

Osservazioni Terna documento per la consultazione

655/2022/R/com

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

Orientamenti finali

Premessa

1. Terna accoglie con favore la pubblicazione da parte dell'Autorità di un terzo documento di consultazione sui ROSS volto ad approfondire gli aspetti principali della nuova regolazione tariffaria anche attraverso la pubblicazione dello schema di articolato del provvedimento finale atteso (di seguito: TIROSS).
2. In particolare, esprimiamo il nostro apprezzamento per la decisione dell'Autorità di rimandare la valutazione su alcuni elementi specifici della nuova regolazione - come il possibile impiego dei costi standard per la determinazione della baseline di riferimento e la definizione di una metodologia di analisi dei rendimenti economici-finanziari - all'avvio di specifici tavoli tecnici con gli operatori, anche alla luce del carattere innovativo e della rilevanza di tali tematiche.
3. Per quanto attiene ai temi presentati nel documento di consultazione, Terna condivide pienamente la proposta di utilizzare dati previsionali di spesa – da fornire nell'ambito di business plan “semplificati” - ai fini della definizione delle misure di policy tariffaria a sostegno della finanziabilità degli investimenti dei singoli servizi/settori (es. tasso di capitalizzazione, periodo di ammortamento capitale esistente, ecc).
4. In linea con quanto proposto in consultazione, tali previsioni potrebbero essere fornite prima dell'avvio di ciascun periodo di regolazione ed eventualmente aggiornate dagli operatori, in caso di variazioni significative, nel corso dello stesso periodo nell'alveo dei meccanismi di gestione delle incertezze previsti in ambito ROSS. Resta inteso comunque che tali previsioni non saranno valide per la definizione di possibili baseline di costo ai fini del riconoscimento dei costi di capitale, che continuerebbero pertanto a essere riconosciuti a piè di lista con riferimento alla fase di avvio dei ROSS (2024-25).
5. Come abbiamo avuto già modo di rappresentare in risposta alle precedenti consultazioni e nell'ambito dei Focus Group organizzati dall'Autorità, il ricorso a dati previsionali di spesa per la definizione delle leve tariffarie ROSS è giustificato dal carattere di urgenza e dalla portata degli investimenti infrastrutturali richiesti nella trasmissione elettrica per supportare la fase di transizione energetica verso la decarbonizzazione e fornire le adeguate risposte alle criticità poste dall'attuale contesto energetico.
6. Il documento di scenari redatto da Terna e Snam indica come obiettivi *Fit for 55*, circa 102 GW tra fotovoltaico ed eolico (dagli attuali 36 GW) e circa 71 GWh di nuova capacità di accumulo *utility-scale*. La nuova capacità rinnovabile dovrà dunque garantire una produzione addizionale superiore ai 120 TWh con un risparmio sui consumi gas – a fabbisogno costante – di circa 26 miliardi di metri cubi.

7. Transizione energetica non significa evidentemente solo rinnovabili ma anche elettrificazione dei consumi, ovvero sostituzione di caldaie e cucine a gas con sistemi a pompa di calore e cucina a induzione e una maggiore diffusione dei veicoli elettrici; elettrificazione che, oltre alle evidenti ricadute ambientali in particolare nelle aree metropolitane, determinerebbe una riduzione della dipendenza dal gas e dai combustibili fossili con benefici in termini economici e di sicurezza energetica per il Paese.
8. Ciò premesso, risulta evidente la necessità di una forte accelerazione degli investimenti in nuove infrastrutture di rete di trasmissione elettrica per garantire la piena integrazione della produzione FER (che saranno principalmente realizzate nella parte meridionale dell'Italia e nelle isole) e, al contempo, sostenere il processo di elettrificazione dei consumi. La soluzione delle attuali problematiche dei prezzi dell'energia, con le note ricadute in termini di tensioni sull'inflazione, e di sicurezza energetica risiede infatti principalmente nella riduzione delle importazioni e dei consumi di gas naturale.
9. Tenuto conto quindi della profonda differenza di esigenza di sviluppo delle infrastrutture tra il settore elettrico e quello del gas naturale si ritiene condivisibile la proposta di un approccio differenziato nella fissazione dei criteri applicativi della nuova regolazione ROSS tra settori/servizi regolati rimandandone, come indicato al punto 6.2 del documento di consultazione, la definizione alla regolazione tariffaria specifica di ciascun servizio.
10. Tuttavia – a nostro avviso – la proposta di perseguire un approccio differenziato potrebbe risultare difficile o in parte incoerente con la previsione di un Testo Integrato sulla Regolazione ROSS-base (TIROSS) *cross-sector*. A differenza delle disposizioni sul tasso di remunerazione del capitale investito per cui è stato corretto definire un testo integrato (TIWACC) al fine di rendere uniforme la definizione dei parametri alla base del calcolo del WACC per tutti i settori/servizi regolati (con la sola eccezione del Beta definito nelle diverse regolazioni settoriali), la definizione di un Testo integrato per i ROSS (TIROSS), per quanto volto solo all'individuazione di criteri di carattere generale, rischia invece di non riflettere in maniera adeguata le specifiche peculiarità dei singoli servizi o, caso ancora più rischioso, di vincolare già in questa fase la definizione di parametri fondanti della nuova regolazione che devono essere necessariamente determinati secondo logiche *sector-specific*.
11. Per fare un esempio concreto, si richiama l'attenzione sulla previsione nel TIROSS di meccanismi di perequazione destinati alla copertura di eventuali squilibri tra ricavi ammessi per l'impresa dalla tariffa di riferimento e i ricavi effettivi ottenuti dall'applicazione della tariffa obbligatoria. Tale misura – necessaria in settori come la distribuzione elettrica e gas caratterizzati dalla presenza di più operatori a fronte di una tariffa unica nazionale - non può trovare applicazione per il servizio di trasmissione il cui sistema tariffario non prevede alcun disaccoppiamento (c.d. tariff decoupling) tra la tariffa

CTR applicata agli utenti finali (punti di interconnessione con le reti di distribuzione) e la tariffa CTR definita per la determinazione dei ricavi ammessi.

