSTO RICONOSCIUTO
SECONDO L'APPROCCIO ROSS-BASE**

Orientamenti finali

-

Osservazioni Enel



Introduzione

Intendiamo innanzitutto esprimere il nostro apprezzamento verso l'Autorità per la predisposizione di un ulteriore momento di riflessione sul tema in oggetto.

A tal proposito, preso atto dell'importanza, della varietà e della complessità delle tematiche affrontate, anche sensibilmente novate rispetto ai precedenti documenti di consultazione, riteniamo necessari **ulteriori e puntuali occasioni di confronto** (anche fra Autorità e singoli operatori), che non dovrebbero esaurirsi solo in questa sede e nel focus group svolto lo scorso 17 gennaio.

Inoltre, si auspica una risposta alle **istanze di chiarimento** degli operatori, soprattutto con riferimento al meccanismo di efficienza, oggetto del focus group solo per un caso particolare che, tra l'altro, non prevedeva l'applicazione del X-factor. A margine di tali chiarimenti sarà quindi possibile una compiuta valutazione, anche sotto il profilo degli importanti impatti quantitativi e organizzativi, della nuova disciplina tariffaria proposta.

Le necessità sopra menzionate risultano poi ulteriormente acuite dal **contesto** in cui gli operatori infrastrutturali sono oggi chiamati a operare e formulare le proprie previsioni. Un aspetto più volte trattato nelle risposte ai precedenti documenti di consultazione (di seguito: dco), cui si rimanda. Solo a titolo di esempio, vale la pena evidenziare come la transizione verso un modello di generazione distribuita e la progressiva elettrificazione dei consumi, nell'attuale fase di incertezza macroeconomica, richieda una costante **flessibilità** operativa e di programmazione, nonché un **sostegno** all'innovazione e agli **investimenti**, sensibilmente accresciuti rispetto al passato.

Di conseguenza, con riferimento a quanto indicato al punto 2.3 del documento di consultazione, riterremmo che i periodici aggiustamenti degli strumenti di regolazione debbano tenere conto non solo delle esperienze pregresse ma anche del contesto attuale e di quello che, prevedibilmente, si presenterà al momento di applicazione del framework oggetto di evoluzione.

Per quanto riguarda invece gli obiettivi specifici del Ross-base, trattati al punto 2.4 del dco, con riferimento alla **produttività** dei servizi infrastrutturali a beneficio dei clienti finali, in particolare per il settore elettrico, vale la pena ribadire come l'attuale approccio di regolazione abbia già permesso di sostenere in Italia costi di rete fra i più bassi a livello europeo.

Come già sottolineato nelle precedenti occasioni di confronto sulla regolazione Ross, continuiamo a tenere in primaria considerazione la **prevedibilità** e la **stabilità** della regolazione, che dovrebbe inoltre evitare di ingessare il sistema con eccessivi adempimenti o vincoli per gli operatori. Per questo, ribadiamo la necessità di operare con la massima **gradualità** e **prudenza**, soprattutto **in fase di prima attuazione** della nuova disciplina tariffaria.

Inoltre, preso atto della complessità e della varietà degli argomenti in consultazione, osserviamo come, soprattutto per alcuni di questi, la trattazione continui ad essere ancora di alto livello e non adeguatamente dettagliata per condurre valutazioni compiute degli impatti derivanti dal passaggio al nuovo framework.

Ciò detto, riteniamo quindi necessario limitare le tematiche oggetto del presente provvedimento a quelle unicamente funzionali alla definizione del ROSS-base. Rimanderemo quindi la trattazione degli aspetti propri del ROSS-integrale al relativo procedimento (ad esempio quello dell'incentivo sulla spesa di capitale o della ripartizione ex-ante dell'efficienza totale).

