

## **Osservazioni Terna documento per la consultazione**

**347/2018/R/GAS**

# **CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI RELATIVI AL SERVIZIO DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE PER IL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE.**

## **Orientamenti iniziali**

## INDICE

1.	PREMESSA .....	3
2.	OBIETTIVI DELL'INTERVENTO E CRITERI DI RICONOSCIMENTO DEL COSTO	7
3.	DURATA DEL PERIODO DI REGOLAZIONE .....	11
4.	DETERMINAZIONE DEL CAPITALE INVESTITO NETTO RICONOSCIUTO .....	12
5.	RISCHIO SISTEMATICO (BETA) .....	16
6.	COSTI OPERATIVI RICONOSCIUTI .....	22
7.	CRITERI DI INCENTIVAZIONE .....	24

## 1. PREMESSA

- 1.1. Il documento di consultazione (di seguito DCO) illustra gli orientamenti iniziali dell'Autorità in tema di criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasporto del gas naturale per il 5° periodo di regolazione e prospetta – a seguito di una consultazione sugli orientamenti finali da tenersi entro il mese di settembre 2018 – **l'adozione della delibera finale inerente la disciplina della regolazione tariffaria di tale servizio entro il mese di febbraio 2019.**
- 1.2. I criteri generali della regolazione 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 al punto precedente fanno prospettare l'adozione, da parte dell'Autorità, del nuovo quadro regolatorio del trasporto gas con anticipo rispetto a quello del settore elettrico, **Terna ritiene opportuno presentare alcune osservazioni già nell'ambito della presente consultazione**, affinché siano un utile supporto all'Autorità ai fini delle analisi che porteranno a delineare la regolazione del servizio di trasmissione nel semi-periodo NPR2 (2020-23).
- 1.3. In linea generale, evidenziamo che dovrebbe essere mantenuta, nei limiti delle specificità tipiche dei diversi ambiti, **una regolazione quanto più possibile simmetrica ed omogenea tra i due settori regolati.** La simmetria delle decisioni regolatorie riveste una particolare rilevanza specie in presenza di imprese quotate che accedono al medesimo mercato dei capitali e che sono da sempre oggetto di comparazione tra gli investitori. Tale simmetria dovrebbe riscontrarsi anche nelle tempistiche di attuazione delle decisioni, quando invece alcune di esse sono prese con tempi diversi tra settore elettrico e settore gas.
- 1.4. Terna si è sempre mostrata favorevole all'introduzione e alla sperimentazione di strumenti regolatori innovativi. In effetti, nel periodo regolatorio vigente, Terna ha iniziato e, in alcuni casi già completato con successo, un percorso molto sfidante ed è considerata all'avanguardia rispetto a molti aspetti (si pensi, ad esempio, alla metodologia dei costi standard, alla definizione dell'ACB e al suo utilizzo nella definizione dei PdS); **a nostro giudizio gli sforzi profusi devono essere adeguatamente valorizzati e premiati** e non solo utilizzati come riferimento di successo per regolare adeguatamente altri settori e servizi.

- 1.5. Come evidenziato in risposta a precedenti consultazioni (in ultimo al DCO “approccio Totex”<sup>1</sup> che prefigurava una sperimentazione e applicazione iniziale dei nuovi meccanismi a Terna), **risulta necessario completare la regolazione incentivante *output based* e ristabilire un adeguato rendimento agli investimenti** che Terna sta effettuando a beneficio non solo del sistema elettrico ma del Paese nel suo complesso.
- 1.6. Evidenziamo che, con riferimento all’approvazione delle metodologie per rendere applicabile la regolazione incentivante *output based* già definita dall’Autorità, quali, ad esempio, la definizione della capacità obiettivo tra le zone/frontiere estere, **deve essere evitato ogni aumento della rigidità e della complessità di processo**, che rischia di provocare **un rallentamento importante a fronte di un valore aggiunto molto limitato**. Riteniamo che occorra **giungere quanto prima a completare il quadro di regole e metodologie per rendere pienamente applicabile la regolazione incentivante *output based* per il servizio di trasmissione**.
- 1.7. Anche se il tema della revisione del Beta non riveste carattere di urgenza per il settore elettrico, in quanto l’aggiornamento del parametro è previsto con il nuovo periodo tariffario (dal 2024), **Terna fornisce di seguito alcune considerazioni sui criteri generali di definizione dello stesso**.
- 1.8. In particolare, Terna ha provato a replicare le analisi effettuate dall’Autorità per determinare il Beta del trasporto gas giungendo, tuttavia, a **risultati differenti (riportati in un successivo apposito paragrafo) da quelli rappresentati dall’Autorità nel documento di consultazione**. In particolare, a parere di Terna occorre approfondire la metodologia e i parametri utilizzati per il calcolo del Beta unlevered, anche al fine di garantire coerenza con quelli utilizzati per il calcolo del gearing del WACC ed identificare opportunamente il rischio sistemico delle attività oggetto di regolazione.
- 1.9. In assenza di un intervento finalizzato a garantire un congruo livello di redditività, **si avrebbe la situazione paradossale di un gestore che, pur all’avanguardia sotto molti profili gestionali e regolatori** (quali, ad esempio, l’individuazione, la programmazione e pianificazione degli investimenti di rete, il processo di stima dei costi e dei benefici collegati ai progetti, il processo aperto di condivisione con gli stakeholder di metodologie e risultati previsti), **continui ad essere caratterizzato da una redditività riconosciuta più bassa tra tutti i servizi regolati, con il rischio di disincentivare la spesa per investimenti in trasmissione**.

