

## **Osservazioni Terna al documento di consultazione 544/2015/R/eel**

### **“Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo regolatorio”**

#### **Orientamenti finali**

## Premessa

Terna prende atto del fatto che gli orientamenti finali dell'Autorità non si discostano in maniera sostanziale dagli orientamenti iniziali espressi nel DCO 335/2015 e dalle ulteriori proposte presentate nei molteplici documenti di consultazione pubblicati nel corso della corrente revisione della regolazione del servizio di trasmissione, nonostante le evidenze presentate da Terna circa la poca robustezza concettuale di alcuni orientamenti, specialmente in materia di remunerazione delle immobilizzazioni in corso, effetto volume, vite utili regolatorie, meccanismo di compensazione del time lag.

Al riguardo si richiamano le osservazioni presentate da Terna nelle precedenti occasioni di confronto come integrate nel seguito del presente documento.

In generale, si ritiene che il quadro regolatorio che l'Autorità sta delineando non soddisfi a pieno gli obiettivi esplicitati dall'Autorità stessa, specialmente in termini di promozione dell'adeguatezza e sicurezza delle infrastrutture di trasmissione e in termini di promozione della stabilità regolatoria, di miglioramento della prevedibilità della regolazione e di semplificazione dei meccanismi di riconoscimento dei costi.

Con riferimento **all'obiettivo dell'adeguatezza**, si evidenzia come il complesso delle misure proposte dall'Autorità (e.g. mancata remunerazione dei LIC, allungamento vita utile dei cespiti, riduzione sostanziale delle forme di incentivazione), riducendo in modo rilevante i flussi di cassa di Terna, determinerebbe l'effetto distorsivo di spostare le risorse economiche dagli investimenti più complessi dal punto di vista tecnico e autorizzativo agli investimenti più semplici, quali i rinnovi, mettendo a rischio la realizzazione degli investimenti più utili per il Paese. In tal modo, si andrebbe a delineare una regolazione in netto contrasto con l'orientamento che si sta definendo in ambito europeo circa la necessità di garantire lo sviluppo delle reti, principalmente al fine di favorire la creazione del mercato elettrico europeo e l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili.

Con riferimento **all'obiettivo della stabilità e della prevedibilità della regolazione**, si segnala come il perseguimento di tale obiettivo sia essenziale nella definizione della regolazione dei servizi infrastrutturali caratterizzati, come noto, da orizzonti temporali pluriennali di pianificazione e realizzazione degli investimenti e, nel caso del servizio di trasmissione, assume ancora più rilievo per via dell'attuale momento storico. Allo stato, infatti, una percentuale consistente delle immobilizzazioni in corso di Terna afferiscono alle c.d. opere "speciali", vale a dire opere che la stessa Autorità ha definito quali strategiche in ragione della particolare rilevanza ai fini della sicurezza e della gestione efficiente del sistema elettrico italiano. Tali opere richiedono l'impiego di ingenti capitali per un periodo protratto di tempo e, pertanto, la loro realizzazione, in assenza di un adeguato e stabile schema regolatorio, esporrebbe il soggetto regolato a rischi particolarmente

rilevanti perché legati a variabili al di fuori del proprio controllo. Va rilevato anche che proprio tali opere, per la complessità tecnica e la rilevanza dell'investimento, ormai avviato, sono quelle sulle quali Terna ha minori leve per minimizzare l'impatto di un eventuale cambio della regolazione. Pertanto, una modifica "in corsa" della regolazione senza adeguati meccanismi di gradualità e salvaguardia degli investimenti già avviati rischia di compromettere le opere speciali in corso di realizzazione e, quindi, la realizzazione stessa del Piano di Sviluppo che, come noto, è approvato dal Ministero dello sviluppo economico anche a valle di un processo di consultazione/coinvolgimento di tutti gli *stakeholders*, ivi inclusa l'Autorità che rende sul Piano il proprio parere. Inoltre tale modifica potrebbe generare l'effetto distorsivo di disincentivare il soggetto regolato alla realizzazione in futuro di nuove opere speciali.

In sintesi, le proposte fin qui delineate dall'Autorità sembrano avere l'obiettivo di modificare *ex post* la regolazione al fine di correggerne i presunti effetti distorsivi, con la conseguenza di penalizzare a posteriori il soggetto regolato, che ha correttamente adeguato il proprio comportamento al perseguimento degli interessi pubblici connaturati alla concessione anche in funzione del framework regolatorio vigente.