Passando alle singole proposte contenute nel dco osserviamo come:

- 1) Nonostante i diversi punti ancora aperti, riteniamo percorribile l'avvio del **Ross-base dal 2024** solo **in presenza di** un'opportuna calibrazione del nuovo framework. In particolare relativamente a
 - a) **previsioni di spesa semplificate**, considerando i pochi mesi a disposizione dei gestori per definire tali parametri (vd. successivo pt. 5)
 - b) **valutazioni della finanziabilità riservate a specifiche istanze** degli operatori (vd. successivo pt. 4)
 - c) **un adeguamento delle ulteriori leve** (es. tassi di cap.ne, fattori Y e Z, meccanismi re-opener, etc.) (vd. anche successivi pt. 8 e 9)
 - d) un ulteriore spazio di confronto e condivisione del **meccanismo di efficienza** (vd. successivo pt. 6)
- 2) Consideriamo possibile la graduale introduzione del regime **Ross-integrale** nel corso del quadriennio 2028-2031;
- 3) Per garantire la sostenibilità delle prassi di rendicontazione, il **lag** fra anno applicazione della tariffa obbligatoria (t) e approvazione di quelle di riferimento, con contestuale erogazione dei saldi di perequazione, **non debba superare i due anni (t+2)**;
- 4) Soprattutto in un primo stadio di attuazione, al netto di specifiche istanze da parte degli operatori, sia opportuno **rimandare** l'implementazione di strumenti specificamente deputati al **monitoraggio della finanziabilità** dei piani;
- 5) Al fine di non irrigidire oltremodo le procedure e per limitare un eccessivo scostamento fra previsioni e consuntivi, sia opportuno **restringere** l'insieme di **indicatori per cui sono richieste le proiezioni** di spesa. I relativi **scambi di informazioni** dovranno, inoltre, essere **riservati** fra Autorità e gestore interessato;
- 6) In relazione agli **incentivi all'efficienza**, consideriamo **imprescindibile la previsione di ulteriori occasioni di confronto fra operatori e Autorità**, in cui possa essere chiarito anche il ruolo della baseline nella quantificazione dell'incentivo per le due soluzioni proposte (SBP e SAP).

Preliminarmente, la forte riduzione della potenza dell'incentivo cd. "SBP" (dal 26% attuale al 11%) potrebbe essere accettabile solo in presenza di un'**applicazione simmetrica** in caso di efficienza/inefficienza.

- 7) L'indicatore deputato alla **valutazione dell'avanzamento fisico** degli investimenti risulta, nella forma presentata, a nostro avviso **fuorviante**;
- 8) Soprattutto in fase di prima applicazione, i **tassi di capitalizzazione** dovranno essere il più **prossimi a quelli che si avrebbero in continuità di criteri**, ossia indicativi della composizione della spesa relativa a ciascun anno;
- 9) Nel caso in cui l'Autorità dovesse confermare l'intenzione di introdurre una **soglia** di materialità ai fini dell'applicazione dei **meccanismi di incertezza**, questa debba essere commisurata al ricavo ammesso a copertura delle **opex** e comunque nell'ordine di grandezza non superiore al 0,5%.

Risposte agli spunti per la 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.

In via introduttiva, analogamente agli altri processi di revisione tariffaria, riteniamo necessari almeno due ulteriori step di consultazione relativi alla **disciplina del Ross-base specifica** di ciascun settore.

Solo a margine di tale chiarimento sarà quindi possibile esprimersi circa la fattibilità di condividere, in occasione dell'avvio dei procedimenti specifici, business plan semplificati degli operatori come richiesto dall'articolo 4 dello schema di articolato TIROSS. Proprio in relazione a detta fattibilità, si rimanda alla risposta al quarto spunto di consultazione ove sono meglio specificate le attuali prassi di programmazione pluriennale degli investimenti da parte della scrivente.

Relativamente allo spunto di consultazione, concordiamo in via di principio con un un'armonizzazione dei criteri di regolazione fra i diversi settori, quindi con una sincronizzazione dei periodi di vigenza della disciplina generale contenuta nel TIROSS (pari a otto anni) e delle discipline specifiche, così come del periodo di regolazione di ciascun servizio (pari a quattro anni).

In questo ambito, con l'obiettivo di garantire la necessaria **gradualità del passaggio al nuovo paradigma di disciplina tariffaria**, accoglieremmo l'applicazione del **Ross-base** per i maggiori operatori della distribuzione elettrica dal 2024 solo in presenza di un'opportuna calibrazione del nuovo framework rispetto quanto presentato nel dco. In particolare per quanto concerne le



previsioni di spesa, le valutazioni di finanziabilità, i meccanismi di efficienza e le ulteriori leve regolatorie di cui al punto 1c dell'introduzione.

Tale orientamento per il Ross-integrale favorirebbe, infatti, tempistiche adeguate di implementazione dei cambiamenti organizzativi e di sistemi aziendali, necessari per conformarsi al nuovo framework.

