

Osservazioni Terna documento per la consultazione

512/2018/R/GAS

CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO E MISURA DEL GAS NATURALE PER IL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE (5PRT)

Orientamenti finali

1. PREMESSA

- 1.1. Il documento di consultazione (di seguito DCO) illustra gli orientamenti finali dell'Autorità in tema di criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il 5° periodo di regolazione (5PRT) e prospetta **l'adozione della delibera finale entro il mese di marzo 2019.**
- 1.2. **Il DCO fa seguito al documento di consultazione 347/18**, nell'ambito del quale sono stati esposti gli orientamenti iniziali dell'Autorità circa i criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasporto gas e **a cui Terna ha presentato osservazioni lo scorso luglio**, con riferimento a molteplici temi, relativi in particolare a: obiettivi dell'intervento e criteri di riconoscimento del costo, durata del periodo di regolazione, determinazione del capitale investito netto riconosciuto, rischio sistematico (Beta), costi operativi riconosciuti, criteri di incentivazione.
- 1.3. Terna ha presentato osservazioni al precedente DCO 347/18 in quanto i criteri generali della regolazione tariffaria dei servizi nell'ambito dei settori gas ed elettrico sono da sempre stati caratterizzati dalla presenza **di molti elementi comuni**, in particolare, con riferimento alle logiche di determinazione e remunerazione dei relativi costi riconosciuti. Per tale motivo, anche considerando che le tempistiche indicate dall'Autorità prospettano l'adozione del nuovo quadro regolatorio del trasporto gas con anticipo rispetto a quello del settore elettrico, **Terna ha presentato osservazioni al DCO 347/18 e ritiene ora opportuno – nei punti che seguono – ribadire i principali contenuti**, affinché siano considerati dall'Autorità per la regolazione del servizio di trasmissione del semi-periodo NPR2 (2020-23).

2. OSSERVAZIONI SU TEMI SPECIFICI

Criteria e modalità di identificazione del parametro asset Beta

- 2.1. **Non si condivide**, come già rappresentato nelle osservazioni presentate in risposta sia al DCO 347/18 sia al DCO 557/18, **la metodologia utilizzata dall'Autorità per la stima del Beta asset, con particolare riferimento al valore di D/E da scontare nella procedura di deleveraging.**
- 2.2. In particolare, riteniamo non sia corretto utilizzare un valore di D/E desunto dai valori di bilancio delle imprese del panel preso in considerazione ovvero il rapporto tra indebitamento di lungo periodo e il valore totale dell'equity di libro" (cfr. punto 7.3 del DCO).
- 2.3. Le motivazioni a supporto di un valore di D/E diverso da quello utilizzato dall'Autorità nel processo di deleveraging per il calcolo del Beta Asset sono le medesime rappresentate in risposta al DCO 557/181 (in cui l'Autorità ha posto in consultazione, tra l'altro, l'aumento del gearing nella formula del WACC), alle quali si rimanda per un più completo approfondimento.
- 2.4. In aggiunta a quanto rappresentato per il calcolo del gearing nel WACC, si osserva che la metodologia di utilizzo di valori di libro è applicata, nel caso del deleveraging del Beta, esclusivamente o prevalentemente, ad imprese dell'area euro operanti in Paesi ad alto rating, nello specifico Belgio, Olanda, Germania e Francia (articolo 7 del TIWACC), con evidenti distorsioni e disomogeneità derivanti dall'applicazione dei principi contabili in differenti Paesi e/o da politiche finanziarie specifiche di ogni impresa regolata che, con buona probabilità, non sono riflesse pienamente nei prezzi e nella volatilità dei corsi azionari su cui il Beta levered viene invece calcolato.
- 2.5. Tutto ciò è confermato dai valori di Beta asset riconosciuti dai regolatori alle imprese proprio nei paesi ad alto rating riportato nel recente report del CEER². Nel calcolo del Beta asset riteniamo sia dunque indispensabile procedere ad una comparazione finale, una sorta di valutazione di coerenza, tra il risultato della analisi quantitative secondo le metodologie utilizzate (che, per quanto osservato, Terna non condivide) e i valori di Beta asset fissati dai regolatori almeno nei paesi ad alto rating.
- 2.6. **Procedendo ad un'analisi di benchmarking**, come d'altra parte fatto anche per la determinazione del gearing del WACC (articolo 6 del TIWACC), **si ottiene un valore**