12. Ancora più significativo è l'esempio relativo all'utilizzo di costi standard unitari che, pur essendo oggi limitato solo a poche casistiche (investimenti relativi a *smart meter* elettrici 2G e *smart meter* gas), è riportato nel TIROSS come riferimento valido per la valutazione di possibili eventuali baseline sui capex per ogni settore regolato, introducendo nei fatti un criterio generale, quello dell'utilizzo dei costi standard, che non è – a nostro giudizio - applicabile alla trasmissione elettrica per le note difficoltà di standardizzazione di una parte rilevante dei cespiti e neanche l'approccio più utile a promuovere l'efficienza e il minor costo dei servizi.
13. Riteniamo infatti molto più interessante una regolazione che incentivi gli obiettivi di aumento della produttività non solo in termini di efficienza calcolata rispetto a un benchmark di costo ma anche, e soprattutto, in termini di utilità ed efficacia della spesa rispetto agli obiettivi di intervento perseguiti e ai benefici associati.
14. In altri termini sarebbe molto più efficace una regolazione volta ad incentivare non a spendere meno facendo efficienza sulle politiche di approvvigionamento (cosa peraltro già assicurata dal ricorso da parte di Terna a procedure concorsuali in applicazione della normativa sugli appalti) ma soprattutto a trovare le migliori soluzioni anche dal punto di vista tecnologico che una volta individuati e condivisi gli obiettivi da raggiungere permettono di farlo al minor costo possibile.
15. Un valido esempio in questo senso è dato dall'incentivo alla promozione dell'efficienza dei costi di investimento per l'aumento della capacità di trasporto interzonale (previsto dall'art. 46 del TIQ.TRA) che ha previsto la possibilità per Terna di ottenere un premio addizionale in caso di realizzazione di capacità di trasporto a costi di investimento inferiori a quelli di riferimento (definiti in termini di MEuro/MW per diverse sezioni o sottosezioni tra zone di rete) anche tramite il ricorso a soluzioni innovative di tipo "capital light".
16. Chiediamo pertanto che il riferimento all'utilizzo dei costi standard sia rimandato alle diverse regolazioni di settore e comunque successivamente al termine delle attività del gruppo di lavoro prefigurato dall'Autorità in consultazione, che possa verificarne l'effettiva applicabilità ed utilità, investigando anche soluzioni alternative. In merito ci riserviamo di presentare nei prossimi mesi proposte concrete di possibili metodologie per la definizione di baseline sui costi di capitale per il servizio di trasmissione.
17. Su questo specifico aspetto, in linea con quanto evidenziato nelle risposte alle precedenti consultazioni, ribadiamo la necessità di legare i meccanismi di incentivazione all'efficienza con quelli di regolazione *output-based*, collegando quindi il concetto di

efficienza a quello di utilità della spesa rispetto agli obiettivi di intervento prefissati e ai benefici associati e alle prestazioni/performance ottenute.

18. A nostro avviso, infatti, gli incentivi finalizzati all'efficienza economica del servizio non possono non coordinarsi con gli altri meccanismi di incentivazione output, al fine di evitare che una possibile riduzione dei costi possa essere ottenuta con misure in grado di incidere negativamente sul servizio offerto, o, viceversa, che eventuali obiettivi di servizio possano essere raggiunti a scapito dell'economicità del servizio medesimo. In altri termini e più concretamente, è molto maggiore l'efficienza che si può generare individuando una soluzione tecnica meno costosa o più efficiente che non utilizzando una soluzione tradizionale mantenendosi in linea o al di sotto di un costo standard; ciò è quanto hanno evidenziato i premi all'efficienza del meccanismo degli incentivi interzonali e quanto – a nostro avviso – la regolazione dovrebbe continuare a proporre.
19. Altro esempio di regola che sembra non potersi applicare alla trasmissione elettrica è quello relativo alla previsione di un indicatore di monitoraggio che correla la spesa di capitale con l'*output* fisico della spesa stessa in termini di incremento della consistenza fisica degli asset. Nel caso di Terna, infatti, la spesa di capitale non sempre è accompagnata dal contestuale incremento della consistenza fisica dei cespiti (come avviene per i misuratori elettrico e gas) in quanto le opere di trasmissione (specialmente quelle di sviluppo) entrano in esercizio mediamente dopo tre-quattro anni dall'apertura dei cantieri. Anche in questo caso riteniamo più corretto rimandare la definizione di indicatori di monitoraggio alle specifiche regolazioni, introducendo nel TIROSS solo il principio generale e nessuna formula applicativa.
20. Nella definizione di possibili criteri tariffari omogenei tra i diversi settori, è quindi fondamentale circoscriverne correttamente le tematiche e gli ambiti di intervento escludendo quelli dove permangono differenze significative tra le regolazioni dei diversi servizi infrastrutturali o quantomeno rimandandone esplicitamente nel TIROSS la definizione dei criteri puntuali nell'ambito della regolazione specifica di ciascun servizio.
21. Ribadiamo infine l'esigenza di definire già dal 2024 anche opportune forme di incentivazione *output-based* utili a fornire i corretti segnali alla realizzazione e prioritizzazione degli investimenti in base alle effettive esigenze/utilità di sistema. A nostro avviso la definizione di tali aspetti - nella misura in cui rappresentano un tassello fondamentale della regolazione ROSS - dovrebbe essere effettuata congiuntamente alla definizione dei criteri tariffari ROSS-base.
22. In particolare, con riferimento alla trasmissione elettrica, la priorità della regolazione dovrebbe essere quella di sviluppare ulteriormente, ove necessario, e rendere strutturali, laddove già previsti, gli strumenti di regolazione output destinati ad incentivare gli investimenti più utili per il sistema (su questo aspetto si rimanda comunque alle proposte

presentate da Terna nell'ambito delle risposte alle consultazioni 317/22 e 422/22). A nostro avviso è solo l'insieme di questi strumenti – di regolazione tariffaria ed output – che potrà essere concretamente valutato e apprezzato, anche ai fini della definizione di un business plan.

23. Nel seguito del presente documento si riportano le nostre osservazioni puntuali in relazione agli aspetti di maggiore rilevanza presentati dall'Autorità in consultazione, come di seguito elencati:

- I. Durata dei criteri tariffari ROSS
- II. Impostazione generale del sistema tariffario
- III. Finanziabilità e previsioni di spesa
- IV. Criteri di definizione delle policy tariffarie
- V. Incentivi all'efficienza e meccanismi di sharing su opex
- VI. Incentivi all'efficienza e monitoraggio dell'avanzamento fisico degli investimenti
- VII. Trattamento dell'inflazione e gestione delle incertezze

Durata dei criteri tariffari ROSS

24. In linea generale, Terna considera la proposta di un periodo di vigenza dei criteri tariffari ROSS con durata pari a 8 anni una misura in grado di assicurare una maggiore stabilità e certezza al quadro regolatorio.

25. Risulta, tuttavia, fondamentale che all'interno di tale periodo venga prevista anche una revisione e aggiornamento di tali criteri, a valle di una loro prima applicazione, in considerazione anche del carattere innovativo del modello ROSS rispetto alle metodologie tariffarie fino ad oggi applicate dall'Autorità.

26. In tale prospettiva appare ragionevole l'orientamento dell'Autorità di procedere ad affinamenti infra-periodo dopo i primi 4 anni di vigenza. Tale orizzonte temporale garantirebbe peraltro una maggior coerenza con la durata del periodo regolatorio dei singoli servizi.

27. Tenuto conto di quanto sopra evidenziato, Terna propone di integrare le disposizioni relative all'ambito di applicazione del TIROSS riportate all'art 2, comma 1, dello schema di articolato allegato alla consultazione con il seguente punto al fine di introdurre una verifica dei criteri e principi in concomitanza dell'avvio dei periodi di regolazione: "i criteri

e i principi generali richiamati ai precedenti alinea sono soggette, di norma, ad eventuali aggiornamenti in occasione dell'avvio dei procedimenti per l'aggiornamento dei periodi di regolazione relativi ai singoli servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas al fine di tener conto di specifiche esigenze dei relativi servizi".