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

Dall'impostazione generale del sistema tariffario nel contesto Ross sintetizzata nei box 1 e 2 del dco, si desume che il riconoscimento degli **ammortamenti** connessi alle spese riconosciute nella quota slow money avverrebbe **a partire dall'anno t+1**. Ciò restringerebbe l'intervallo temporale fra investimento e avvio del periodo di ammortamento del relativo cespite in esercizio, uniformandolo a quello proprio della remunerazione del capitale netto e riducendo le differenze fra contabilità regolatoria e civilistica, che oggi prevede l'iscrizione a bilancio dell'ammortamento nell'anno t. Ove confermato, per i motivi appena espressi, concordiamo con tale orientamento.

Viceversa, un allungamento del periodo entro cui sono determinate le **tariffe di riferimento definitive** comporterebbe un ulteriore ritardo, non desiderabile, rispetto quello con cui già oggi si perfeziona la quantificazione ultima dei ricavi regolati.

In tale ambito si chiede di confermare che la modifica alla prassi vigente derivi dalla necessità di disporre dei conti annuali separati (CAS, inviati dagli operatori ad Arera nel mese di settembre del t+1), attraverso cui misurare l'efficienza operativa. Nel caso, riterremmo tuttavia necessario consultare quantomeno il trimestre di riferimento delle **tempistiche di pubblicazione delle tariffe** provvisorie e definitive, nonché di definizione e di erogazione dei saldi di **perequazione** (a nostro avviso, la relativa fase di acconto dovrebbe continuare a essere facoltativa).

In merito, consideriamo opportuno che tali attività siano completate entro il I/II^a trimestre del t+1 per le tariffe provvisorie, entro il I^a trimestre del t+2 per le tariffe definitive ed entro il II/III^a trimestre del t+2 per quanto riguarda l'erogazione dei saldi di perequazione.

In dettaglio dal punto di vista operativo, appare inoltre necessario che i volumi fisici consuntivi (pod serviti, potenza impegnata ed energia erogata) relativi all'anno t, sottostanti il calcolo delle

perequazioni da erogare, come detto, entro il II/III^ trimestre dell'anno t+2, siano quelli comunicati al momento della raccolta dei dati RAB (a oggi IV^ trimestre t+1). Ciò al fine di dare **continuità** alla consolidata metodologia in vigore di **rilevazione dei ricavi a bilancio** delle imprese.

Circa i **criteri generali per l'ammissibilità ai riconoscimenti tariffari** di cui all'articolo 6 della proposta di articolato, rileviamo come l'impostazione del comma 1 risulti leggermente aggiornata rispetto quanto previsto dal vigente TIT di cui alla delibera 568/2019. Pur comprendendo la necessità di allargamento del perimetro della previsione, confermeremmo tuttavia i vincoli già previsti dal TIT (efficienza, economicità e sicurezza) al fine di garantire la stabilità e la semplicità interpretativa e applicativa del framework regolatorio. Si riporta quindi di seguito una proposta di revisione del comma in oggetto: "Sono ammissibili ai riconoscimenti tariffari i costi operativi e le spese di capitale che rispettino criteri di economicità ed efficienza e siano compatibili con la sicurezza del sistema".

Con riferimento ai processi di **aggregazione societaria** di cui all'art. 6.4, condividendo l'obiettivo dell'Autorità di incentivare la riduzione del numero di imprese distributrici, riteniamo necessaria la conferma dell'attuale meccanismo incentivante introdotto con delibera 568/2019, la cui applicazione è a oggi prevista per le operazioni di aggregazione perfezionate entro il 2023.

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

In via preliminare, riteniamo che la varietà di strumenti citati dall'Autorità, quali la calibrazione dei tassi di capitalizzazione, delle baseline dei costi operativi e delle politiche di ammortamento, sia dei cespiti esistenti sia di quelli che saranno realizzati nel contesto del Ross, sia adeguata a garantire la finanziabilità degli investimenti e la sostenibilità del costo del servizio per i clienti finali.