¹ Si vedano al riguardo non solo le osservazioni presentate da Terna al DCO 557/18 (Prot. Terna 0035158-28/11/2018) ma anche lo studio Nera "Mid-term Review of the Allowed Gearing for Italian Energy Network Companies"

² Report on Investment Conditions in European Countries.

del Beta molto più elevato (superiore a 0,4) di quello fissato per Terna (0,35) per tutto il periodo regolatorio e di quello proposto in questo DCO per il servizio di trasporto gas (0,364) a partire dal 2020.

- 2.7. **L'aumento del Beta asset è dunque opportuno anche considerato quanto deciso sul parametro del gearing con la recente delibera 639/2018** e necessiterebbe, almeno per il settore elettrico, di una riapertura dell'aggiornamento del valore del parametro prima della fine del periodo regolatorio prevista nel 2023.

Riconoscimento tariffario delle immobilizzazioni in corso

- 2.8. Terna ha ripetutamente segnalato la necessità di ripristinare il riconoscimento tariffario delle immobilizzazioni in corso con riferimento al servizio di trasmissione.
- 2.9. **Nell'ultima revisione tariffaria (fine 2015) il servizio di trasmissione è stato fortemente penalizzato**, con la determinazione di un valore di Asset Beta inferiore rispetto a tutti i servizi/settori regolati e con il riconoscimento in tariffa dei soli oneri finanziari dei nuovi lavori in corso capitalizzati all'entrata in esercizio del cespite (riconoscimento dunque non solo inferiore ma anche posticipato nel tempo).
- 2.10. **Tali penalizzazioni sono state recentemente non solo confermate ma addirittura accresciute con la decisione di aumento del gearing al massimo valore previsto (0,500) senza applicare alcuna gradualità.** Terna, in proposito, ha segnalato l'opportunità di non procedere all'incremento del gearing per il servizio di trasmissione elettrica anche in virtù della decisione di non riconoscere la remunerazione sui nuovi lavori in corso, misura che, di fatto, aveva già comportato un aumento del gearing riconosciuto agli investimenti di Terna.
- 2.11. **Riteniamo, quindi, assolutamente urgente procedere al ripristino della remunerazione dei lavori in corso** estendendo, con effetti già a partire dalla tariffa 2020, la proposta di riconoscimento ad un tasso di remunerazione ridotto ($D/E=4$) contenuta in questa consultazione anche agli investimenti del servizio di trasmissione.

Introduzione della regolazione incentivante output based in sostituzione di quella input based

- 2.12. L'ultimo piano quadriennale dell'Autorità (Delibera 3/2015) ha individuato come **principale linea strategica della regolazione dei servizi infrastrutturali l'introduzione di meccanismi incentivanti specifici investimenti che comportano elevata utilità** per il sistema (c.d. regolazione output based).

- 2.13. In virtù del suddetto indirizzo strategico, **l'incentivazione basata sulla remunerazione addizionale dei fattori produttivi (c.d. regolazione input based) è stata eliminata**, almeno con riferimento al servizio di trasmissione di energia elettrica, in vista dell'introduzione di tale nuova forma di regolazione incentivante.
- 2.14. Terna ha condiviso la scelta dell'Autorità di sostituzione della regolazione input based con quella basata sui benefici e sull'utilità dell'investimento ed ha iniziato insieme agli Uffici della Autorità, come prima ed unica impresa regolata, un percorso molto complesso e dispendioso di definizione ed affinamento dei criteri e delle metodologie propedeutiche all'introduzione della regolazione output based. Tale percorso ha visto il coinvolgimento e la partecipazione attiva di tutti gli stakeholders (ACB 2.0, descrizione scenari energetici, capacità obiettivo, costi standard) al fine di rendere quanto più possibile oggettive le stime dei risultati e dei benefici collegati alle decisioni di investimento inserite nel Piano di Sviluppo della RTN.
- 2.15. **Tale processo non è stato, tuttavia, ancora seguito dalla definizione della regolazione dei nuovi meccanismi di incentivazione.** Tale ritardo nella definizione delle regole si traduce inevitabilmente in un ritardo nella corresponsione dei premi legati ai nuovi meccanismi di incentivazione non sostituendo, di fatto, il graduale esaurimento degli incentivi input based pregressi e non rinnovati, come proposto invece per il servizio di trasporto gas per il biennio 2020-21.
- 2.16. **Reputiamo, quindi, quanto mai urgente completare il quadro regolatorio della regolazione output based**, semplicemente introducendo i meccanismi incentivanti che erano stati prospettati dall'Autorità, come detto, in sostituzione dei meccanismi input based (risoluzione congestioni, vincoli di rete, incentivi intrazonali, resilienza, innovazione, stakeholder engagement, efficienza Capex, contenimento costi MSD).