Impostazione generale del sistema tariffario

28. Come già osservato in premessa, la previsione di meccanismi di perequazione nell'ambito del TIROSS non trova applicazione per il servizio di trasmissione il cui sistema tariffario non prevede alcun disaccoppiamento (c.d. tariff decoupling) tra tariffa CTR applicata agli utenti finali (rappresentati dai punti di interconnessione con le reti di distribuzione) e tariffa CTR definita per la determinazione dei ricavi ammessi.
29. Tale impostazione generale resterebbe valida anche con l'applicazione – in ambito ROSS – di modalità convenzionali di ripartizione della spesa totale (capex + opex) tra quota "fast money" (rappresentativa dei costi riconosciuti per la gestione operativa) e quota "slow money" (rappresentativa dei costi di capitale a incremento della RAB).
30. Viceversa, a rappresentare un significativo elemento di discontinuità rispetto ad oggi è l'impiego di baseline di costo visto che comporterà la previsione di nuovi meccanismi di conguaglio per tener conto degli scostamenti tra il valore della spesa riconosciuto agli operatori ex ante sulla base di tale baseline e quello da riconoscere ex post sulla base del valore effettivo a consuntivo.
31. In merito, si fa presente che, ad oggi, per Terna la previsione di meccanismi di conguaglio sui ricavi è circoscritta unicamente alla gestione, lato capex, di eventuali scostamenti tra i valori di investimento riconosciuti a preconsuntivo e quelli a consuntivo e, lato opex, dei delta costo tra valori previsionali e a consuntivo legati ai c.d. progetti "euro-unitari" (finalizzati all'integrazione dei mercati elettrici a livello europeo e l'implementazione dei Codici di rete europei), riconosciuti in tariffa secondo modalità di acconto/conguaglio, con un impatto che risulta comunque estremamente limitato in termini di variabilità dei ricavi, stimabile nell'ordine di pochi milioni di euro l'anno.
32. Viceversa, la previsione di meccanismi di conguaglio volti a gestire le differenze di spesa riscontrate tra i valori riconosciuti ex ante nella baseline e quelli effettivi rischia di comportare una maggiore variabilità dei ricavi (inizialmente limitata solo ai ricavi associati alle opex ma successivamente anche alla parte capex, una volta che per queste saranno definite le relative modalità di determinazione di baseline di spesa) a scapito della certezza e prevedibilità degli stessi, con potenziali rischi di esposizione finanziaria (crescenti nel tempo tenuto conto del maggior peso tariffario che

assumeranno le spese riconosciute tramite baseline quando queste includeranno anche le spese di capitale).

33. In questa ottica, Terna ritiene necessario garantire la chiusura delle partite di conguaglio delle spese dell'anno t al più tardi entro l'anno $t+2$, sulla base dei dati di consuntivi comunicati nell'anno $t+1$, lasciando comunque la possibilità agli operatori di richiedere l'accesso a meccanismi di conguaglio anticipato in caso di significativi scostamenti tra i valori di pre-consuntivo delle spese registrate nell'anno t e quello riconosciute nella baseline.
34. In linea con tale approccio, Terna propone pertanto di modificare la formulazione dell'art 5, comma 2, dello schema di articolato TIROSS come segue *“il bilanciamento tra i ricavi effettivi e il ricavo ammesso delle imprese relativamente alle spese dell'anno t è garantito da appositi meccanismi di ~~perequazione~~ conguaglio a valere per l'anno $t+2$, con possibilità di accesso a forme di conguaglio anticipate nell'anno $t+1$, su istanza degli operatori, in presenza di scostamenti significativi tra la spesa totale di riferimento e la spesa totale effettiva. Laddove necessario, eventuali squilibri di perequazione sono coperti mediante apposite componenti delle tariffe per l'uso della rete”*.
35. Per maggior chiarezza si riporta di seguito un esempio applicativo su modalità e tempi di riconoscimento per Terna delle nuove spese (e relativi conguagli) a partire dal 2024 nell'ipotesi di:
- valutazione delle spese di capitale a piè di lista;
 - ripartizione delle spese totali tra quota “slow money” e “fast money”;
 - decoupling tra tariffa di riferimento provvisoria (definita ex ante prima di conoscere i valori effettivi di spesa totali) e tariffa di riferimento definitiva (definita ex post in base ai valori di consuntivo).
36. Per semplicità nell'esempio si farà riferimento alle sole spese del 2024 (ma il ragionamento resta valido anche per le spese degli anni seguenti), che dovrebbero essere riconosciute in base alla seguente timeline:
- a fine 2023, per il calcolo dei “ricavi provvisori 2024”, con riferimento ai costi operativi riconosciuti in tariffa (sotto forma di “fast money”) in base a una certa baseline definita ex ante;
 - a fine 2024, per il calcolo dei “ricavi provvisori 2025”, con riferimento alla quota di remunerazione delle spese di capitale 2024 riconosciute in tariffa (sotto forma di “slow money”) in base a valori di pre-consuntivo;

- a fine 2025, per il calcolo dei “ricavi provvisori 2026”, con riferimento alla quota di ammortamento delle spese di capitale 2024 riconosciute in tariffa (sempre sotto forma di “slow money”) tariffa in base a valori di consuntivo.

37. A fine 2025 sulla base dei valori di consuntivo 2024 (sia opex che capex) sarebbero quindi gestiti i conguagli dei “ricavi definiti 2025” relativi a:

- la remunerazione della quota “slow money” della spesa 2024 (riconosciuta nei “ricavi provvisori 2025” come remunerazione dei costi di capitale 2024 in base a valori di preconsuntivo)
- la quota “fast money” della spesa 2024 (riconosciuta provvisoriamente nei ricavi 2024 in base alla baseline)
- le eventuali extra-efficienze calcolate sulla spesa totale 2024 (relative solo alla quota di “fast money”)

Finanziabilità e previsioni di spesa

38. Come già evidenziato nell’ambito della risposta alla consultazione 317/2022, lo scenario di forte sviluppo infrastrutturale previsto per la trasmissione elettrica rende quanto mai urgente la previsione di misure regolatorie in grado di garantire a Terna flussi di cassa coerenti con il fabbisogno finanziario richiesto per la realizzazione degli investimenti come, ad esempio, la restituzione del capitale investito in forma accelerata.

39. Per le medesime finalità è opportuno prevedere un potenziamento dei meccanismi di incentivazione all’ottenimento di contributi pubblici e/o privati prevedendo un incremento del valore dell’incentivo di cui all’art. 17 del TIT da fissare in misura pari almeno al 15% (in linea con il valore già previsto in passato per l’ottenimento dei contributi CEF) semplificandone in caso anche le relative modalità di erogazione al fine di incrementare l’efficacia del meccanismo nella promozione di una maggiore sostenibilità economica e finanziaria dei programmi di sviluppo infrastrutturali attraverso il ricorso a contributi.