Tuttavia, soprattutto in un **primo stadio di attuazione** della regolazione (Ross-T), preso atto della conferma dell'approccio in vigore per una parte consistente della spesa, quale il cd. rate-of-return per le spese di capitale, nonché dell'effort necessario per la gestione del passaggio alla nuova regolazione e alla sua evoluzione verso Ross-integrale, si ritiene maggiormente opportuno **rimandare**, al netto di specifiche istanze da parte degli operatori (cfr. pt. 3 par. 4 dell'allegato Oxera al dco), **l'implementazione di strumenti specificamente deputati a monitorare la finanziabilità** degli investimenti di cui al par. 8.10 del dco.

Si accoglie quindi con favore la consapevolezza espressa dal regolatore circa la particolare rilevanza della tematica della finanziabilità, nel contesto degli ingenti investimenti necessari per sostenere la transizione energetica, e l'analisi di strumenti di valutazione della finanziabilità nel contesto di specifici **tavoli di lavoro** con imprese e stakeholder. A nostro avviso, l'adozione di tali strumenti dovrebbe quindi avvenire nell'ambito del **Ross-integrale**.

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?

Si condividono le prospettive di evoluzione proprie dei settori regolati presentate da Arera, in particolare per quello elettrico, che necessariamente devono informare le decisioni inerenti alla disciplina della regolazione tariffaria in oggetto.

In tale ambito, le **proiezioni di spesa** degli operatori possono rappresentare uno **strumento di calibrazione** delle leve disponibili per determinare i riconoscimenti tariffari. A questo proposito, consideriamo possibile, seppur con alcune variazioni rispetto quanto proposto (di seguito trattate), condividere le proiezioni di spesa dell'operatore, in via riservata con i competenti uffici dell'Autorità.

In particolare, predisponendo per prassi aziendale un **piano con orizzonte triennale**, sottolineiamo come la condivisione di previsioni a quattro anni (coerente con il periodo regolatorio tariffario), oltre a rappresentare un effort ulteriore rispetto la prassi esistente, per l'ultimo anno non possa che assumere un valore puramente indicativo delle aspettative dell'operatore al momento della redazione. Per questo suggeriamo che le indicazioni fornite possano essere prese in più ampia considerazione soprattutto con riferimento al medesimo orizzonte temporale della pianificazione aziendale. In proposito, notiamo inoltre come le previsioni aziendali siano a oggi definite nel corso del quarto trimestre dell'anno precedente l'avvio del triennio di riferimento e annualmente aggiornate, per cui si ritiene necessario che le previsioni in oggetto non assumano carattere vincolante.

La forte dinamicità del contesto in cui sono chiamati a operare gli operatori, cui si è già avuto modo di accennare nella parte introduttiva, impone infatti che tali previsioni non costituiscano un vincolo strategico e operativo e che, invece, abbiano solo un **ruolo indicativo** rispetto il periodo regolatorio oggetto di analisi.

Per questo, in mancanza della definizione delle leve che rimangono da quantificare (ad esempio i tassi di capitalizzazione, la baseline dei costi operativi e le politiche di ammortamento), le indicazioni fornite potranno essere basate unicamente sulla continuità di criteri in vigore.

In dettaglio, con l'obiettivo (i) di **non irrigidire oltremodo le procedure** cui sono soggetti gli operatori ed (ii) **evitare un eccessivo scostamento fra previsioni e consuntivi**, soprattutto in fase di prima applicazione del nuovo framework, riteniamo opportuno **restringere l'insieme di indicatori** per cui sono richieste le proiezioni a quelli che appaiono più funzionali all'obiettivo di calibrazione delle leve e più stabili da un anno all'altro del piano industriale quali (i) capex con (ii) relativi contributi e (iii) opex. Tale orientamento non pregiudicherebbe, peraltro, la condivisione di ulteriori informazioni in caso di istanza del singolo operatore del tipo già richiamato in risposta al precedente quesito. In particolare, riteniamo quindi necessario sostituire le tabelle di cui al par. 8.8 del dco con una del tipo di seguito riportata.

<i>Tabella dati previsionali</i>	<i>2023</i>	<i>2024</i>	<i>2025</i>	<i>2026</i>	<i>2027</i>
Capex					
Contributi in conto capitale					
Opex					

Riteniamo inoltre che la migliore tempistica per fornire tali previsioni, quantomeno in via definitiva, sia nel quarto trimestre dell'anno precedente l'inizio del periodo regolatorio.



Per quanto riguarda i dati previsivi che consentano una valutazione dell'**avanzamento fisico degli investimenti**, si evidenzia come, a nostro avviso, questo non dia indicazioni utili allo scopo e appaia a nostro avviso potenzialmente fuorviante.