Fermo restando quanto esplicitato in risposta al DCO 335/2015 in merito all'analisi degli effetti della regolazione fin qui definita dall'Autorità e quanto più dettagliatamente indicato nel seguito del presente documento, si rappresenta come tale modifica *ex post* delle regole non sia accettabile né dal punto di vista teorico né dal punto di vista normativo/regolatorio. Basti pensare all'ipotesi di non includere le immobilizzazioni in corso nel capitale investito riconosciuto; tale proposta, presentata solo per il servizio di trasmissione e non per il servizio di distribuzione, sembra avere l'obiettivo di penalizzare Terna, nelle more dell'introduzione dei Totex, a causa di una crescita dei LIC, rispetto agli asset entrati in esercizio, ritenuta anomala dal Regolatore, pur essendo – come precedentemente dimostrato – diretta conseguenza della tipologia e delle dimensioni relative delle opere in realizzazione (le c.d. opere "speciali"). Tale proposta appare vieppiù penalizzante se si considera che molte delle opere speciali approvate con deliberazione 40/13 si trovano ancora in fase di realizzazione. Né sembra avere un effettivo valore di salvaguardia la misura proposta relativa alla remunerazione dello stock LIC 2015, come meglio si dirà nel seguito.

Ad avviso di Terna, invece, la regolazione non dovrebbe avere effetti retroattivi: il Regolatore dovrebbe limitarsi a modificare la regolazione dei futuri progetti di investimento, alla luce dei risultati ottenuti dalla regolazione precedentemente emanata, salvaguardando la stabilità della regolazione per gli investimenti che sono stati avviati sulla base di un diverso framework regolatorio. Da un punto di vista più generale, il soggetto regolato deve poter effettuare le proprie scelte in modo consapevole, nel rispetto di un chiaro quadro regolatorio definito ex-ante. Tale

affermazione, tra l'altro, assume ancora maggior rilievo nella prospettiva di introduzione della metodologia Totex, che si fonda, appunto, su un patto regolatorio chiaro e stabile nel tempo. La stabilità e prevedibilità della regolazione sono valori essenziali per i mercati finanziari, in cui Terna opera in qualità di società quotata e, conseguentemente, anche per gli utenti finali. Infatti, una valutazione chiara delle prospettive di rendimento di Terna da parte del mercato finanziario rappresenta uno strumento essenziale per consentire e facilitare il reperimento delle risorse finanziarie necessarie a Terna, non tanto in qualità di società quotata, quanto nel suo ruolo pubblico di gestore della rete di trasmissione e, quindi, di soggetto istituzionalmente deputato alla realizzazione di opere necessarie per il Paese. In aggiunta, qualsiasi cambiamento rilevante della regolazione deve essere effettuato garantendo adeguati meccanismi di raccordo e riconciliazione tra i vari modelli regolatori, che consentano non solo la gradualità delle modifiche regolatorie, ma anche il riconoscimento delle remunerazioni per le quali si è già maturato il diritto. Si fa particolare riferimento sia alla remunerazione dei lavori in corso, specie per le opere già avviate, sia alle proposte in materia di riduzione del time lag regolatorio, che presentano ancora delle criticità, come meglio si rappresenterà nel seguito del documento, per il mancato riconoscimento della quota di ammortamento relativa all'anno t-1 (considerato che si prevede solo il riconoscimento della remunerazione del capitale investito) e della remunerazione dello stock LIC al 31/12/2014.

Si riportano nel seguito le osservazioni puntuali ai singoli spunti di consultazione.

## **Durata del periodo regolatorio e perimetro attività**

- S1. Osservazioni in merito alla durata del periodo regolatorio.
- S2. Osservazioni in merito alle implicazioni del passaggio a un periodo di otto anni con riferimento alla regolazione della qualità

Si accoglie con favore la proposta di definizione di un periodo regolatorio di otto anni suddiviso in due sottoperiodi di quattro anni ciascuno, a condizione che il primo periodo (NPR1) si configuri realmente come un periodo di transizione graduale verso la metodologia Totex. A tal fine, si ritiene essenziale l'adozione, per il NPR1, di criteri di determinazione dei costi riconosciuti analoghi a quelli del IV periodo regolatorio, in modo da consentire anche in parallelo l'avvio delle prime forme di sperimentazione della nuova metodologia Totex. Inoltre, al fine di implementare correttamente la metodologia Totex al contesto italiano, Terna si rende disponibile ad avviare il prima possibile una fattiva e aperta collaborazione con l'Autorità. La metodologia Totex, infatti, come desumibile dall'esperienza inglese, si fonda necessariamente su una maggiore interazione tra Regolatore e soggetto regolato e, pertanto, richiederà un adeguamento non solo delle logiche di pianificazione e