---

<sup>1</sup> DCO 683/2017

- 1.10. Investire nella rete in alta tensione è **invece urgente e fondamentale per l'efficienza complessiva del sistema**, poiché contribuisce in maniera decisiva alla riduzione dei prezzi del mercato all'ingrosso e del mercato dei servizi di dispacciamento.
- 1.11. **La rete in alta tensione italiana è tra le meno robuste e magliate d'Europa**, a causa di una politica di investimento, durata 40 anni, che ha privilegiato investimenti in grandi centrali (peraltro in presenza di segnali di prezzo sostanzialmente inefficaci nel determinare il corretto posizionamento delle stesse vicino ai centri di consumo), poche dorsali e magliature, e investimenti in reti in MT e BT. Ciò è emerso in modo drammatico con l'avvio del mercato elettrico, **che vede l'Italia tra i pochi mercati dell'Unione Europea ad avere zone di mercato** (Italia e paesi nordici).
- 1.12. Anche al fine di garantire un adeguato ritorno ed agevolare tale impellente bisogno di investimenti, **la proposta di riconoscimento integrale delle immobilizzazioni in corso** ad un tasso di remunerazione inferiore, anche se manterrebbe una differenziazione a nostro parere non giustificata con il servizio di distribuzione, **dovrebbe essere estesa anche al servizio di trasmissione elettrica**, determinando altrimenti un'asimmetria regolatoria ulteriormente penalizzante per Terna. Peraltro, il riconoscimento di una remunerazione inferiore a quella base prevista al momento dell'entrata in esercizio del cespite **costituisce di per sé un forte incentivo** a ridurre i tempi di realizzazione dell'investimento.
- 1.13. Parimenti riteniamo debba essere esteso al servizio di trasmissione anche la proposta di conferma della **possibilità di riconoscimento di costi operativi addizionali all'interno del periodo tariffario collegati all'aumento della consistenza della rete** derivante dagli investimenti di sviluppo della stessa. Ci sembra un principio sano, specie in un contesto in cui è sempre più difficile conseguire efficienze operative.
- 1.14. In generale, i criteri di riconoscimento dei costi operativi nel semiperiodo NPR2 (2020-2023) ancora non del tutto definiti, **dovrebbero essere valutati con attenzione** in un contesto come quello del servizio di trasmissione, in cui, anche a fronte di un forte incentivo all'efficienza, si stanno raggiungendo livelli di **costi effettivi non più comprimibili ed effetto di maggiore esigenza strutturale** e non di inefficienza nella prestazione del servizio.
- 1.15. Tale maggiore necessità è anche la **conseguenza diretta di un crescente bisogno di personale e competenze specializzate** per affrontare le sfide sempre più difficili che il regolatore sta ponendo per il gestore del servizio di trasmissione. In questo senso, l'aver introdotto una forma di premialità nella

predisposizione degli strumenti propedeutici alla regolazione *output based* va sicuramente nella giusta direzione, **ma evidentemente necessita di ulteriori ambiti applicativi.**

## 2. OBIETTIVI DELL'INTERVENTO E CRITERI DI RICONOSCIMENTO DEL COSTO

Spunti per la consultazione

S1. Osservazioni in merito agli obiettivi dell'intervento dell'Autorità

S3. Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento del costo

S4. Osservazioni in merito al rapporto sugli output degli interventi di sviluppo

2.1. Con riferimento ai temi trattati nel DCO, l'Autorità **aveva espresso i principali obiettivi perseguiti** già in sede di avvio del relativo procedimento, evidenziando – tra l'altro – l'esigenza di:

- a. avviare approfondimenti per implementare un approccio regolatorio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio *totex*);
- b. introdurre criteri di riconoscimento dei costi basati anche sugli esiti delle valutazioni del Piano di Sviluppo (di seguito PdS) della rete di trasposto gas;
- c. rivedere i meccanismi di incentivazione per gli investimenti di sviluppo, valutando l'introduzione di meccanismi *output based* per una maggiore selettività degli investimenti;
- d. promuovere l'impegno degli operatori di rete ad ottenere contributi europei per lo sviluppo delle infrastrutture e/o attivare procedure per la ripartizione dei costi infrastrutturali tra Stati membri (*Cross Border Cost Allocation – CBCA*), con benefici in termini di minori costi per gli utenti.

2.2. Gli obiettivi sopra indicati sono i medesimi perseguiti dall'Autorità nell'ambito dei recenti interventi regolatori che hanno riguardato il settore elettrico e, in particolare, il servizio di trasmissione (si consideri, in primis, quanto rappresentato dall'Autorità nell'ambito del documento di consultazione 683/2017). Terna desidera al riguardo evidenziare come **la regolazione del servizio di trasmissione** sia oggi, nell'ambito dei servizi infrastrutturali regolati, **la più avanzata dal punto di vista dell'orientamento alla selettività ed al contenimento dei costi di realizzazione**. Ciò anche grazie agli importanti sforzi di Terna, che hanno consentito di compiere grandi passi avanti con riferimento:

- a. alle prassi utilizzate per l'individuazione degli investimenti basate sull'utilità per il sistema elettrico;

- b. alla determinazione e alla condivisione con il regolatore delle metodologie per il calcolo dei costi e dei benefici associati agli interventi;
  - c. al processo di predisposizione, condivisione, consultazione e approvazione del PdS;
  - d. alla reportistica prevista, al monitoraggio e alla verifica puntuale dei risultati raggiunti.
- 2.3. Rispetto ai temi indicati nei punti precedenti – come già osservato in risposta al DCO 683/2017 e ribadito in premessa – **Terna rappresenta di fatto una *best practice* ed è pioniera nell'adozione di strumenti altamente innovativi**. Si considerino, a titolo di esempio:
- a. l'introduzione di metodologie di standardizzazione dei costi nell'ambito dei processi di pianificazione degli interventi;
  - b. l'utilizzo dell'analisi costi benefici di seconda generazione (ACB 2.0) per la predisposizione dei PdS (la cui approvazione avviene – come detto – a valle di un ampio processo di consultazione e partecipazione pubblica);
  - c. la reportistica, le attività e gli adempimenti previsti dalle delibere 627/2016 e 856/2017 volti a garantire un processo trasparente di identificazione, monitoraggio, avanzamento e verifica degli investimenti previsti nel PdS;
  - d. l'introduzione di primi meccanismi di incentivo correlati agli output derivanti dalla realizzazione dei progetti e gli strumenti propedeutici alla regolazione *output based* orientati, tra l'altro, anche alla verifica dell'applicazione dei criteri di stima dei costi di investimento.
- 2.4. Tuttavia, gli importanti sforzi compiuti negli ultimi anni da Terna per favorire lo sviluppo di una regolazione altamente innovativa nel settore della trasmissione **non sono stati ancora adeguatamente bilanciati da misure premianti sotto il profilo dei riconoscimenti tariffari**. Terna ha dimostrato una piena apertura all'evoluzione della regolazione verso il nuovo approccio *output based*, tuttavia tale regolazione è ancora in corso di completamento; occorre in tal senso:
- a. disciplinare i meccanismi incentivanti per gli sviluppi di rete finalizzati alla risoluzione delle congestioni all'interno delle zone, dei vincoli di rete per regolazione di tensione e delle condizioni di essenzialità;
  - b. strutturare sistemi di incentivazione volti a favorire la capacitazione degli *stakeholder* e a sensibilizzare le amministrazioni locali circa i benefici delle infrastrutture;