40. Terna è assolutamente favorevole alla proposta dell’Autorità di fornire – nell’ambito di business plan “semplificati” – dati previsionali di spesa utili ai fini della calibrazione degli opportuni strumenti di regolazione tariffaria ROSS a sostegno della finanziabilità dei propri piani di investimento.

41. Con specifico riferimento al tema della verifica della finanziabilità, Terna ritiene condivisibile un approccio valutativo basato sul concetto di impresa “nozionale” in analogia a quanto previsto anche da Ofgem in UK.

42. Tale approccio, come evidenziato peraltro nel documento di approfondimento OXERA allegato alla consultazione, eviterebbe di influenzare la valutazione sulla sostenibilità finanziaria di un'impresa con decisioni specifiche del management aziendale, a partire dalle politiche di finanziamento e/o distribuzione dei dividendi. Peraltro, si fa presente che alcune informazioni - come quelle sui ricavi regolati attesi - non sarebbero direttamente compilabili dall'impresa essendo strettamente dipendenti dallo scenario regolatorio ipotizzato dall'Autorità ai fini delle proprie sensitivity per la verifica della finanziabilità.
43. In ogni caso, Terna non condivide l'ipotesi di fare riferimento a dati puntuali economici-patrimoniali dell'impresa secondo schemi elaborati a partire dai rendiconti annuali separati, come ipotizzata l'Autorità nella Tabelle 1, 2 e 3 proposte in consultazione.
44. La redazione dei rendiconti annuali separati nasce infatti con finalità diverse, motivo per il quale sarebbe comunque necessarie strutturare attività di riconciliazione e/o integrazione dati al fine di poter rispondere alla finalità ultima di tali schemi in ambito ROSS ovvero quella di consentire all'Autorità di valutare eventuali esigenze di finanziabilità degli investimenti di un operatore regolatore.
45. Peraltro, si fa presente l'utilizzo di tali schemi secondo logiche di pianificazione aziendale presenterebbe una serie di criticità in merito a:
- la modalità di compilazione degli schemi proposti, con riferimento ad esempio alla suddivisione nello stato patrimoniale tra attività regolate e non regolate che risulta di difficile implementazione, in particolare per quanto concerne l'allocazione alle singole macro-attività di una porzione del debito; a conferma di quanto detto basti pensare agli schemi dello stato patrimoniale elaborati nell'ambito dei Conti Annuali Separati (CAS) che sulle fonti di finanziamento del capitale investito non prevedono separazione tra le attività ma vengono allocate nel prospetto dei "Valori Non Attribuibili";
 - le tempistiche di elaborazione e invio delle informazioni all'Autorità che potrebbero differire, anche in maniera rilevante, rispetto alle tempistiche interne di approvazione dei Piani Industriali delle imprese, con ciò comportando disallineamenti tra le condizioni macroeconomiche e finanziarie vigenti alla data di redazione degli uni e degli altri;
 - il livello di dettaglio delle informazioni contenute negli schemi che dovrebbe opportunamente essere definito, anche in relazione alle esigenze di riservatezza e coerenza con quanto comunicato sui mercati finanziari in occasione delle presentazioni dei Piani Industriali.

46. Terna è consapevole che lo sviluppo di strumenti “regolatori” di valutazione della finanziabilità di un piano previsionale di spese renda necessaria un’attenta disamina dei dati disponibili presso le imprese e di come questi possano essere utilizzati dall’Autorità in ambito ROSS per svolgere analisi di sensitività rispetto a scenari alternativi di regolazione tariffaria.
47. A tal fine Terna ritiene necessaria l’attivazione di uno specifico tavolo di lavoro tra Autorità e operatori con l’obiettivo di concordare le esigenze informative e le modalità di raccolta dati, in funzione anche di quelli che saranno gli “indicatori chiave” scelti per i test di finanziabilità.
48. A partire da tale set di informazioni – come individuato nell’ambito del tavolo e fornito dagli operatori - l’Autorità potrebbe quindi andare a costruire l’evoluzione attesa di ricavi e cash flow sulla base dei driver tariffari previsti dalla regolazione (WACC, vite utile, inflazione, ecc) ipotizzando una struttura finanziaria di un’impresa “nozionale” coerente con le assunzioni fondamentali sottostanti la definizione del WACC (a partire dal costo del debito “nozionale”).
49. Sulla base di tale Business Plan semplificato “nozionale” l’Autorità sarebbe quindi in grado di condurre analisi di sostenibilità finanziaria degli investimenti– da condividere con gli operatori - basate su indicatori e/o metriche utili a segnalare eventuali esigenze di finanziabilità da sostenere eventualmente attraverso specifiche politiche tariffarie (facendo ricorso, ad esempio, a tassi di capitalizzazione e aliquote di ammortamento). A partire da tali analisi, le imprese “eleggibili” sarebbero quindi in grado di confermare la necessità di tali misure attraverso apposita istanza verso l’Autorità. In ogni caso dovrebbe essere lasciata la possibilità alle imprese di aggiornare tali richieste laddove dovessero emergere nuovi o diverse problematiche di finanziamento nel corso del periodo regolatorio (legate ad esempio a cambiamenti significativi nel piano di spesa o del contesto macroeconomico, etc.).
50. Il Business Plan Regolatorio così costruito, eventualmente aggiornato con i consuntivi relativi agli aspetti operativi (segnatamente CapEx e OpEx), potrebbe essere poi utilizzato anche per la stima del RoRE. In particolare, l’utilizzo di un business plan basato su un’impresa nozionale consentirebbe di monitorare eventuali over/under performance operative delle varie aziende, isolando le altre grandezze che sono già oggetto di monitoraggio o incentivazione regolatoria. Si pensi, ad esempio, all’impatto del costo del capitale sulla performance aziendale, già regolato tramite le delibere relative al WACC, oppure quello derivante dall’applicazione degli incentivi/penalità output based.
51. Per quanto riguarda la scelta dei ratio finanziari da utilizzare ai fini della valutazione della finanziabilità di tali business plan “semplificati”, gli indicatori utilizzati dalle più importanti e diffuse agenzie di rating (Moody’s e S&P’s) fanno riferimento a:

- il rapporto tra FFO (Fund flows from Operation) e Debito Netto;
- il rapporto tra RCF (Retained Cash Flow) e Debito Netto.

52. In merito al possibile utilizzo di tali indicatori è opportuno, tuttavia, segnalare che gli stessi sono di norma oggetto di aggiustamento rispetto ai valori IAS/IFRS in funzione di alcune specificità della singola azienda e a causa di alcune riclassificazioni operate dalle agenzie di rating (peraltro non omogenee per tutte le agenzie di rating).

53. Occorre poi tenere presente come tali indicatori non rappresentino in ogni caso l'unico riferimento per valutare la sostenibilità finanziaria e la capacità di indebitamento di un'impresa, come dimostra la presenza sul mercato di società con credit rating più elevati di altre anche a fronte della presenza di peggiori indici finanziari. Va inoltre considerato come condizioni del mercato di capitale diverse (legate, ad esempio, al contesto geopolitico o al ciclo economico) incidono diversamente sulla capacità di finanziamento delle imprese anche a parità di credit rating.