In ogni caso, qualora l'Autorità volesse comunque confermare l'orientamento in merito, si ritiene necessario isolare un primo insieme di cespiti limitato, da utilizzare per la definizione dell'indicatore (per gli operatori della distribuzione elettrica, si potrebbe fare riferimento alle categorie maggiormente rappresentative di cavi e trasformatori), e prevedere una relazione di accompagnamento qualitativa. Sul medesimo aspetto, si rimanda comunque a quanto osservato anche in risposta allo spunto 6.



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

Ove dovessero essere confermati gli orientamenti di cui ai punti 8.7 e 8.8, riteniamo necessario che tutte le informazioni e i dati acquisiti nel contesto della richiesta in oggetto siano condivise **unicamente fra l'operatore interessato e i competenti uffici dell'Autorità.**

Tali dati, infatti, seppur di natura meramente previsionale, si configurano come informazioni riservate di carattere finanziario ed economico e, dunque, confidenziali. Un'eventuale diffusione potrebbe quindi arrecare un grave pregiudizio all'operatore, soprattutto nel caso in cui si tratti di società parte di gruppi quotati.

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

Preliminarmente, occorre sottolineare come il requisito di **efficienza** delle decisioni di spesa sia proprio degli **operatori infrastrutturali** anche a prescindere dai meccanismi di incentivo disciplinati dalla regolazione. Inoltre, notiamo come la regolazione vigente abbia già permesso agli operatori di raggiungere importanti guadagni di efficienza a beneficio del sistema e dei consumatori che, come detto, sostengono costi di rete fra i più bassi d'Europa.

La definizione degli incentivi all'efficienza, nei suoi molteplici elementi, rappresenta uno degli aspetti di maggiore rilevanza del passaggio al nuovo framework. Per questo motivo, la valutazione degli orientamenti dell'Autorità da parte degli operatori dovrebbe avvenire nell'ambito di **tempistiche adeguate** e sulla base di **dettagli**, anche quantitativi, **coerenti** con l'importanza e la complessità del tema. Occorre poi notare come il metodo di determinazione della baseline di costo e il meccanismo di incentivo siano, nelle forme proposte, per la prima volta trattati nel presente dco. Date anche le ulteriori novità condivise nel corso dell'ultimo focus group, in merito alla scelta di un anno test per la definizione della baseline, in luogo della media del periodo precedente di cui al dco, riteniamo necessario un ulteriore momento di riflessione.

Ciò premesso, per quanto riguarda la **baseline dei costi operativi** prendiamo atto che per il servizio di distribuzione e misura dell'energia l'Autorità sia orientata a confermare la definizione a livello di settore e in relazione al punto servito.

Diversamente da quanto anticipato nel corso del focus group, è importante confermare che, ai fini della definizione della baseline sia adottato l'utilizzo della media dei costi operativi effettivi del periodo regolatorio precedente, anche in prima applicazione e per esigenze di omogeneità della

regolazione. Ciò permetterebbe, infatti, di mitigare gli effetti di singoli anni; per il quarto anno sarebbe inoltre possibile fare riferimento alle previsioni di spesa (cfr. risposta allo spunto 4)

Con particolare riferimento a meccanismi di **re-opener**, riteniamo che, data la varietà che caratterizza gli operatori della distribuzione elettrica (anche ove soggetti al medesimo regime di disciplina tariffaria) e specialmente in fase di prima attuazione della nuova regolazione, questi possano non solo essere previsti a livello di settore ma anche di specifica impresa (o di cluster di imprese, dove il maggiore operatore possa rappresentare un singolo cluster).

Con riferimento al **meccanismo di incentivo**, prendiamo atto di come la proposta Arera determini potenze inferiori a quella in vigore. A tal proposito, riteniamo tuttavia imprescindibile la condivisione di ulteriori dettagli quantitativi, anche sul funzionamento del X-factor, non trattato nel focus group, necessari a una consapevole valutazione degli orientamenti proposti.