gestione degli investimenti di Terna, ma anche delle modalità organizzative e relazionali del soggetto regolato e del Regolatore e delle tempistiche di definizione e approvazione del Piano di Sviluppo. Con riferimento a tali tempistiche, si rappresenta che ad oggi persistono, come noto, rilevanti criticità in merito ai tempi di approvazione del Piano di Sviluppo (l'ultimo Piano di Sviluppo approvato è quello relativo all'anno 2012), che assumono ancora maggior rilievo nell'ottica di implementazione del modello Totex, nel quale la condivisione degli investimenti da inserire nel budget riconosciuto dal Regolatore rappresenta l'elemento fondante del meccanismo stesso.

In aggiunta, sempre nell'ottica di garantire la necessaria gradualità e stabilità non solo della regolazione ma anche delle tariffe, si richiamano le esigenze illustrate nei successivi spunti specifici di consultazione.

Con riferimento alle implicazioni del prolungamento del periodo regolatorio a otto anni sulla regolazione della qualità del servizio di trasmissione, l'Autorità si limita ad affermare che i livelli obiettivo della ENSR per l'intera RTN possano essere determinati per l'intero periodo di regolazione. Nel DCO, tuttavia, non è fornita alcuna indicazione sul valore del livello obiettivo che si intenderebbe mantenere per tutto il *NPR*, né sono forniti riscontri sulle osservazioni presentate da Terna in risposta al DCO 415/15 in relazione anche agli altri elementi della regolazione della qualità del servizio di trasmissione (ad es. la regola di aggregazione delle disalimentazioni, la percentuale di miglioramento annuale del valore obiettivo, la regolazione dei clienti finali AT). Il valore del livello obiettivo della ENSR, infatti, è solo uno dei numerosi elementi che concorrono al quadro regolatorio della qualità del servizio di trasmissione, e non può essere valutato autonomamente. Tanto premesso, si rappresenta la necessità di calibrare i livelli obiettivo e, conseguentemente, la percentuale di riduzione degli stessi, in funzione della durata del periodo regolatorio e dei livelli di qualità già raggiunti (considerati i livelli di qualità già elevati, sarebbe impensabile applicare percentuali di riduzione dell'ordine del 3,5% proposta nel DCO 415 per un periodo regolatorio di 8 anni). In aggiunta, si evidenzia la necessità di rivedere, al termine del *NPR1*, le principali variabili legate alla qualità del servizio quali ad esempio il livello obiettivo dell'ENSR, i parametri unitari di incentivo/penalità e gli standard eventualmente fissati per la regolazione individuale degli utenti AT (target numero interruzioni).

Tale revisione infra-periodo consentirebbe, tra l'altro, di adeguare la regolazione della qualità del servizio di trasmissione in funzione non solo dei risultati ottenuti, ma anche delle modifiche in merito agli impianti di produzione e consumo e alle modalità di gestione degli stessi, che potrebbero ulteriormente modificarsi per via delle evoluzioni del settore (es. generazione distribuita e demand side management) nonché al fine di considerare eventuali evidenze emerse durante il *NPR1*.

**S3. Osservazioni in merito al perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione.**

Si accoglie con favore la proposta di non modificare l'attuale allocazione dei costi per il funzionamento di Terna relativi all'attività di dispacciamento. Con riferimento alla proposta di uniformare i relativi criteri di riconoscimento rispetto a quelli usati per i costi riconosciuti del servizio di trasmissione, come già rappresentato, si segnala che, in ogni caso, occorrerà tenere in debita considerazione le peculiarità dei costi afferenti ad alcune attività specifiche, che trovano ad oggi copertura attraverso il corrispettivo DIS, quali i costi relativi al sistema GAUDI', al monitoraggio TIMM, le fee verso le società JAO e Coreso e alla gestione dei meccanismi di allocazione della capacità tramite Market Coupling. Si segnala, inoltre, che alcuni dei costi riconosciuti tramite il corrispettivo DIS non possono essere assoggettati a meccanismi di riconoscimento di tipo price-cap (RPI-X) (come evidenziato anche in risposta allo spunto S5), a meno di considerare valori di X negativi o procedere ad applicare il meccanismo di aggiornamento per eventi eccezionali oppure per modifiche rilevanti dell'ambito di attività. A mero titolo di esempio, si segnalano i maggiori costi di gestione del dispacciamento che si dovranno sostenere per minimizzare l'impatto – in termini di quantità e, soprattutto, qualità, delle risorse da approvvigionare nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento – derivante dall'avvicinamento del Mercato Infragiornaliero al tempo reale.