54. Per quanto riguarda, infine, la decisione in merito alla soglia degli indicatori creditizi da considerare come limite inferiore oltre il quale l'azienda può essere considerata eleggibile di supporto da parte della regolazione, condividiamo quanto riportato nel report OXERA allegato alla consultazione, ossia che la soglia potrebbe essere fissata intorno al valore che le agenzie considerano sufficiente per mantenere un rating di BBB+/Baa1. A riguardo, si evidenzia infatti, come in periodi di elevata volatilità del mercato dei capitali le imprese con un rating vicino alla soglia "sub-investment grade" possano avere maggiori difficoltà nell'accesso al mercato. Pertanto, in considerazione della strategicità delle reti a livello nazionale e dei piani di investimento delle aziende che le gestiscono, è opportuno che gli operatori siano solidamente nell'area "investment grade". Tale riferimento sarebbe inoltre allineato alla metodologia prevista per il calcolo del costo del debito riconosciuto, calcolato prendendo a riferimento gli indici IboXX BBB.

Criteri di definizione delle policy tariffarie

55. In linea generale Terna ritiene che il tasso di capitalizzazione [inteso come rapporto capex/su spesa totale] con cui ripartire convenzionalmente le nuove spese tra quota "slow money" (ad incremento della RAB) e quota "fast money" (riconosciuta in tariffa nell'anno di spesa) debba essere definito a partire dai valori di spesa previsionali forniti nell'ambito dei business plan "semplificati", e ciò anche al fine di tener conto nella sua fissazione di eventuali esigenze di finanziabilità degli investimenti segnalate dagli operatori.

56. Nel caso specifico di Terna, riteniamo che tale tasso di capitalizzazione andrebbe definito prevedendo valori inferiori a quelli attesi/effettivi come misura di supporto agli investimenti richiesti nell'ambito del processo di transizione energetica in atto. In alternativa si potrebbero prevedere forme di ammortamento accelerate per le nuove spese che tengano conto delle eventuali esigenze di flussi di cassa addizionali richiesti negli anni in cui saranno concentrate le spese di investimento più significative.
57. Allo stesso modo, per quanto riguarda le modalità di trattamento della RAB esistente alla data di avvio dei ROSS, Terna è favorevole alla previsione di modalità di riconoscimento che vadano in continuità con gli attuali criteri, anche secondo logiche semplificate di tipo parametrico laddove finalizzate come indicato all'art. 37, comma 2, dell'articolo di TIROSS allegato alla consultazione, a tener conto delle esigenze di finanziabilità degli investimenti delle imprese.
58. Per quanto riguarda i cespiti entrati in esercizio dopo l'avvio dei ROSS si condivide la proposta di riconoscimento della quota "slow money" in funzione delle vite utile previste nell'ambito delle regolazioni di settore con la sola eccezione di quei cespiti *cross-sector* che non riflettono specificità di settore (come fabbricati, immobilizzazioni materiali e immateriali), in linea con l'elenco indicato all'art. 38, comma 3, del TIROSS.
59. In merito al trattamento delle dismissioni, come già evidenziato nelle precedenti risposte alle consultazioni, Terna ritiene necessario definire meccanismi di contabilità regolatoria che consentano il pieno recupero degli investimenti sostenuti in passato, in particolare nei casi in cui la dismissione anticipata di un elemento di rete sia dovuta a interventi di sviluppo o razionalizzazioni associate che scaturiscano dai processi concertativi e autorizzativi, così come previsto quando proprietà e gestione della Rete di Trasmissione Nazionale erano divise.
60. Infine, come già evidenziato nelle precedenti risposte alle consultazioni, con riferimento alla definizione di criteri convenzionali di ripartizione della spesa totale tra opex e capex, e più in generale alle modalità di determinazione e riconoscimento RAB dei nuovi investimenti, si segnala l'esigenza di tener conto delle possibili implicazioni connesse alle modalità di rilevazione in bilancio dei ricavi e degli investimenti sia rispetto ai principi contabili di riferimento attualmente in vigore sia rispetto a quelli previsti in futuro - per i soggetti IAS/IFRS adopter – in materia di "Rate Regulated Activities".

Incentivi all'efficienza e meccanismi di sharing sulle opex

61. Terna condivide la proposta di introduzione di menù regolatori che lascino alle imprese la possibilità di scegliere tra l'applicazione di baseline di costo operativo meno sfidanti,

con conseguente riduzione della potenza di incentivo legato ad eventuali efficienze (identificate nel DCO come schemi a bassa potenza di incentivo “SBP”), e l’applicazione di baseline a più alto rischio che, per contro, possono offrire livelli di incentivazione più elevati (identificato come schemi ad alto potenziale di incentivo “SAP”).

62. Rispetto alle percentuali di sharing da applicare nel caso di costi effettivi superiori al benchmark, condividiamo l’ipotesi di allocazione di quote asimmetriche che consentano agli operatori di recuperare più del 50% degli eventuali maggiori costi sostenuti rispetto alla baseline. Tale misura dovrebbe essere prevista per entrambi gli schemi di incentivazione con percentuali da definire nell’ambito delle specifiche regolazioni di settore, per tenere in considerazione i diversi livelli di efficienza conseguiti/conseguibili e le prospettive di evoluzione dei costi.
63. In linea con tale approccio, Terna propone pertanto di modificare la formulazione dell’art 19, comma 3, dello schema di articolato TIROSS come segue *“Nel caso in cui i recuperi di efficienza totale siano negativi le imprese trattengono il 100% delle minori efficienze allocate 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. Il tasso di recupero delle efficienze negative valido per i tre successivi è fissato invece in occasione delle regolazioni specifiche di settore”*. La stessa formulazione dovrebbe essere adottata anche per la formulazione dell’art. 20, comma 3, del TIROSS.
64. È evidente, peraltro, come la validità e l’efficacia di tali schemi dipenda dalle modalità di fissazione del livello costo operativo scelto come baseline.
65. Come abbiamo avuto modo di evidenziare in più occasioni nel corso di questi anni, Terna ha raggiunto ormai livelli di costo prossimi a quello riconosciuto, come dimostra anche la fissazione nel semiperiodo NPR2 di un tasso annuo di recupero produttività molto contenuto rispetto a quello degli altri servizi regolati (pari a 0,4% rispetto, ad esempio, all’1,3% per la distribuzione elettrica).
66. Nel caso della trasmissione elettrica, tali costi sono peraltro destinati ad aumentare nei prossimi anni in linea con la crescita del perimetro di asset gestiti e delle attività che Terna sarà chiamata a svolgere per accelerare il processo di transizione energetica in corso.
67. In questo quadro Terna non ritiene condivisibile l’ipotesi prospettata in consultazione di una baseline fissata a partire dai valori “storici” dei costi operativi (siano essi riferiti ai all’anno di consuntivo più recente disponibile o alla media dei costi registrati nell’ultimo periodo regolatorio) in quanto tale riferimento non sarebbe in grado di “catturare” la dinamica di costi crescenti attesa nei prossimi anni, riconducibile alla gestione e al mantenimento di nuovi asset (su cui non è possibile sfruttare le tradizionali economie di

scala, come HVDC, batterie, compensatori, ecc) e alla presa in carico di nuove attività legate alle sfide poste dalla transizione energetica (che richiederanno un aumento di impegno da parte di Terna, in termini di risorse e personale, per poterle affrontare al meglio).