- c. definire gli elementi necessari alla strutturazione del meccanismo incentivante la realizzazione di capacità di trasporto per risoluzione delle congestioni all'interno delle zone di mercato;
  - d. introdurre incentivi all'ottenimento di contributi da operatori di rete e soggetti esteri.
- 2.5. Oltre a quanto evidenziato al punto precedente, si rileva che le misure adottate per la regolazione del servizio di trasmissione elettrica in tema di riconoscimenti tariffari sono più restrittive rispetto a quelle ora prospettate nel DCO.
- 2.6. In particolare, in tema di riconoscimento delle immobilizzazioni in corso, il settore della trasmissione elettrica è oggi l'unico in cui sia stata introdotta una regolazione che **condiziona il riconoscimento tariffario dei lavori in corso alla presentazione, da parte dell'operatore di rete, di specifiche istanze**, che, peraltro, possono riguardare solamente un perimetro limitato degli investimenti e devono essere soggette a consultazione.
- 2.7. Gli orientamenti espressi dall'Autorità per la regolazione del servizio di trasporto gas appaiono invece più equilibrati, mantenendo un importante incentivo per l'operatore di rete ad accelerare l'entrata in esercizio degli investimenti, **senza tuttavia limitare a priori la portata dello strumento incentivante** (attraverso una riduzione ex-ante del perimetro degli investimenti che possono beneficiarne).
- 2.8. Il trattamento delle immobilizzazioni in corso non è, tuttavia, l'unico tema in cui la regolazione del servizio di trasmissione risulterebbe penalizzante rispetto al trasporto gas. **Le misure prospettate dal regolatore appaiono, infatti, più equilibrate rispetto a quelle già adottate per la trasmissione elettrica anche in tema di riconoscimento dei costi operativi e di criteri di incentivazione degli investimenti.**
- 2.9. Nei successivi paragrafi vengono riportate osservazioni di dettaglio sulle singole tematiche sopra citate. Si ritiene in ogni caso che le suddette misure proposte per il trasporto gas **possano essere coerentemente estese anche alla regolazione del servizio di trasmissione.**
- 2.10. Infine, **Terna non condivide l'ipotesi di introdurre un nuovo report di monitoraggio**, a partire dal 2020, che confronti gli output effettivamente conseguiti con quelli dichiarati in sede di redazione del piano di sviluppo e utilizzati ai fini dell'ACB.
- 2.11. In primis non risulta chiara la finalità di monitoraggio e di verifica che dovrebbe essere perseguita attraverso il suddetto report. **La pianificazione e la decisione**

**di un investimento da parte di una società infrastrutturale si fonda inevitabilmente su stime e ipotesi** (scenari di mercato, commodities, utilizzo della capacità, scelte di politica energetica ed ambientale, etc.) che non è detto si realizzino poi effettivamente, al momento dell'entrata in esercizio e negli anni successivi, con l'entità e nei tempi stimati.

- 2.12. Alla luce del tempo intercorrente fra la decisione di realizzare una nuova infrastruttura ed il completamento della stessa, tempo a volte anche significativamente condizionato dalla numerosità e complessità dei processi autorizzativi, **è inevitabile che il contesto possa modificarsi anche in modo sensibile, limitando o amplificando le stime di beneficio e costo previste.**
- 2.13. Valutare o mettere in discussione ex post, avendo a disposizione dati e informazioni diverse, le scelte di investimento compiute dal gestore, giustificate peraltro da prassi e metodologie condivise, **appare poco comprensibile e introdurrebbe peraltro il forte rischio, assolutamente da evitare, di un utilizzo strumentale e ingiustificato** da parte dell'opinione pubblica, volto magari a fermare, per meri interessi di parte, opere invece necessarie alla collettività e causandone comunque un allungamento dei tempi.
- 2.14. A parere di Terna occorrerebbe, invece, assicurare ai portatori di interesse (consumatori, produttori, amministrazioni pubbliche) **che l'investimento sia realmente necessario individuando e applicando al contesto italiano le metodologie più avanzate**, peraltro riconosciute e definite a livello europeo, finalizzate a valutare ex ante i benefici apportati dalla nuova infrastruttura in relazione al costo e all'accettabilità sociale della stessa.
- 2.15. In quest'ottica, il gestore di rete di trasmissione elettrica **sta lavorando al perfezionamento e all'affinamento dell'analisi costi benefici** introdotta dal regolatore con la delibera 627/2016 e utilizzata per la redazione dei PdS 2017 e 2018 (ACB 2.0), **nonché all'evoluzione delle metodologie di definizione degli scenari energetici alla base di tali analisi**, il tutto con un processo – accompagnato dall'Autorità – atto a garantire la **massima trasparenza** verso gli stakeholder.
- 2.16. Riteniamo dunque che, piuttosto che introdurre un report di verifica di consuntivo, influenzato da situazioni, contingenze e informazioni non stimabili ex ante e quindi di dubbia finalità e utilizzo (sia con riferimento ai costi che ai benefici previsti), **sia più utile e profittevole concentrarsi sull'affinamento di quanto già in essere**, in modo da migliorare il processo e la metodologia di stima delle variabili che possono influenzare la decisione stessa di investimento.