Pur riservandoci di condividere ulteriori valutazioni nell'ambito di successivi momenti di confronto in merito, abbiamo comunque provato a simulare un funzionamento semplificato del meccanismo proposto in uno schema allegato alla presente risposta, su cui chiederemmo un riscontro all'Autorità e su cui formuliamo la seguente osservazione per l'opzione cd. "**SBP**". In questo caso, la forte riduzione della potenza dell'incentivo (dal 26% attuale al 11%) potrebbe essere accettabile solo in presenza di un'**applicazione simmetrica** del meccanismo in caso di efficienza/inefficienza (50%/50% vs 20-30%/70-80% di cui al dco). Non riterremo infatti accettabile simultaneamente una riduzione della potenza dell'incentivo e una configurazione asimmetrica dello stesso a sfavore degli operatori.

Su tale aspetto si auspica comunque l'organizzazione di ulteriori occasioni di confronto fra operatori e Autorità, in cui possa essere chiarito anche il ruolo della baseline per la quantificazione

dell'incentivo nei vari anni del periodo regolatorio e in entrambe le soluzioni proposte (SBP e SAP, per cui nel secondo caso è prevista l'applicazione di un relativo x-factor). In dettaglio, non appare chiaro come detta baseline influisca sulla determinazione dell'incentivo in anni successivi a precedenti efficienze/inefficienze, nonché quali percentuali di sharing vadano adottate in tali situazioni al fine di confermare un'applicazione equa dei meccanismi presentati, che sembrerebbe rispettata solo sotto determinate ipotesi.

Concordiamo con le importanti considerazioni di cui ai punti 9.19-9.21 del dco e confermiamo la disponibilità a considerare congiuntamente tutti i costi operativi delle attività regolate svolte dalla stessa impresa nell'ambito dello stesso servizio, in particolare per quanto riguarda i servizi di distribuzione e misura dell'energia (cd. **bundling** delle attività).

Si condivide la previsione del **fattore aggiuntivo "Z"** al fine di tener conto delle variazioni dei costi operativi attribuibili agli investimenti effettuati, necessità del resto evidenziata dalla scrivente nell'ambito del focus group organizzato a margine del secondo round di consultazione pubblica.

In merito all'esigenza di **ripartire le efficienze** fra quelle relative alla gestione operativa e agli investimenti, notiamo come non sia ancora chiaro su quali basi l'Autorità intenda procedere a tale distinzione. Per questo, trattandosi anche in questo caso di un aspetto fondamentale per la disciplina dell'incentivo all'efficienza in ambito ROSS-integrale, riteniamo opportuni ulteriori e successivi approfondimenti e confronti in merito con l'Autorità.

Come anticipato in risposta al precedente punto, si ritiene opportuno che, nell'ambito del Ross-T, l'indicatore di avanzamento fisico della spesa di capitale sia sostituito da un'apposita relazione in capo agli operatori. In alternativa, lo stesso dovrebbe essere integrato da **valutazioni qualitative** in grado di spiegarne l'andamento. Si pensi ad esempio all'adempimento di prescrizioni in materia

di sicurezza o alle iniziative di sostenibilità, che potrebbero condurre l'operatore a quantificare, per la medesima categoria di cespiti, un costo unitario superiore a quello precedentemente osservato. Oppure ai processi di manutenzione evolutiva che interessano costantemente gli asset di rete, cui corrisponderebbe un aumento della spesa in mancanza di un andamento analogo dell'indicatore della consistenza fisica dell'asset, o ancora alla declinazione territoriale di piani pluriennali di investimento.

Nell'ambito della **sostenibilità**, ad esempio, e-distribuzione ha già avviato iniziative tese a minimizzare il consumo di risorse non rinnovabili, favorendo la valorizzazione di asset esistenti secondo un modello circolare.

Riteniamo utile in questa sede menzionare il modello "Sustainable by design", che prevede la progettazione di componenti di rete (es. asset di cabine primarie e secondarie) minimizzando le emissioni in fase di costruzione, favorendo l'estensione della vita utile e la possibilità di un futuro riutilizzo. Interventi improntati alla sostenibilità, inoltre, sono quelli legati all'impiego dell'estere naturale al posto del tradizionale olio minerale come isolante nei trasformatori, oppure l'acquisto di quadri elettrici che utilizzano tecnologie alternative al gas SF6 (uno dei gas serra maggiormente inquinanti).

Tali iniziative richiedono evidentemente investimenti in innovazione di cui, a nostro avviso, occorre tener conto anche tramite meccanismi ad hoc.