68. In tale scenario è infatti fortemente probabile che la previsione di una siffatta baseline possa comportare per Terna non solo un mancato “profit sharing” ma anche un mancato riconoscimento dei costi effettivi laddove questi dovessero risultare (come atteso alla luce delle considerazioni sopra esposte) superiori ai valori registrati negli ultimi anni. In ottica di una futura applicazione di menù regolatori con “*opzioni di incentivi*” a rischio crescente, tale ipotesi disincentiverebbe ancora di più un operatore come Terna ad adottare volontariamente l’opzione a incentivo maggiore essendo questa caratterizzata da baseline a prezzi costanti decrescente nel corso del tempo.
69. Come già evidenziato in risposta alle precedenti consultazioni e nell’ambito dei Focus Group sui ROSS, ribadiamo pertanto l’esigenza di definire per Terna una baseline su base prospettica a partire dai valori forniti nell’ambito del business plan “semplificato”.
70. In tale ottica si propone di modificare l’articolo 21 del TIROSS come segue “La baseline relativa ai costi operativi per il primo anno del periodo regolatorio successivo è fissata in occasione delle regolazioni specifiche di ciascun servizio infrastrutturale sulla base di una valutazione prospettica dei costi e dell’andamento dei costi effettivi nel periodo regolatorio precedente”
71. Laddove invece l’Autorità confermasse la volontà di definire una baseline su dati storici è assolutamente prioritaria la previsione di adeguati correttivi volti ad intercettare tutte le possibili variazioni dei costi operativi rispetto ai valori fotografati nella baseline per ragioni non completamente riconducibili al controllo dell’impresa.
72. In tale ottica, valutiamo positivamente la proposta dell’Autorità di prevedere possibili aggiornamenti dei costi operativi incrementali legati a possibili nuovi investimenti (c.d. Z-factor). Per essere efficace tale correttivo dovrebbe consentire il riconoscimento di tutti i costi incrementali legati sia alle variazioni del perimetro di asset della rete di trasmissione nazionale sia alle variazioni del perimetro delle attività svolte per l’erogazione dei servizi regolati (inclusi i costi associati alle risorse addizionali destinate alla gestione di tali asset/attività).
73. In linea con tale considerazione, si ritiene necessario modificare l’articolo 14, commi 1 e 2, del TIROSS, come segue “Qualora ~~vi~~ siano ~~realizzati~~ variazioni significative del perimetro di asset gestiti connessi alla realizzazione di investimenti rilevanti o variazioni del perimetro di attività svolte per l’erogazione dei servizi regolati che comportino modifiche significative dei costi operativi non intercettate dalla variazione delle variabili

di scala utilizzate nell'ambito del price-cap, si procede alla determinazione del tasso di variazione per la copertura di costi incrementali legati a nuovi investimenti o a variazioni del perimetro di attività svolte nell'ambito del servizio regolato. Per l'attivazione dello Z-factor sono necessarie entrambe le seguenti condizioni:[...] sia possibile dimostrare che l'aumento del costo operativo sia riconducibile alla realizzazione di nuovi investimenti o a variazioni del perimetro di attività svolte nell'ambito del servizio regolato"

74. L'attivazione dello Z-factor non dovrebbe inoltre essere vincolata alla fissazione di soglie minime che peraltro, anche alla luce dei livelli proposti in consultazione (1%-1,5% dei ricavi tariffari che corrispondono nel caso a un importo compreso di 20-30 Mln€/anno), precluderebbe di fatto a priori l'effettivo ricorso a tale strumento.
75. Stessa considerazione vale anche per il parametro Y-factor per cui, peraltro, la proposta dell'Autorità risulterebbe addirittura peggiorativa rispetto a quanto previsto oggi dalla regolazione (dove il riconoscimento degli extra-costi non è soggetto ad alcuna soglia di materialità). Per dare un'idea degli impatti che avrebbe tale misura basti pensare al fatto che il riconoscimento dei maggiori oneri sostenuti da Terna legati all'introduzione del Canone Unico (pari a ca. 2 Mln€/anno) ha portato alla previsione di correttivo Y-factor pari allo 0,9% (valore, peraltro, in linea con quello riconosciuto in altri servizi come la distribuzione elettrica).
76. Con riferimento a quanto evidenziato ai precedenti punti 74 e 75, Terna propone pertanto l'eliminazione degli articoli 13, comma 2 e 14, comma 3 riportati nello schema di articolato allegato alla consultazione o, in subordine, la possibilità di soglie di materialità più ridotte (es. 0,5%) da applicare ai soli costi operativi riconosciuti. In tale caso, gli articoli sopra menzionati dovrebbero essere riformulati come segue *"art. 13.2 In ragione di esigenze di stabilità della regolazione, per variazioni con impatti cumulati inferiori allo 0,5% all'1% dei ricavi tariffari associati ai costi operativi il tasso di variazione è assunto pari a zero"* e *"art. 14.3 In ragione di esigenze di stabilità della regolazione, per variazioni con impatti cumulati inferiori allo 0,5% all'1% dei ricavi tariffari associati ai costi operativi il tasso di variazione è assunto pari a zero"*.
77. Oltre ad aggiustamenti della baseline legati ad effetti volumi (rappresentato dai fattori "Y-factor" e "Z-factor"), Terna evidenzia la necessità di meccanismi di gestione dell'incertezza per mitigare anche i rischi di variazione prezzo legati a tassi di inflazione diversi da quelli considerati in fase di fissazione della baseline, criticità che risulta, peraltro, già presente nell'attuale regolazione dove le spese operative sono riconosciute attraverso la formula del *price cap* comportando il fatto che eventuali pressioni a rialzo sui fattori produttivi di Terna di entità superiore all'indice dell'inflazione al consumo netto tabacchi (FOI) utilizzato per l'aggiornamento annuale delle opex riconosciute non sono catturati a livello tariffario.