Inoltre, si ribadisce l'importanza di confermare il meccanismo di mitigazione dei volumi attualmente previsto per il medesimo corrispettivo. In caso contrario, infatti, i costi riconosciuti per le attività di dispacciamento risulterebbero totalmente e ingiustificatamente esposti al rischio volume. Tale esposizione, infatti, si fonderebbe su una presunta responsabilizzazione del Gestore rispetto all'utilizzo degli asset che, oltre a non essere applicabile agli investimenti per lo sviluppo della rete di trasmissione per le ragioni di seguito esposte, a maggior ragione non sarebbe applicabile agli investimenti connessi alle attività di dispacciamento in considerazione delle loro peculiarità.

Al riguardo, si evidenzia come nel DCO non siano fornite indicazioni specifiche sul tema. Si chiede pertanto che l'Autorità chiarisca le modalità di applicazione del meccanismo di mitigazione dell'effetto volume.

**Determinazione e aggiornamento del costo operativo riconosciuto**

**S4. Osservazioni in merito alla fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi.**

Fermo restando quanto rappresentato in risposta al DCO 335/2015, le proposte in merito al perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione a copertura dei costi operativi non sono condivisibili per le motivazioni di seguito esposte, con particolare riguardo alla proposta di esclusione degli oneri per assicurazioni, dei costi relativi ai canoni di affitto di reti private, degli accantonamenti per rischi ed oneri e degli accantonamenti per l'incentivazione all'esodo.

**Assicurazioni**

Come evidenziato in diverse occasioni di confronto, la proposta di escludere gli oneri per assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi, oltre a generare una significativa discontinuità rispetto a quanto previsto dalla regolazione attuale e dalle principali regolazioni vigenti in altri Paesi, non trova alcuna giustificazione teorica per le motivazioni di seguito esposte:

- le tipologie di rischio per le quali Terna ricorre a coperture assicurative sono riconducibili al perimetro delle attività regolate e, pertanto, il relativo costo andrebbe adeguatamente remunerato con le tariffe "regolate". Non si condivide l'affermazione secondo la quale tali oneri sarebbero già implicitamente remunerati nei meccanismi tariffari, tramite la remunerazione del rischio. L'attuale metodologia di calcolo del WACC consente di remunerare un livello di rischio riscontrabile attualmente sul mercato tramite la stima del parametro beta, che sconta la presenza di tali coperture assicurative. Qualora si volesse effettivamente garantire tale remunerazione implicita, andrebbe stimato l'impatto, in termini di incremento del beta, derivante dagli effetti, sulla rischiosità specifica dell'azienda, della riduzione delle coperture assicurative dovuta a tale modifica regolatoria. Al contrario, l'Autorità sembra addirittura orientata a ridurre il livello di beta riconosciuto al servizio di trasmissione, con ciò determinando un doppio "mancato riconoscimento" (riduzione del beta e mancato riconoscimento degli oneri per assicurazioni). In aggiunta, tali coperture assicurative sono lungi dall'essere un costo aggiuntivo per l'utente, in quanto, proprio nell'ottica di una logica di scelta efficiente di minimizzazione dei costi, allocano i rischi ai soggetti in grado di gestirli in modo più efficace ed efficiente; la copertura dei rischi, in assenza di tali meccanismi di trasferimento, determinerebbe un significativo incremento dei costi operativi, con una immediata e illegittima erosione del profit sharing e, nel medio termine, con conseguenti impatti in tariffa;



- le coperture assicurative, oltre a derivare da obblighi normativi (Codice Civile) o da normativa primaria di settore (es. Contratto Nazionale del Lavoro), in alcuni casi, costituiscono condizioni essenziali per la stipula di contratti di finanziamento necessari per la realizzazione degli investimenti. Pertanto, la mancata stipula di tali coperture assicurative renderebbe più difficile ed oneroso il ricorso ai diversi tipi di finanziamento e, quindi, potenzialmente, genererebbe inefficienze nel reperimento del capitale di debito;
- l'attuale trattamento regolatorio già prevede che, ai fini della definizione delle tariffe, concorrano i premi al netto dei rimborsi/indennizzi percepiti.