### 3. DURATA DEL PERIODO DI REGOLAZIONE

Spunti per la consultazione

S2. Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione

- 3.1. Non si hanno particolari osservazioni sulla durata del periodo di regolazione proposta dall'Autorità, che peraltro appare conseguente al rispetto di quanto disposto in materia dal codice TAR. **In linea generale, Terna vede con favore un allineamento del periodo regolatorio del trasporto gas al secondo semi-periodo dei servizi di trasmissione e di distribuzione elettrica (NPR2: 2020-23)** qualora fosse finalizzato a garantire una maggiore uniformità dei framework regolatori relativi ai diversi servizi.
- 3.2. Come riportato in premessa, si ritiene infatti che **allineare i periodi regolatori costituisca un valore sia per il regolatore sia per i soggetti regolati**, facilitando omogeneità di trattamento e adozione di misure regolatorie coerenti ed uniformi nei diversi ambiti oggetto di regolazione.
- 3.3. Tale tema assume particolare importanza per Terna, considerato che – da un punto di vista formale – **dettagli rispetto al framework regolatorio da adottare nel semi-periodo 2020-23 non sono ancora del tutto definiti**. Al riguardo, si ritiene ormai inevitabile che – date le tempistiche ipotizzate nel DCO 683/2017<sup>2</sup> – si identifichi una regolazione transitoria che preveda il riconoscimento delle spese operative in continuità metodologica con la regolazione oggi vigente<sup>3</sup>.
- 3.4. Si potrebbe inoltre valutare l'opportunità di estendere il vigente NPR1, in continuità di regole, al biennio 2020-21, prevedendo un allineamento del NPR1 con il TIWACC. In ogni caso, riteniamo utile una **maggiore chiarezza rispetto alle tempistiche di una eventuale adozione di un nuovo approccio Totex** nel settore elettrico e in quello del gas, anche al fine di rendere più solido e certo il quadro regolatorio dei prossimi anni.

<sup>2</sup> Nel DCO 683/2017 l'Autorità ipotizzava l'avvio del nuovo approccio decorsi 30 mesi dall'approvazione del piano Totex

<sup>3</sup> Il TIT disciplina il riconoscimento dei costi operativi nel corso del NPR1 fino al 31 dicembre 2019 e non negli anni successivi

## 4. DETERMINAZIONE DEL CAPITALE INVESTITO NETTO RICONOSCIUTO

Spunti per la consultazione

S5. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione del capitale investito riconosciuto

S7. Osservazioni in merito alla determinazione della quota di ammortamento

### Costo storico rivalutato e deflatore investimenti fissi lordi

- 4.1. Rispetto ai criteri generali di determinazione del capitale investito, l'Autorità prospetta una **sostanziale conferma delle modalità di valutazione oggi previste per il servizio di trasporto gas**, che prevede applicazione del metodo del costo storico rivalutato attraverso l'utilizzo del deflatore degli investimenti fissi lordi pubblicato dall'Istat (di seguito: deflatore IFL).
- 4.2. **Rispetto alla conferma del metodo del costo storico rivalutato non si vedono particolari criticità**, anche considerato che si tratta di una metodologia consolidata e adottata per la regolazione tariffaria dei diversi servizi infrastrutturali regolati sia nel settore gas che nel settore elettrico e che, peraltro, disciplinerà il riconoscimento degli investimenti pregressi anche in caso di passaggio a logiche di riconoscimento dei nuovi investimenti basati sulla spesa totale.
- 4.3. Rispetto all'ipotesi di confermare l'utilizzo del deflatore IFL per effettuare la rivalutazione di asset valorizzati al costo storico, **a parere di Terna si potrebbe iniziare a valutare l'opportunità di adottare un riferimento differente**, che si dimostri più rappresentativo rispetto alla base costi a cui viene applicato. Analogo ragionamento può essere fatto per l'utilizzo dell' "indice FOI netto tabacchi", preso a riferimento nell'aggiornamento annuale del costo operativo riconosciuto dei servizi regolati.
- 4.4. L'utilizzo di un deflatore implicito per la rivalutazione dei cespiti, specie negli ultimi anni caratterizzati da deflazione generale, **non si è infatti rivelato del tutto rappresentativo delle variazioni degli input produttivi** (lavoro e capitale) utilizzati da Terna; inoltre, proprio perché implicito e non derivato da rilevazioni puntuali di prezzi di panieri di beni e servizi, risente di variazioni successive (anche significative) derivanti da meccanismi di conguaglio delle diverse componenti del PIL.
- 4.5. Qualora le fonti statistiche oggi disponibili non forniscano un indice sufficientemente rappresentativo, **si ritiene possa essere anche valutata**

**l'adozione di un indice ad hoc** (come fatto ad esempio in UK per determinare il *Real Price Effect*), costruito attraverso opportuna ponderazione della variazione dei prezzi dei principali beni e servizi che costituiscono il paniere, appositamente individuato ex ante, giudicato rappresentativo degli input mediamente impiegati per la realizzazione degli asset in questione.

## Riconoscimento delle immobilizzazioni in corso

- 4.6. Con riferimento al riconoscimento delle immobilizzazioni in corso (LIC), l'Autorità propone uno schema regolatorio **tale da riconoscere alle imprese di trasporto gas l'immediata remunerazione tariffaria, ad un tasso inferiore al WACC**, determinato – in particolare – con ipotesi di rapporto tra capitale di debito e capitale proprio pari a 4 (cioè in modo da riflettere l'ipotesi che i nuovi investimenti siano finanziati principalmente mediante ricorso a capitale di debito).
- 4.7. Principale motivazione a supporto di tale misura è quella di garantire al gestore della rete un **recupero pieno degli oneri finanziari sostenuti** per la realizzazione di investimenti che, data la loro complessità, richiedono tempi di completamento lunghi, **mantenendo al contempo un incentivo ad accelerare** il più possibile l'entrata in esercizio degli stessi.
- 4.8. Come già richiamato in premessa, **la regolazione oggi prevista per il settore della trasmissione elettrica è più penalizzante** con riguardo alle modalità di remunerazione dei LIC, la cui regola generale implica – per quanto indicato dall'Autorità in occasione dell'ultima review regolatoria per il settore elettrico (Delibera 654/2015) – un riconoscimento tariffario non solo inferiore ma anche differito nel tempo, che determina una perdita di redditività – considerato il tasso effettivo medio di capitalizzazione e la durata degli investimenti – dell'ordine di 30-40 punti base.
- 4.9. Solo di recente, con la delibera 129/2018<sup>4</sup>, **si è giunti ad una parziale mitigazione del suddetto effetto** attraverso il riconoscimento ai LIC di un WACC ridotto, **ma solo per specifici progetti** e condizionatamente alla presentazione di apposite istanze da parte del gestore di rete, peraltro oggetto di consultazione. Al riguardo è opportuno sottolineare che il piano investimenti della Società, sia per le attività di sviluppo poste in essere negli anni passati, sia per quelle attualmente in corso, è da anni caratterizzato da una pipeline di progetti complessi che, per le loro specificità tecniche, richiedono anni per la realizzazione e presentano

---

<sup>4</sup> Delibera 129/2018/R/eel, ad oggetto "Disposizioni urgenti in ordine a meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione. Adeguamento delle disposizioni in materia di riconoscimento di incentivi a progetti con rischi elevati".

difficoltà nell'accettazione da parte dei territori interessati, con conseguenti ritardi per le opposizioni presentate dagli enti o dalle comunità locali.