Introduzione di una nuova e ulteriore reportistica per il monitoraggio degli investimenti ed il conseguimento degli output

- 2.17. **Terna si è già espressa in maniera contraria su questo tema in risposta al precedente documento di consultazione**, non condividendo l'introduzione di una reportistica di consuntivo sul conseguimento dei benefici e, in generale, sulla metodologia ACB.
- 2.18. **Non sono chiare le finalità del suddetto report di monitoraggio**, che metterà in evidenza le naturali differenze (in positivo o in negativo) tra le assunzioni e le stime fatte a preventivo e i dati di costo e beneficio realizzati a consuntivo. Riteniamo che produrre documentazione di questo tipo sia molto pericoloso considerato anche il rischio di utilizzo strumentale di queste informazioni in un contesto, come quello italiano, in cui vi è già una forte opposizione alla realizzazione delle infrastrutture.

2.19. **Reputiamo che il percorso condiviso con Autorità e stakeholders**, peraltro molto complesso e articolato, di individuazione, affinamento e utilizzo delle best practice internazionali per lo svolgimento delle analisi costi benefici **rappresenti una tutela importante per il consumatore finale**. Peraltro, l'Autorità possiede molti strumenti di verifica e controllo che consentono di tutelare gli interessi del cliente finale in termini di equità della spesa sostenuta per la realizzazione delle infrastrutture.

Criteri di identificazione e riconoscimento tariffario dei costi operativi

2.20. **In risposta al DCO 347/18 Terna ha ribadito la necessità di estendere** anche al servizio di trasmissione alcune misure proposte per il trasporto gas quali il riconoscimento:

- di **costi sorgenti** (attraverso, ad esempio, l'attivazione dell'Y-factor del meccanismo di price cap);
- dei **maggiori costi dovuti ai nuovi investimenti** e all'espansione della rete esercita rispetto all'anno base di riferimento.

2.21. Ribadiamo, invece, la **contrarietà al meccanismo di riconoscimento del 50% delle inefficienze pregresse (e la restituzione delle stesse nei quattro anni successivi) in caso di costo effettivo maggiore di quello riconosciuto**. Considerato che il meccanismo incentivante alla riduzione del costo è in vigore ormai da oltre un decennio un costo effettivo superiore a quello riconosciuto non può essere considerato inefficienza ma è piuttosto un costo ormai divenuto strutturale e non ulteriormente comprimibile. Modalità di riconoscimento come quella proposta in questa consultazione rischiano quindi di tradursi nel riconoscimento solo parziale di un costo efficiente sostenuto per lo svolgimento dell'attività regolata.

2.22. In generale, occorre **valutare con attenzione le metodologie di riconoscimento dei costi operativi per evitare che si configuri un framework esclusivamente penalizzante** per l'impresa regolata, in un contesto in cui diviene sempre più sfidante conseguire ulteriore efficienze senza andare a discapito della qualità del servizio e della gestione in sicurezza delle infrastrutture.

2.23. **In quest'ottica, riteniamo sia utile giungere a modalità condivise per la gestione delle infrastrutture esercite completamente ammortizzate** che portino ad un maggior riconoscimento di costo operativo nel caso in cui si decidesse di non procedere ad una loro completa o parziale sostituzione.