A ciò si aggiunga il fatto che Terna adotta policy assicurative in linea con le best practice nazionali ed internazionali e che le coperture assicurative sono stipulate a seguito di gare pubbliche.

In altri termini, posto che questo costo/rischio può essere coperto dalla regolazione in più modi, utilizzare il riconoscimento della copertura assicurativa a costo efficiente (efficienza garantita dai meccanismi applicati per il riconoscimento dei costi operativi, tra cui l'X factor), come finora fatto, consente una minimizzazione degli oneri rispetto al riconoscimento, attraverso il beta, del costo connesso all'assunzione diretta di detto rischio.

Il beta, al contrario, dovrebbe catturare solo i rischi sistemici – non diversificabili – per i quali non sia efficiente assicurarsi. Utilizzare il beta per fornire copertura dei costi assicurabili/diversificabili (in modo economico/efficiente) richiederebbe comunque di determinare un beta molto più elevato di quello desumibile dall'analisi standard. Infatti, il fatto che il beta, calcolato utilizzando la metodologia standard, si riferisca a rendimenti in cui i rischi assicurabili in modo economico sono effettivamente assicurati è evidente, se si pensa che:

- nelle imprese non regolate, è interesse degli azionisti che si minimizzino i costi totali;
- nelle imprese regolate, il Regolatore – come fatto in passato dall'Autorità stessa – adotta metodologie funzionali alla minimizzazione del costo e – a parità di costi attesi (o di potenza di incentivo) - alla aderenza delle tariffe ai costi.

### **Canoni di affitto di reti private**

Parimenti, anche la proposta di escludere dai costi operativi riconosciuti i canoni di affitto di reti private non è condivisibile, se per tali canoni si intendono i canoni pagati dai gestori di rete concessionari per l'utilizzo delle reti private ai fini della connessione di nuovi utenti. Tale proposta, infatti, è in contrasto:



- con l'orientamento dell'Autorità di favorire scelte make or buy efficienti per il sistema. Tale proposta, infatti, non sarebbe neutrale rispetto a tale scelta, anzi, premierebbe le imprese che sostituiscono lavoro o servizi con capitale, senza migliorare la produttività totale;
- con l'orientamento espresso dalla stessa Autorità nella delibera 539/2015/R/eel per la regolazione dei sistemi di distribuzione chiusi (SDC). Tale delibera, prevedendo la possibilità per il gestore di rete concessionario di utilizzare la rete privata (SDC) per connettere gli utenti pubblici, ovvero utenti non connettabili al SDC, richiama più volte i principi di economicità, uso efficiente delle risorse complessive e salvaguardia degli investimenti effettuati dai soggetti privati.

Pertanto, da un lato, la regolazione sembra favorire l'uso di reti private esistenti da parte dei gestori concessionari, per connettere nuovi utenti se tale uso risulta essere più efficiente per il sistema, dall'altro, con la proposta di escludere dal perimetro dei costi riconosciuti i canoni di affitto delle reti private, sembra favorire la scelta di connettere gli utenti per il tramite della realizzazione di una nuova connessione diretta alla rete pubblica, anche se questa scelta in alcune condizioni potrebbe essere meno efficiente.

#### **Accantonamento per rischi e oneri e per incentivazione esodo**

In linea generale, si ritiene che sarebbe corretto riconoscere integralmente gli accantonamenti per la copertura dei rischi e oneri, prevedendo eventualmente meccanismi di conguaglio ove gli accantonamenti si rivelassero sovra o sotto dimensionati rispetto all'utilizzo, anche in considerazione dei vincoli posti dai principi contabili. In particolare, si richiama il principio contabile internazionale IAS 37, che stabilisce che gli accantonamenti in bilancio devono essere rilevati solo in caso di obbligazioni che alla data di riferimento siano attuali, probabili e determinabili nell'importo, mentre non consente l'accantonamento in caso di rischi generici o legati a ragioni di mera prudenza. In subordine, si riterrebbe accettabile il riconoscimento integrale dell'utilizzo di tali fondi, se oggettivamente riferibili alle attività regolate.

Con particolare riferimento al fondo per l'incentivazione all'esodo, oltre alle considerazioni di carattere generale sopra riportate, è utile rammentare come la natura discontinua, seppur ricorrente, dell'utilizzo di tali strumenti, renda scarsamente adeguato l'utilizzo di dati storici per il riconoscimento relativo ad anni futuri. Si richiede, dunque, di voler riconoscere integralmente almeno l'utilizzo di tali fondi prevedendo, in ragione delle loro peculiarità, una copertura a piè di lista o, in alternativa, un meccanismo di conguaglio che consenta di perequare il costo riconosciuto sulla base dei dati storici, in considerazione degli effettivi utilizzi.