In conclusione, ove l'Autorità ritenesse comunque opportuno confermare l'orientamento in merito al citato meccanismo di monitoraggio, riteniamo necessaria un'integrazione dell'articolo 23 comma 3 dello schema di articolato, di seguito proposta: "In base agli esiti del monitoraggio, che includono valutazioni qualitative della spesa, l'Autorità nel periodo regolatorio successivo



specifico per ciascun servizio regolato valuterà se introdurre specifici correttivi, da porre in consultazione presso gli operatori”.

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

Continuiamo a ritenere che, soprattutto in fase di prima applicazione, i criteri in oggetto debbano condurre alla determinazione di tassi di capitalizzazione il più prossimi a quelli che si avrebbero in continuità di criteri, ossia **indicativi della composizione della spesa** totale relativa a ciascun anno del periodo regolatorio.

Per questo, non escluderemmo che, in presenza di previsioni rivelatrici di una sensibile variazione di detta composizione, ad esempio a causa dell'incremento degli investimenti utili al perseguimento della transizione energetica, il tasso di capitalizzazione, pur essendo fissato ex ante, possa **mutare nell'arco del periodo regolatorio**. Per lo stesso motivo si ritiene adeguata la possibile introduzione di meccanismi di aggiustamento ex-post.

Conseguentemente, si concorda 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 (per il settore elettrico, dati anche i volumi di investimento, ciò condurrebbe evidentemente a un tasso ad hoc per il maggiore operatore).

In relazione al ruolo del tasso di capitalizzazione nel framework Ross, rileviamo come la formulazione dell'art. **26.1** dell'articolato allegato al dco non appaia in linea con quanto sinora delineato, ossia la determinazione della quota slow money sulla base della spesa totale e del medesimo tasso. Per questo, inviteremmo l'Autorità a un chiarimento in merito.



Sul tema rimangono, inoltre, ancora non chiariti alcuni aspetti che avevamo già avuto l'occasione di evidenziare e che riportiamo di seguito.

- Conferma di definizione del tasso di capitalizzazione 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);
- Inclusione, o meno, sia per quanto riguarda le spese operative che di capitale, degli importi corrispondenti al piano 2G e ai contributi a vario titolo percepiti.

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 consistente nell'accordare una certa **flessibilità** nelle decisioni relative a ciascun servizio regolato.

Per quanto riguarda la spesa sostenuta dopo il cut-off, in generale, riteniamo necessario che l'intera regolazione permetta di **recuperare i costi efficienti** degli operatori, chiamati dalla normativa primaria a operare in **economicità** e **redditività** nell'esercizio delle funzioni loro assegnate.

Anche in funzione del mutato contesto, la definizione dei criteri specifici del Ross-base dovrà rappresentare l'occasione per un'**analisi dei costi operativi** tipici dei vari settori, nel quale valutare il riconoscimento di alcune voci attualmente non ammesse (in ottica di ragionevolezza anche su base convenzionale).

Ai fini di una compiuta valutazione del framework proposto, si richiede inoltre di chiarire (anche con esempi) cosa si intende con "voci di costo di natura ricorrente non anomale" e "partite relative a voci di natura residuale, quale gli altri costi" di cui ai commi 15.1 e 15.3 della bozza di articolato del TIROSS.

Con riferimento al trattamento delle **dismissioni** di cespiti esistenti alla data di cut-off, rispetto alla previsione contenuta all'art. 31 dello schema di articolato, riteniamo opportuno, per esigenze di semplicità, stabilità e garanzia dell'aderenza dei ricavi ai costi sostenuti, mantenere la possibilità di confermare l'approccio in vigore.



Infine, si ricorda l'importanza di mantenere anche nella nuova disciplina il meccanismo introdotto per incentivare l'ottenimento di contributi pubblici (art. 11.9 e 17.10 del TIT 2020-2023). Il beneficio previsto da tale meccanismo non dovrebbe essere negativamente alterato, semmai potenziato, anche in considerazione dell'arco temporale previsto per l'assegnazione dei fondi PNRR e di eventuali ulteriori risorse, destinate al potenziamento delle infrastrutture per raggiungere gli obiettivi di transizione e indipendenza energetica.

S9. Osservazioni rispetto al trattamento dell'inflazione.