78. Al fine di sterilizzare tale effetto Terna propone pertanto la previsione di opportuni meccanismi di gestione di incertezza, eventualmente anche attraverso l'introduzione di un eventuale fattore correttivo relativo alla componente prezzo (es. P-Factor).
79. Da ultimo, con specifico riferimento alle modalità di determinazione dei costi riconosciuti, si condivide quando previsto all'art. 7 del TIROSS in merito al riconoscimento delle eventuali efficienze realizzate nel corso del NPR2 come elemento aggiuntivo dei ricavi ammessi in continuità con le attuali modalità previste dalla regolazione. Rispetto al perimetro dei costi non riconoscibili andrebbe invece eliminato il riferimento alla voce *"partite relative a voci di natura residuale, quali gli altri costi"* presente all'ultimo bullet dell'art. 15.3 del TIROSS trattandosi di una voce non già prevista dall'attuale quadro regolatorio (oltre a non essere di chiara applicazione)

Incentivi all'efficienza e monitoraggio dell'avanzamento fisico degli investimenti

80. Fermo restando che per Terna, nella prima fase di applicazione dei ROSS-base, le spese di capitale continueranno ad essere riconosciute come oggi a piè di lista, si ritiene opportuno evidenziare da subito alcune considerazioni in merito alla possibile introduzione in futuro di meccanismi di efficienza anche per le spese di investimento della trasmissione elettrica.
81. In primo luogo, ci preme ribadire l'esigenza di considerare gli obiettivi di aumento della produttività non solo in termini di efficienza rispetto a benchmark di costo ma anche, e soprattutto, in termini di utilità ed efficacia della spesa rispetto agli obiettivi di intervento perseguiti e ai benefici associati, incentivando quindi gli operatori a trovare quelle soluzioni di pianificazione e tecnologiche in grado di raggiungere gli stessi obiettivi al minor costo possibile.
82. In altri termini riteniamo che gli incentivi finalizzati all'efficienza debbano essere declinati secondo un approccio output-based, collegando il concetto di efficienza a quello di utilità della spesa rispetto agli obiettivi di intervento prefissati e ai benefici associati e alle prestazioni/performance ottenute.
83. Un valido esempio in questo senso è dato dall'incentivo alla promozione dell'efficienza dei costi di investimento previsto dall'art. 46 del TIQ.TRA.
84. A nostro avviso, infatti, gli incentivi finalizzati all'efficienza economica del servizio non possono non coordinarsi con gli altri meccanismi di incentivazione output, al fine di evitare che una possibile riduzione dei costi possa essere ottenuta con misure in grado

di incidere negativamente sul servizio offerto, o, viceversa, che eventuali obiettivi di servizio possano essere raggiunti a scapito dell'economicità del servizio medesimo.

85. Rimanendo in tema di *cost assesment*, ci preme evidenziare sin da subito alcune considerazioni rispetto all'ipotesi di utilizzo dei costi standard prospettata dall'Autorità nel documento come possibile strumento di valutazione futura delle spese di capitale.
86. Come noto, Terna ha progressivamente introdotto nella pianificazione di alcune opere/interventi di sviluppo una metodologia di determinazione dei costi di tipo standardizzato, condivisa con il Regolatore e caratterizzata da una serie di fasi di stima del costo dei progetti.
87. La stima dei costi è fortemente dipendente da fattori esogeni e indipendenti dalla volontà di Terna sia con riferimento alla fase di procurement sia, più in generale, collegati all'elevata complessità realizzativa e a tematiche di tipo autorizzativo, queste ultime assolutamente determinanti nella stima dei tempi di realizzazione e dei costi finali del progetto.
88. Prima di poter essere utilizzata come possibile benchmark di riferimento per il calcolo di un costo da riconoscere in tariffa, l'utilizzo dei costi standard richiede la definizione ex ante di opportuni meccanismi di gestione delle incertezze che consentano ad esempio l'aggiustamento dei costi unitari in funzione dei diversi fattori che possono incidere sul loro valore finale (es. meccanismi di indicizzazione, modalità di riconoscimenti di *passthrough*, previsione di revisione infra-periodo anche parziali su alcuni aspetti specifici in presenza di particolari condizioni).
89. A nostro avviso l'eventuale fissazione di un benchmark di costo e di rispetto dei tempi deve essere definito solo a valle della conclusione dell'iter autorizzativo dell'intervento di sviluppo, ritenendo che in tale momento si concretizzi un accettabile compromesso tra rischi residui di progetto e disponibilità di leve per l'efficientamento dei costi e per il rispetto dei tempi in capo al TSO. In assenza di tali accorgimenti, il rischio della commessa sarebbe interamente ribaltato su Terna modificando in tal modo il profilo di rischio intrinseco del servizio della trasmissione elettrica. Queste considerazioni sono supportate anche dalle evidenze emerse dalle analisi condotte da Terna ai fini della predisposizione del rapporto di analisi dell'applicazione dei criteri di stima dei costi degli interventi di sviluppo della rete¹, che confermano la necessità di attendere determinate milestone/fasi per giungere ad una stima più accurata, meno incerta e influenzabile dalle variazioni/prescrizioni dettate dal processo autorizzativo in alcun modo intercettabili nella fase iniziale di pianificazione delle opere.

¹ Rapporto inviato ad ottobre 2022 (protocollo Terna n. P20220089259-12/10/2022) a seguito di specifica richiesta dell'Autorità.

90. In merito all'introduzione di strumenti di monitoraggio della spesa effettiva si precisa che tale indicatore, per come ipotizzato, non sarebbe applicabile per gli interventi di rinnovo (che non comportano una variazione degli asset gestiti). Più, in generale, la previsione di un sistema di monitoraggio dell'avanzamento fisico degli investimenti andrebbe declinata a livello di singolo servizio tenuto delle specifiche tipologie di asset (il delay tra la spesa e l'entrata in esercizio di uno *smart meter* è diversa, infatti, da quella di una linea elettrica). Per tale ragione, Terna ritiene necessario eliminare dal TIROSS qualunque riferimento puntuale di indici comuni di monitoraggio fisico della spesa – come quello proposto all'art. 23, comma 2 della bozza di articolo – che dovrebbe essere invece demandati alle specifiche regolazioni di settore.
91. Infine, Terna ritiene che la proposta di introduzione di menù regolatori (art. 18 TIROSS) più o meno sfidanti, avanzata per la gestione operativa, debba essere prevista anche per le spese di capitale e che la definizione di target di efficienza sui costi di capitale dovrebbe essere rimandata ai singoli settori (art. 17 TIROSS).

Trattamento dell'inflazione e gestione delle incertezze

92. In merito al tema dell'inflazione, Terna evidenzia come l'attuale approccio adottato per gestire a livello tariffario le dinamiche inflattive presenti già oggi una serie di limiti.
93. Il caso più evidente è rappresentato dalla mancata coerenza tra l'inflazione presa a riferimento, nell'ambito degli aggiornamenti tariffari, ai fini della rivalutazione del capitale (basata sul deflatore fissi degli investimenti lordi), rispetto all'inflazione utilizzata per deflazionare il WACC (basata invece su indici di inflazione prospettici strutturalmente più alti e costruiti su un paniere di beni diverso da quello del deflatore), motivo per il quale abbiamo più volte richiesto - e ribadiamo in questa sede – l'esigenza di superare il riferimento al deflatore per la rivalutazione della RAB sostituendolo per maggior coerenza con i riferimenti adottati per il WACC con il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo (indice FOI).
94. Peraltro, ricordiamo come tale indicatore sia stato individuato come primo riferimento agli inizi della regolazione solo in un'ottica di semplicità, nella consapevolezza che si trattasse comunque di un indice meno rappresentativo rispetto ad altri nel rappresentare le variazioni di prezzo delle singole categorie di cespiti che costituiscono le immobilizzazioni tipiche delle imprese del settore elettrico (vedi punti 2.25 e 2.26 della consultazione ARERA del 13 gennaio 2004).
95. Simili criticità si riscontrano con riferimento all'indice FOI attraverso il quale sono rivalutati i costi operativi riconosciuti, che si è rilevato nel corso di questi anni

significativamente inferiore rispetto all'evoluzione degli incrementi retributivi applicati ai sensi del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro (CCNL) alle categorie di operai, impiegati e quadri in forza presso il settore elettrico.