Si rappresenta infine che a) l'ammontare dei costi di esodo è disciplinato da specifiche leggi; b) il sostenimento di questi costi è funzionale alla riduzione dei costi futuri, e che tale riduzione, per effetto del meccanismo di profit sharing, comporta in ultima analisi un beneficio per gli utenti finali.

**S5. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.**

Richiamando le osservazioni presentate in risposta al DCO 335 circa la necessità di intercettare correttamente i trend di crescita dei costi operativi, si segnala la necessità, più volte evidenziata, di garantire un meccanismo chiaro e automatico di riconoscimento dei costi incrementali o sorgenti, purché ovviamente si rispettino i requisiti di inerenza all'attività regolata e di efficienza. Il meccanismo richiamato nel DCO 544 di riconoscimento dei costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi di servizio universale, servirebbe ad intercettare fenomeni eccezionali, ovvero modifiche rilevanti all'ambito del servizio svolto. Tuttavia, come già evidenziato in altre occasioni, anche a parità di tipologia di servizio svolto, in presenza di un aumento del perimetro e delle tipologie di asset gestiti dovuto sia allo sviluppo della rete sia alle acquisizioni di nuove porzioni di rete, si registra inevitabilmente un aumento dei costi per le attività di esercizio e manutenzione degli stessi e dei costi riconducibili a canoni e a imposte locali e nazionali.

Con riferimento all'ipotesi di ridurre l'orizzonte temporale per la restituzione delle extra-efficienze conseguite nel IV periodo regolatorio e di ripartizione asimmetrica delle stesse, si rappresenta che, fermo restando l'esigenza di coordinare tale proposta con l'implementazione dei Totex, tali ipotesi introducono un'ulteriore discontinuità rispetto al passato nel corso del NPR1, che dovrebbe, al contrario, rappresentare un periodo di transizione graduale verso i Totex. In aggiunta, la proposta avrebbe un ulteriore impatto negativo sui flussi di cassa di Terna.

Inoltre per quanto riguarda il profit sharing, concordando con il mantenimento di tariffe separate per il servizio di trasmissione e per il servizio di dispacciamento (al netto dei costi legati all'approvvigionamento delle risorse necessarie per tale servizio), si ritiene necessario continuare a calcolare separatamente l'X factor per il relativo corrispettivo, in modo da tener conto delle specificità dei vari servizi ed evitare di introdurre distorsioni connesse al fatto che una parte dei ricavi è di esclusiva pertinenza di Terna (es. DIS e Piano della Sicurezza), mentre un'altra parte dei ricavi è di pertinenza anche degli altri titolari di asset RTN (CTR).

## **Determinazione e aggiornamento dei costi di capitale riconosciuti**

**S6. Osservazioni in merito alle ipotesi di compensazione del lag regolatorio nel riconoscimento degli investimenti.**

Come segnalato in risposta al DCO 335, si condivide l'ipotesi di riduzione del lag regolatorio di riconoscimento degli investimenti, a condizione che, per gli investimenti successivi al 31 dicembre 2014, sia previsto il riconoscimento, oltre che della remunerazione del capitale investito (remunerazione base ed eventuale extra-remunerazione), anche delle quote di ammortamento, ovvero – alternativamente - di una compensazione del lag temporale residuo sotto forma di WACC addizionale. Tale richiesta, oltre ad essere maggiormente in linea con quanto previsto per altri settori/servizi, trova il proprio fondamento teorico nella necessità di dover garantire il riconoscimento di tutte le forme di ricavo (sia la remunerazione del capitale investito sia l'ammortamento). Diversamente, si introdurrebbe una non condivisibile discriminazione tra gli asset "consuntivati", che si vedrebbero riconoscere entrambe le voci di ricavo, e gli asset "preconsuntivati". Tale discriminazione è ancora più ingiustificata in presenza del meccanismo di conguaglio previsto nel DCO stesso, che consentirebbe di recuperare l'eventuale delta tra il dato di preconsuntivo e quello di consuntivo. Con riferimento ai meccanismi di neutralizzazione dell'impatto finanziario del conguaglio, si ravvisa l'esigenza, già rappresentata in risposta al DCO 335, di calcolare lo stesso sulla base del WACC e non del costo del debito. Il WACC, infatti, rappresenta più correttamente l'onere per Terna e per il sistema di un eventuale anticipo/restituzione di una quota della remunerazione riconosciuta.