4.10. Tali differenze non sono, a parere di Terna, giustificate e non possono essere motivate dall'incremento delle immobilizzazioni in corso registratosi negli anni passati per il settore della trasmissione, poiché **tale aumento è stato la conseguenza del forte incremento degli investimenti dovuto al deficit infrastrutturale della trasmissione elettrica** e non di ritardi nell'entrata in esercizio delle opere riconducibili a inefficienze gestionali o di programmazione degli investimenti.

4.11. Peraltro, anche nell'ipotesi in cui si estendesse alla trasmissione elettrica la logica di riconoscimento delle immobilizzazioni in corso prospettata per il trasporto gas, **permarrebbe una differenza sostanziale – nell'ambito del settore elettrico – con i criteri di remunerazione adottati per il servizio di distribuzione**, in cui è prevista l'applicazione del WACC base riconosciuto (e non di un WACC ridotto), come per le altre immobilizzazioni entrate in esercizio.

#### **Determinazione della quota di ammortamento**

4.12. L'Autorità propone di confermare i criteri generali di definizione della quota di ricavo a copertura dell'ammortamento valutando tuttavia la possibilità di rivedere le vite utili di alcuni cespiti dopo un'analisi volta a verificare la coerenza tra la vetustà di tali cespiti, ancora in esercizio, e la vita utile regolatoria degli stessi.

4.13. Non si hanno particolari osservazioni al riguardo, non conoscendo in dettaglio la realtà degli asset relativi al trasporto gas. In linea generale, tuttavia, **Terna esprime forti perplessità in merito a manovre di allungamento delle vite utili** poiché esse hanno un impatto – potenzialmente rilevante – sulla quota di ricavo riconosciuto alle imprese.

4.14. Simili manovre dovrebbero, a nostro parere, essere valutate con attenzione e, nel caso specifico degli asset di rete, **dovrebbero trovare applicazione limitatamente a quei casi in cui si sia verificato un salto tecnologico** tale da comportare un aumento effettivo della vita utile attesa per gli stessi<sup>5</sup>, considerando al tempo stesso la possibilità che – in parallelo – vi possano essere nuove categorie di asset precedentemente non censite dalla regolazione o cespiti per i quali, al contrario, la vita utile tecnica si sia dimostrata inferiore a quella regolatoria.

---

<sup>5</sup> Simili osservazioni sono state già presentate in passato da Terna, ad esempio in occasione dell'ultima review regolatoria relativa ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

- 4.15. Inoltre è opportuno sottolineare che la proposta di allungamento delle vite utili regolatorie nonché, più in generale, differenze rispetto alle vite utili economico-tecniche impiegate ai fini della relazione del bilancio (i.e. automezzi, software, apparati) generano, nel caso di dismissione dei cespiti a fine vita utile economico-tecnica (ovvero in anticipo alla fine della vita utile regolatoria), una impropria decurtazione della RAB e degli ammortamenti riconosciuti. Occorre dunque individuare una modalità di riconoscimento dei cespiti nei casi in cui si verifichino dismissioni anticipate.
- 4.16. Oltre agli aspetti più strettamente connessi agli impatti tariffari di eventuali incrementi delle vite utili regolatorie, andrebbe poi effettuata un'analisi critica dei casi in cui un cespite presenti effettivamente una durata tecnica effettivamente superiore, per valutare – in primis – quanto ciò sia **dovuto a interventi di manutenzione**, magari effettuati nel corso degli anni sulle componenti soggette a maggior usura e, non meno rilevante, per tener conto degli effetti che l'eventuale allungamento della vita utile regolatoria potrebbe avere sui **livelli di qualità attesa del servizio**, dal momento che un elemento di rete con maggiore vetustà, nonostante i numerosi interventi di manutenzione a cui sarebbe soggetto, non sarebbe in grado di garantire identiche prestazioni rispetto ad uno stesso elemento più "nuovo".
- 4.17. Secondo il principio di stabilità e prevedibilità della regolazione, **ogni eventuale modifica dovrebbe in ogni caso riguardare solo i nuovi investimenti**, salvaguardando i profili di ricavo degli investimenti pregressi.



## 5. RISCHIO SISTEMATICO (BETA)

- 5.1. Nel DCO l'Autorità prospetta la **conferma dei criteri e delle modalità di identificazione del parametro " $\beta_{\text{asset}}$ "** da considerare ai fini della determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito netto riconosciuto.
- 5.2. Come riportato in premessa, anche se la regolazione prevede l'aggiornamento del Beta relativo alla trasmissione elettrica in occasione del prossimo periodo tariffario con inizio nel 2024, **Terna intende esprimere alcune considerazioni di dettaglio riguardo i criteri e le modalità utilizzate per l'individuazione del parametro.**

### Spunti per la consultazione

S6. Osservazioni in merito al tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto, e in particolare in merito ai criteri per l'individuazione di un range ragionevole, anche sotto il profilo della significatività del campione statistico, di valori del  $\beta_{\text{asset}}$  che tenga conto, da un lato, dei valori riscontrati con riferimento a società europee che svolgono l'attività di trasporto gas operanti in Paesi dell'area euro con rating elevato e, dall'altro, delle evidenze derivanti dai valori relativi a imprese che pur non svolgendo in modo esclusivo l'attività di trasporto operano in Paesi con rating elevato, tenendo conto degli effetti dello svolgimento di attività a più elevato rischio.