96. Un'ulteriore criticità è rappresentata poi dalle modalità di calcolo di tali indicatori per cui non si prende a riferimento come orizzonte temporale l'anno solare ma periodi a cavallo tra anni successivi (per il FOI il periodo da giugno dell'anno t-2 a maggio dell'anno t-1 e per il deflatore dal II trimestre dell'anno t-2 al I trimestre dell'anno t-1) comportando conseguentemente un delay temporale del riconoscimento tariffario degli aumenti inflattivi effettivamente registrati nell'anno.
97. Tali criticità sono emerse con chiarezza nel corso nel 2022 dove il forte aumento inflattivo registrato a seguito della pandemia e del conflitto russo-ucraino ha comportato un incremento significativo degli input produttivi degli operatori (con valori anche del 20%-30%) riflesso solo in minima parte nei valori di deflatore e indice FOI presi a riferimento per l'aggiornamento delle tariffe di trasmissione per l'anno 2023 (pari rispettivamente al 2,6% e 3,98%).
98. Alla luce di tali considerazioni, è evidente come nel passaggio al modello di regolazione ROSS, e quindi all'utilizzo di baseline di spesa definite ex ante da rivalutare nel tempo per renderle confrontabili con i costi effettivi a consuntivo, la conferma di tali indici comporterà potenziali rischi di mancata copertura dei costi per gli operatori oppure valutazioni di inefficienza di costo causata però da un non corretto adeguamento dei prezzi.
99. Tale rischio, già presente in parte nell'attuale regolazione dove il livello dei costi operativi riconosciuti è determinato a partire da un valore di costo "storico" (relativo all'anno t-2), diventerà ancora più rilevante in futuro laddove dovesse essere fissata una baseline di spesa anche per i costi di capitale (fino ad oggi riconosciuti a piè di lista e come tali non soggetti a rischio di mancato riconoscimento di maggiori costi legati all'inflazione).
100. In analogia a quanto previsto nella regolazione inglese, dove il rischio associato ai real price effect è gestito da OFGEM attraverso appositi meccanismi di indicizzazione (c.d. RPE), Terna ritiene quindi prioritaria la previsione nella regolazione ROSS di opportuni meccanismi di gestione dell'incertezza legati al fattore "prezzo" che possano catturare le effettive dinamiche di variazione dei costi di approvvigionamento dei fattori produttivi fuori dal controllo delle imprese.
101. Prendendo spunto dal precedente regolatorio britannico è stata quindi condotta una prima analisi statistico-econometrica volta a valutare la capacità di diversi indici di inflazione (inclusi FOI e deflatore) nel catturare le pressioni sui costi dei fattori

produttivi per le principali aree di costo di Terna, rappresentate dal costo dei materiali e costo del lavoro, distinto a sua volta tra costo del personale interno ed esterno (appalti).

102. Con specifico riferimento ai materiali, si fa presente che in ottemperanza a quanto previsto dall'art. 29 del Decreto Legge n. 4 del 27 gennaio 2022, da febbraio 2022 è stato introdotto un obbligo di inserimento nei contratti di fornitura tra Terna e i propri fornitori di formule di revisione dei prezzi.
103. Tenuto conto di tale aspetto, gli indicatori di inflazione selezionati sono stati confrontati facendo riferimento all'ipotetico controfattuale storico dei costi costruito a partire dagli indici presenti nelle nuove formule di revisione prezzi.
104. Da tale analisi emerge che la variazione dei prezzi registrata dal deflatore e dal FOI risulta fortemente più bassa (circa 400bps) rispetto a quella che avrebbe registrato Terna nel periodo 2017-21 in applicazione delle formule revisione prezzi introdotte da febbraio 2022.
105. Le analisi statistiche individuano inoltre potenziali indicatori alternativi e migliori rispetto al FOI e deflatore, tra cui in particolare il Prezzo alla Produzione (PPI) ISTAT del settore della «metallurgia e fabbricazione prodotti in metallo».
106. Stesse criticità – seppure di entità inferiore - si riscontrano relativamente ai costi del lavoro (comprensivo del mondo degli appalti) per cui l'evoluzione degli incrementi retributivi percentuali relativi a diversi Contratti Collettivi Nazionale di Lavoro è risultata nel medesimo orizzonte temporale mediamente superiore a quella di FOI e deflatore.
107. Alla luce di tali evidenze, Terna ritiene necessario rimandare la definizione di indici compositi di inflazione per la rivalutazione della baseline alle specifiche regolazioni, introducendo nel TIROSS solo il principio generale e nessun riferimento o formula applicativa. Per semplicità ciò potrebbe avvenire sulla base di un'istanza presentata dagli operatori sulla base di una metodologia condivisa tra i settori per il calcolo degli indici.
108. In subordine, laddove l'Autorità confermasse il riferimento a deflatore e inflazione FOI, andrebbero previsto nell'ambito del TIROSS opportuni meccanismi di incertezza – simile a quello degli RPE nel Regno Unito – che riducano le distorsioni legate all'aggiornamento della baseline sulla base di FOI e deflatore consentendo quindi di riflettere le effettive variazioni di costo dei fattori produttivi in caso di crescita del costo reale ad un tasso maggiore (o inferiore) rispetto al FOI/deflatore, demandandone anche in questo caso l'attivazione a ciascun servizio regolato sulla base di specifiche istanze.
109. In tale ottica si propone di integrare l'articolo 10 del TIROSS come segue

“articolo 10 – Aggiornamento della baseline per l'inflazione

10.1 I dati relativi a spese di capitale sono aggiornati sulla base del valore medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, assumendo come base uguale a 1 il valore riferito all'anno t.

10.2 I dati relativi ai costi operativi sono aggiornati sulla base del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati dall'anno t1 all'anno t rilevato dall'Istat;

10.3 I valori del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati e i valori del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat sono uguali per tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas e sono fissati annualmente con deliberazione dell'Autorità

10.4 In aggiunta a quanto previsto dai precedenti articoli 10.1 e 10.2, è fatta salva la possibilità per ciascun servizio infrastrutturale regolato di richiedere su specifica istanza, nell'ambito dei meccanismi di gestione dell'incertezza, aggiornamenti della baseline per tener conto di eventuali variazioni specifiche dei costi dei fattori produttivi del settore/servizio di appartenenza non adeguatamente riflesse nelle variazioni medie annue dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati e nei valori del deflatore degli investimenti fissi lordi"

110. Rispetto all'orizzonte temporali di calcolo degli indici di inflazione selezionati, questi andranno comunque calcolati sulla base dei valori effettivamente registrati nell'anno solare (da gennaio a dicembre) evitando pertanto riferimenti a valori di anni precedenti (come avviene oggi per il calcolo di deflatore e indice FOI).