Per quanto riguarda i meccanismi di compensazione del lag regolatorio per gli investimenti entrati in servizio successivamente al 31 dicembre 2011 e fino al 31 dicembre 2014, si condivide l'ipotesi di salvaguardare il diritto al riconoscimento puntuale della maggiorazione del tasso di remunerazione pari al 1% su tali investimenti, per l'intera vita utile degli stessi. Non si condivide, né si comprende invece, la scelta di limitare tale maggiorazione ai soli investimenti entrati in esercizio nel periodo 2012-2014, piuttosto che agli investimenti propriamente detti, che comprendono anche la variazione, nel medesimo periodo, dello stock dei lavori in corso. Tale novazione rispetto a quanto previsto al punto 22.2 del TIT vigente, che parla correttamente di "investimenti" senza limitarsi a quelli entrati in esercizio, non è minimamente argomentata nel documento di consultazione, ed introduce un ulteriore discrimine di trattamento fra investimenti entrati in esercizio e non, che comportano esattamente la stessa esposizione finanziaria per il soggetto regolato e che dunque dovrebbero essere trattati alla medesima stregua dalla regolazione. Si chiede dunque che la salvaguardia del diritto al riconoscimento della maggiorazione del tasso di

remunerazione pari all'1% introdotta con la deliberazione ARG/elt 199/11 sia mantenuta anche per il differenziale fra lo stock LIC al 31.12.2014 e lo stock LIC al 31.12.2011.

Con riferimento al meccanismo di applicazione delle penali di cui al punto 10.12, si conferma quanto già espresso in risposta al DCO 335/2015 relativamente al fatto che i meccanismi incentivanti dovrebbero indurre le imprese regolate a stimare adeguatamente i propri costi. L'Autorità, invece, sembra confermare l'orientamento di introdurre un meccanismo esclusivamente penalizzante per Terna in caso di dati di consuntivo inferiori ai dati di pre-consuntivo. Si ritiene che tale meccanismo indurrebbe, dunque, il soggetto regolato, a sottostimare sistematicamente i valori di preconsuntivo rispetto a quelli effettivi, per non incorrere in eventuali penali. Si riterrebbe più corretta l'introduzione di un meccanismo che prevedesse un incentivo alla minimizzazione di tale (ineludibile) errore di stima, a prescindere dal segno di detto errore. Tale meccanismo dovrebbe altresì consentire di neutralizzare gli effetti di eventuali scostamenti derivanti da eventi non controllabili da Terna (es. forza maggiore, atti giudiziari), e potrebbe trovare applicazione a partire dalla definizione delle tariffe 2017, prevedendo un grace period per il primo anno di applicazione (tariffe 2016).

S7. Osservazioni sull'ipotesi di accorpamento delle tipologie di cespiti.

S8. Osservazioni sull'ipotesi di allungamento delle vite utili.

Si richiamano le osservazioni presentate in risposta al DCO 335. In particolare, non si ritiene condivisibile l'ipotesi di allungamento della vita utile degli asset, in quanto non adeguatamente motivata né basata su evidenze empiriche e/o fondamenti teorici solidi. Tale proposta, inoltre, non sembra giustificata dai recenti cambiamenti tecnologici, che se da un lato hanno certamente aumentato la qualità e l'economicità del sistema elettrico, dall'altro non hanno determinato l'allungamento della vita utile dei cespiti, anzi in alcuni casi si potrebbe addirittura affermare il contrario. Si pensi, ad esempio, alle stazioni elettriche digitali, che stanno progressivamente sostituendo le stazioni elettromeccaniche tradizionali e che hanno permesso l'introduzione di nuove funzioni di monitoraggio, a vantaggio dell'affidabilità del sistema elettrico e dell'efficienza degli interventi manutentivi presso le medesime stazioni. Tale evoluzione è stata possibile aumentando l'intelligenza a bordo delle stazioni, mediante nuovi apparati di fatto assimilabili a dispositivi di information technology caratterizzati da tempi più rapidi di obsolescenza tecnica, e ha determinato una riduzione della vita utile.

Un adeguato approfondimento sul tema risulta oltremodo auspicabile in considerazione del notevole impatto negativo sui flussi di cassa di Terna.