Si condivide l'opportunità di migliorare l'omogeneità dei criteri di aggiornamento adottati per i diversi servizi infrastrutturali regolati. In tale ambito, riterremmo inoltre possibile perseguire un **allineamento** fra le **tempistiche** di osservazione dell'inflazione e i termini di riferimento per il riconoscimento della spesa, migliorando così la prassi vigente in cui le spese riconosciute per un anno solare non sono rivalutate per gli indicatori dell'inflazione del medesimo periodo.

Nell'apportare tali modifiche, si condivide quanto proposto nel dco circa l'importanza di evitare discontinuità nel riconoscimento degli effettivi tassi di inflazione, in particolare per gli anni in cui questi sono stati superiori alle medie storiche.

In questa sede, consideriamo inoltre opportuno valutare la previsione di meccanismi di gestione dell'incertezza, già adottati dalla regolazione inglese (cd. **"Real price effects"**), relativi all'eventuale differente andamento dei costi effettivamente sostenuti dalle imprese da quelli osservati attraverso i parametri scelti dall'Autorità (es. Foi) nell'ambito degli aggiornamenti tariffari.

Rimane infine da chiarire se l'utilizzo delle previsioni di inflazione rese disponibili dalla Banca d'Italia per la quantificazione della baseline ex-ante dei costi operativi (di cui all'art. 9 dello schema di articolato) coincida con la previsione di inflazione funzionale alla fissazione delle tariffe provvisorie.

S11. Osservazioni rispetto ai meccanismi di gestione delle incertezze.

In relazione al tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale (**fattore Y**), notiamo come l'accennata necessità di riscontrare modifiche dei costi a livello di settore potrebbe continuare a risultare inadeguata per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica. Ciò soprattutto prendendo atto che tale settore è caratterizzato da una pluralità di soggetti di differenti dimensioni, operanti in contesti diversi (es. orografia, densità abitativa) e sottoposti a obblighi non comparabili (es. perdite di rete, obblighi di efficienza energetica). La medesima valutazione è quindi applicabile al cosiddetto "**fattore Z**" e al livello di **materialità** proposto quale soglia per l'attivazione di detti fattori correttivi.

In merito a tale ultimo aspetto si noti, infatti, come la soglia di 1% dei ricavi tariffari per la maggiore impresa distributrice del settore elettrico corrisponderebbe a circa 40mn€ (considerando i ricavi definitivi 2022), e che lo stesso importo sarà prevedibilmente superiore negli anni oggetto di regolazione Ross-base.

Ricordiamo che, proprio nell'ambito della definizione dei costi riconosciuti per l'anno 2021, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere l'attivazione del c.d. Y-factor, per la copertura degli extra-costi derivanti dall'introduzione del canone unico, quantificato nella misura di uno 0,9% dei costi operativi riconosciuti (ca. 13 mn€/anno per e-distribuzione, corrispondenti a una percentuale dello 0,3% se confrontata sul ricavo ammesso totale).

Per quanto sopra, riteniamo che l'attivazione del coefficiente correttivo non debba avvenire al superamento di una soglia di materialità fissata ex-ante dal regolatore, quanto piuttosto a valle di una oggettiva valutazione in merito all'imprevedibilità ed eccezionalità degli extra-costi rilevati

(come ad esempio nel caso della pandemia Covid-19 o di shock di prezzo esogeni dovuti a fenomeni fuori dal controllo delle imprese) oppure a mutamenti del quadro normativo che generano extra-costi non efficientabili in alcun modo (esempio introduzione canone unico già citato).

In ogni caso, qualora l'Autorità confermi l'intenzione di introdurre una soglia di materialità, riteniamo che la fissazione della stessa debba avvenire con riferimento al **ricavo ammesso a copertura dei soli costi operativi** e comunque nell'ordine di grandezza non superiore al 0,5%, dato anche l'ingente impegno necessario ai gestori per perseguire analoghe efficienze di costo.

Circa le condizioni di applicazione dello Z-factor, con l'obiettivo di non irrigidire oltremodo il relativo framework, soprattutto in fase di prima eventuale applicazione, suggeriremmo una modifica al relativo articolato di seguito riportata: "siano disponibili elementi idonei a prendere atto che si tratti di costi incrementali rispetto ai costi operativi sostenuti in precedenza; siano disponibili elementi idonei a prendere atto che l'aumento del costo operativo sia riconducibile alla realizzazione dei nuovi investimenti".