- 5.3. Entrando nel dettaglio del calcolo del parametro, **nel DCO viene presentata un'analisi in tre step successivi**, caratterizzati dal diverso paniere di società prese a riferimento, in sintesi:
- a. società europee che svolgono **solamente l'attività di trasporto gas** in Paesi dell'area euro con rating elevato;
  - b. società europee che, pur operanti nell'area euro ed in Paesi con rating elevato, **non svolgono esclusivamente l'attività di trasporto gas**;
  - c. società che operano nel settore del trasporto gas e nel settore della trasmissione di energia elettrica, **anche al di fuori di paesi con rating elevato o di paesi dell'area euro.**

Il perimetro delle società prese a riferimento al precedente punto c. è l'unico a non essere pienamente coerente con le disposizioni oggi previste dalla regolazione ai fini dell'identificazione del Beta<sup>6</sup>; tuttavia **Terna condivide che**

<sup>6</sup> L'art. 7 dell'Allegato A alla delibera 583/15 (TIWACC) indica infatti che "La stima del coefficiente  $\beta$  in occasione della revisione della regolazione tariffaria relativa ai singoli servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas viene effettuata sulla base di analisi dei dati relativi a imprese dell'area euro operanti in Paesi con rating elevato, eventualmente considerando, al fine di disporre di un numero di osservazioni statisticamente



**le analisi effettuate sul *panel* delle imprese di cui ai punti a. e b. non possono considerarsi sufficientemente robuste**, poiché nel primo caso il paniere risulta costituito da una sola società (peraltro caratterizzata da un flottante azionario scambiato sul mercato piuttosto limitato e dunque il valore del Beta non può considerarsi statisticamente rappresentativo), nel secondo caso il range di valori identificabili per il Beta risulta eccessivamente ampio e presentava una distribuzione troppo irregolare, dunque non può considerarsi valido come intervallo di valori plausibile da prendere a riferimento ai fini dell'analisi (peraltro, anche in questo secondo caso la numerosità delle società del perimetro si dimostra eccessivamente contenuta).

- 5.4. Rispetto al perimetro delle società da prendere a riferimento ai fini della stima del parametro, **si condivide quindi l'orientamento** di considerare anche i valori relativi ad imprese che, pur non svolgendo in modo esclusivo l'attività di trasporto e non operando in Paesi con alto rating, possano essere rappresentative, **in quanto operanti in settori caratterizzati da un profilo di rischio comparabile**.
- 5.5. Tutto ciò premesso, **Terna ha provato a replicare le analisi svolte dall'Autorità, giungendo tuttavia a risultati diversi**, non solo per il titolo Terna (il cui livello di rischiosità viene costantemente monitorato dall'azienda) ma anche per le altre società oggetto dell'analisi.
- 5.6. Facendo riferimento ai dati disponibili sulla piattaforma Bloomberg, è possibile derivare i seguenti **valori di Beta Levered** calcolati in riferimento all'indice azionario nazionale (Raw e Adjusted):

---

significativo, anche imprese che non svolgano in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi, su un periodo di riferimento almeno biennale.”

	$\beta_{\text{levered raw}}$		$\beta_{\text{levered adjusted}}$	
	2014-17	2016-17	2014-17	2016-17
Snam	0,62	0,55	0,75	0,70
Terna	0,60	0,55	0,73	0,70
National Grid	0,62	0,54	0,75	0,69
REN	0,55	0,64	0,70	0,76
Enagas	0,54	0,45	0,70	0,63
Elia	0,43	0,33	0,62	0,56
Media	0,56	0,51	0,71	0,67
Mediana	0,57	0,54	0,72	0,70

5.7. Per calcolare il Beta Unlevered **abbiamo utilizzato la formula standard di deleveraging (Modigliani-Miller)**, ottenendo i risultati riportati nella successiva tabella:

	$\beta_{\text{unlevered raw}}$		$\beta_{\text{unlevered adjusted}}$	
	2014-17	2016-17	2014-17	2016-17
Snam	0,38	0,34	0,46	0,43
Terna	<b>0,35</b>	<b>0,33</b>	<b>0,43</b>	<b>0,42</b>
National Grid	0,41	0,36	0,49	0,46
REN	0,23	0,27	0,29	0,32
Enagas	0,35	0,28	0,45	0,39
Elia	0,26	0,21	0,37	0,35
Media	<b>0,33</b>	<b>0,30</b>	<b>0,42</b>	<b>0,40</b>
Mediana	0,35	0,30	0,44	0,40

5.8. Al fine del calcolo, la leva finanziaria (rapporto D/E) utilizzata è stata determinata per ogni anno oggetto di analisi facendo riferimento **per la variabile di debito (D) al Debito Netto medio di mercato, mentre per la stima dell'equity (E) alla capitalizzazione media di mercato dell'anno (rilevazioni Bloomberg)**.

5.9. Utilizzando i suddetti riferimenti si giunge ad una stima del Beta unlevered per tutte le società incluse nel panel abbastanza uniforme e compresa, sull'orizzonte quadriennale, fra 0,33 e 0,42. Tale stima, tuttavia, è piuttosto distante dal calcolo effettuato dall'Autorità, che prevede, peraltro, una stima del Beta particolarmente bassa per alcune società. Visto che le rilevazioni del Beta levered sono basate sui

medesimi dati di mercato utilizzati dall'Autorità (Bloomberg), l'unica possibile spiegazione per le differenze nella stima del Beta unlevered risiede in una differente leva finanziaria utilizzata ai fini del deleveraging (possiamo ritenere assolutamente marginali eventuali scostamenti sul tax shield considerato nell'analisi).

- 5.10. Se prendiamo, ad esempio, il caso di Terna, **dove il Beta unlevered stimato dall'Autorità è molto più basso di quello calcolato da Terna** (nonché da quello utilizzato dall'Autorità per il settore della trasmissione), appare evidente come la leva finanziaria utilizzata dall'Autorità per il deleveraging sia molto più elevata. Spiegazione di tale differenza potrebbe risiedere nell'utilizzo di riferimenti non di mercato. **Qualora, ad esempio, si utilizzassero riferimenti di bilancio**, i valori da noi stimati sarebbero molto più vicini a quelli stimati dall'Autorità (di seguito le risultanze della nostra analisi):

	$\beta_{\text{unlevered raw}}$ (Bilancio)		$\beta_{\text{unlevered adjusted}}$ (Bilancio)	
	2014-17	2016-17	2014-17	2016-17
Snam	0,29	0,26	0,35	0,34
Terna	0,21	0,20	0,26	0,25
National Grid	0,25	0,23	0,31	0,30
REN	0,22	0,27	0,29	0,32
Enagas	0,23	0,18	0,30	0,26
Elia	0,25	0,20	0,36	0,33
Media	0,24	0,22	0,31	0,30
Mediana	0,24	0,22	0,30	0,31

- 5.11. Tale approccio, tuttavia, **non sembra metodologicamente corretto**. Infatti, il Beta levered viene calcolato sulla base del corso azionario delle imprese sul mercato ed è quindi influenzato dalla struttura finanziaria valutata dagli investitori, che non coincide quasi mai con i valori di bilancio, **specie in presenza di operatori di rete regolati e remunerati in base al capitale investito regolatorio riconosciuto (RAB)**. In altri termini, se l'investitore valutasse l'impresa sulla base dei valori di bilancio e non sulla base del capitale riconosciuto, il rischio in termini di Beta levered sarebbe molto più elevato essendo la leva finanziaria di bilancio difficilmente sostenibile nel medio lungo periodo.
- 5.12. Pertanto, la leva finanziaria utilizzata per il calcolo del Beta unlevered dovrebbe considerare il debito netto in rapporto **alla capitalizzazione di mercato**, che rappresenta il valore che il mercato dà alla società, ovvero al capitale investito dalla stessa al netto dell'indebitamento finanziario.

- 5.13. L'evidenza della validità di tale approccio risiede anche **nella robustezza del Beta** (nel senso di vicinanza di valori) con riferimento a società che sono oggetto di framework regolatori analoghi, mentre l'utilizzo della leva finanziaria stimata su parametri di bilancio **crea delle differenze che sarebbero poco giustificabili**; ne è un esempio la differenza fra il Beta unlevered di Snam (0,26/0,29) e Terna (0,20/0,21), che, come noto, **sono società che operano all'interno di un framework regolatorio simile e hanno una struttura finanziaria** (di mercato), nonché un rating, comparabile.
- 5.14. Preme evidenziare come l'approccio di calcolo del Beta asset tramite il deleveraging basato sulla struttura finanziaria **a valori di mercato non sia in contrasto con l'approccio utilizzato dalla stessa Autorità** per il calcolo della leva (gearing) da utilizzare nella formula del WACC. In occasione della definizione del gearing dell'attuale e dei precedenti periodi tariffari (Relazione AIR 348/2007 e 199/2011 e 654/2015) **l'Autorità ha infatti indicato che per la stima del valore ha utilizzato valori sia di bilancio sia di Equity RAB.**
- 5.15. Considerato quindi che il Beta levered osservato dal valore delle azioni è influenzato dai valori di mercato della struttura finanziaria, **occorre calcolare il Beta asset depurandolo da tali effetti.** Successivamente, in continuità con l'approccio dell'Autorità, si dovrebbe applicare al Beta asset, ai fini della stima del Beta levered riconosciuto in tariffa, la struttura finanziaria target ritenuta efficiente (approccio peraltro sempre seguito da ARERA per la stima del WACC regolatorio).
- 5.16. Riguardo poi al **periodo di osservazione considerato per il calcolo del Beta**, nel DCO vengono presi in esame due distinti riferimenti: il periodo 2014-17 e il periodo 2016-17, coerentemente con le disposizioni del TIWACC, secondo cui occorre considerare *“un periodo di riferimento almeno biennale”*<sup>7</sup> ma differendo rispetto a quanto considerato per la revisione del Beta della trasmissione elettrica (dove è stato considerato anche un periodo di cinque anni).
- 5.17. In linea generale, **l'approccio di utilizzare analisi storiche con profondità di 4/5 anni sembra più corretto** per verificare la robustezza dei risultati e depurare i calcoli da situazioni transitorie e contingenti. Si potrebbe anche valutare l'opportunità di prevedere una completa sterilizzazione di effetti di breve periodo attraverso lo **scomputo di periodi caratterizzati da eccessiva volatilità dei mercati** (individuati ad esempio attraverso soglie dell'indice della volatilità implicita quotata sul mercato). Si evidenzia infatti che, in considerazione del peso rilevante dei titoli finanziari sull'indice azionario italiano di riferimento, periodi di elevata volatilità (si pensi ad esempio al recente periodo di elevata volatilità sul mercato

<sup>7</sup> Rif. art. 7 dell'Allegato A alla delibera 583/15 (TIWACC).

azionario italiano derivante dall'aumento dello spread tra Btp e Bund) **tendono a comprimere il Beta levered di Terna e Snam calcolato in riferimento all'indice nazionale.**

- 5.18. In quest'ottica riteniamo corretto utilizzare come parametro di riferimento non solo l'indice nazionale ma anche indici azionari europei come l'Eurostoxx 600. Peraltro, così facendo non si rischierebbe di introdurre nella stima del Beta unlevered **distorsioni tipiche del mercato nazionale**, reintroducendo quindi nel Beta il concetto di Country Risk che l'Autorità ha scelto di esplicitare e concentrare nell'apposito parametro della formula del WACC.

## 6. COSTI OPERATIVI RICONOSCIUTI

Spunti per la consultazione

S8. Osservazioni in merito alla determinazione e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti.

S9. Osservazioni in merito all'opportunità di considerare il 2017 come anno di riferimento per la determinazione del costo operativo riconosciuto

- 6.1. Per determinare i costi operativi riconosciuti per il primo anno del periodo regolatorio (2020), l'Autorità intende prendere a riferimento i costi operativi effettivi del 2018 ed **accetta la possibilità che tali costi siano costituiti da valori di preconsuntivo**, gestendo successivamente – attraverso meccanismi di conguaglio da definire – eventuali differenze con i valori degli stessi costi a consuntivo.
- 6.2. A parere di Terna, piuttosto che introdurre evidenti complicazioni gestionali, è **preferibile non discostarsi dalle prassi attuali e utilizzare l'ultimo anno consuntivo, ovvero, per il trasporto gas, il 2017**. Peraltro, non si intravede un beneficio marginale così significativo del considerare come anno di riferimento il 2018 rispetto al 2017, anche considerando che la base costi di riferimento per il settore del trasporto gas è ferma al 2012.
- 6.3. L'Autorità intende confermare il meccanismo di *profit sharing* con il riassorbimento in 4 anni delle maggiori efficienze realizzate. **Non si hanno particolari osservazioni rispetto all'applicazione di una restituzione accelerata** delle quote delle maggiori efficienze conseguite nel precedente periodo tariffario, misura peraltro già adottata nel settore elettrico.
- 6.4. Al contrario, **non si condivide la soluzione prospettata nell'ipotesi simmetrica** ovvero qualora il costo operativo riconosciuto dell'anno di riferimento si dimostrasse inferiore al costo operativo effettivo; in tal caso, infatti, l'Autorità non prospetta – come sarebbe più ragionevole attendersi – **un pieno riconoscimento del costo effettivo bensì un meccanismo di *loss sharing*** dei maggiori costi sostenuti e un riconoscimento progressivamente decrescente fino a giungere ad un costo riconosciuto dell'ultimo anno pari al costo riconosciuto inizialmente previsto per il primo anno (assorbimento graduale della quota di *loss sharing*).
- 6.5. Si ritiene che nell'ipotesi in cui si riscontrassero, in un certo anno, costi effettivi superiori a quelli riconosciuti, **tale circostanza dovrebbe portare a riflettere**

sulle attuali modalità di determinazione dell'ammontare di costo operativo riconosciuto negli anni futuri.

- 6.6. In effetti, i meccanismi di riconoscimento dei costi operativi sono in vigore, almeno per il settore elettrico, da tre periodi tariffari e hanno portato ad un efficientamento delle imprese regolate molto rilevante; prima di procedere ad una loro applicazione anche nel prossimo semiperiodo elettrico NPR2 **andrebbe quindi valutata la “forza residua” dell’incentivo, specie in condizioni di costo effettivo che appare sempre più difficilmente comprimibile.**
- 6.7. Peraltro, considerato che l’incentivo al contenimento dei costi operativi derivante dai meccanismi attualmente vigenti è molto forte, una situazione di costo effettivo superiore al costo riconosciuto **è il sintomo di effettiva necessità strutturale e non di inefficienza nello svolgimento del servizio.**
- 6.8. Con il raggiungimento di livelli di costo effettivo non più decrescenti, dovrebbero essere analizzate con attenzione le **esigenze di spesa dell’impresa regolata** sulla base delle previsioni future di attività e delle diverse partite di costo da riconoscere.
- 6.9. In quest’ottica riteniamo assolutamente condivisibile, in caso di costo effettivo superiore a quello riconosciuto, la conferma della **possibilità sia di attivare un parametro “Y”** che consenta il recupero di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e da mutamenti del quadro normativo, sia di richiedere un riconoscimento aggiuntivo per i maggiori costi dovuti a nuovi investimenti, pur in via eccezionale a fronte della realizzazione e messa in esercizio di nuovi asset.
- 6.10. In particolare, rispetto a tale seconda possibilità, **si condivide pienamente il principio** – richiamato nello stesso DCO – secondo cui occorre individuare misure per *“far fronte ai casi in cui le imprese realizzino significativi investimenti che comportano una consistente espansione della rete esercita rispetto all’anno base”*.
- 6.11. Terna desidera al riguardo rappresentare che **una simile possibilità dovrebbe essere estesa anche al servizio della trasmissione elettrica**, dove – anzi – appare ancor più necessaria, considerata l’espansione della RTN avvenuta negli ultimi anni<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> Si ricorda a tal proposito quanto già evidenziato da Terna in occasione di precedenti consultazioni circa la necessità di prevedere copertura dei costi sorgenti a seguito di variazioni delle consistenze degli asset gestiti a seguito di attività di sviluppo o acquisizione poste in essere dalla società.

## 7. CRITERI DI INCENTIVAZIONE

Spunti per la consultazione

S8. Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione.

- 7.1. In tema di incentivazione agli investimenti, L'Autorità spiega **di voler mantenere l'applicazione di incentivi di tipo *input-based*** basati sulla maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale fino al 2021 compreso. Con riferimento agli investimenti che entreranno in esercizio nel biennio 2022-23 **l'Autorità prospetta invece il passaggio a forme di remunerazione *output based***, ma non vengono nel DCO forniti particolari dettagli rispetto alla strutturazione ed alla quantificazione degli incentivi che saranno applicati, rimandando a successive consultazioni specifiche.
- 7.2. Pur condividendo, nel principio, l'intenzione dell'Autorità di adottare gradualità nell'adozione di misure che modifichino il framework regolatorio afferente all'incentivazione degli investimenti di sviluppo, **Terna desidera rappresentare che una simile gradualità non sia stata parimenti adottata in sede di revisione della regolazione per il servizio di trasmissione elettrica per il 5° periodo di regolazione**, che ha portato ad una totale assenza di forme di incentivazione *input-based* sui nuovi investimenti in trasmissione fin dal 2016 (primo anno del periodo) se non per un insieme di opere di sviluppo, **incluse nei panieri I-NPR1 e O-NPR1, con un impatto tuttavia limitato sia nell'ammontare sia nella durata<sup>9</sup>**.
- 7.3. Le considerazioni sopra espresse non intendono essere una proposta di reintroduzione di forme di incentivazione *input-based* al settore della trasmissione, considerato che – come già sopra rappresentato – Terna ha compiuto negli ultimi anni, importanti sforzi per favorire lo sviluppo di una regolazione innovativa e orientata agli output, ma anzi si propongono di sottolineare **l'urgenza di completare il quadro dei meccanismi di incentivazione *output based* per gli investimenti di sviluppo in trasmissione**, in modo da sostituire nel tempo il mancato apporto, progressivamente crescente per via del processo di obsolescenza e del termine del periodo di incentivazione, delle forme incentivanti *input based*.

<sup>9</sup> Rif. art. 20.6 del TIT (Testo Integrato dell'Allegato A alla delibera 654/2015).