In aggiunta, con riferimento all'affermazione contenuta al paragrafo 11.1 del DCO circa la neutralità per l'investitore della scelta del Regolatore sulle vite utili, si segnala come tale affermazione non tenga in debita considerazione l'impatto dell'allungamento delle vite utili sul rischio regolatorio percepito, sia in termini di rischio di inadeguatezza della remunerazione futura, sia in termini di possibile "disconoscimento" dell'utilità dell'opera in futuro. Inoltre, l'affermazione di neutralità non considera il fatto che la vita utile del cespite non è indipendente dal livello di manutenzione del cespite stesso. Ammesso e non concesso che si assuma che la minimizzazione del costo totale avvenga quando la vita utile sia particolarmente lunga (con aumento dei costi di manutenzione) non si può:

- applicare il principio per gli asset già entrati in esercizio, poiché le manutenzioni pregresse sono state fatte rispetto alla vita utile precedente;
- non tener conto dell'impatto, in termini di maggiori costi operativi, delle maggiori manutenzioni richieste dall'allungamento della vita utile.

Alla luce di quanto sopra rappresentato, sempre nell'ottica di garantire gradualità nella revisione della regolazione, si rappresenta la necessità di non modificare la vita utile per gli asset esistenti o già acquistati in quanto, diversamente, si modificherebbero ex post le logiche di riconoscimento dei relativi costi. In ogni caso, nell'ipotesi di allungamento della vita utile per alcune categorie di cespiti, andrebbe parimenti previsto un coerente incremento dei costi operativi riconosciuti per via dei maggiori costi di manutenzione degli stessi.

È inoltre opportuno sottolineare che la proposta di allungamento delle vite utili regolatorie nonché le differenze già presenti rispetto alle vite utili economico-tecniche usate ai fini della relazione del bilancio (i.e. automezzi, software, apparati) generano una impropria decurtazione della RAB e degli ammortamenti riconosciuti, nel caso di dismissione dei cespiti a fine vita utile economico-tecnica (ovvero in anticipo rispetto a quando il medesimo cespite sarebbe arrivato a fine vita utile regolatoria), determinando così una impropria riduzione dei costi riconosciuti (remunerazione capitale e ammortamenti) per Terna. Pertanto, si ritiene necessario un confronto tecnico al fine di condividere una modalità di riconoscimento della remunerazione dei cespiti (remunerazione capitale e ammortamenti del valore netto residuo regolatorio) fino a fine vita utile regolatoria nel caso di dismissione dei cespiti a fine vita utile economico-tecnica. A titolo di esempio, si potrebbe valutare di riconoscere il valore netto residuo dell'asset dismesso nella quota di ammortamento dell'anno o, in alternativa, sterilizzare in sede di aggiornamento dati RAB annuali i valori delle dismissioni che si riferiscono a cespiti non completamente ammortizzati secondo le vite utili regolatorie.

Al fine di mitigare ulteriormente tale effetto, si ritiene opportuno un confronto sulle tipologie di cespiti previste per il servizio di trasmissione, in quanto alcune nuove tipologie di asset non sono attualmente previste dalla regolazione ed una loro allocazione convenzionale in altre tipologie determinerebbe una impropria quantificazione della quota di ammortamento e quindi dell'evoluzione della relativa RAB.

Da ultimo non può non notarsi come l'allungamento delle vite utili imporrebbe senz'altro un rilassamento dei livelli di qualità attesa. È infatti intuitivo come una rete più vecchia, nonostante le manutenzioni aggiuntive che, come sopra rappresentato, sarebbero necessarie, non sia in grado di garantire le stesse prestazioni di una rete più "giovane" per il degrado che ne deriverebbe. Terna si attende quindi che a un eventuale allungamento delle vite utili consegua una differente fissazione dei livelli di ENSR attesa oltre a un incremento dei connessi costi operativi.

#### S9. Osservazioni in merito a criteri per il trattamento dei contributi e del capitale circolante netto.

Per quanto riguarda il trattamento dei contributi, oltre a richiamare quanto rappresentato in risposta al DCO 335, si evidenzia come il meccanismo di incentivazione al ricorso ai contributi delineato nel DCO 544 risulti ancora non sufficiente al raggiungimento dell'obiettivo di incentivazione che ci si prefigge.

Non si condivide la proposta di ridurre il capitale circolante netto in quanto il combinato disposto delle proposte di revisione della regolazione potrebbe, molto probabilmente, portare ad un incremento del CCN di Terna, in considerazione del trend prevedibilmente decrescente degli investimenti. In aggiunta, la proposta prevede non solo la riduzione della percentuale utilizzata per il calcolo del capitale circolante netto, ma anche del perimetro delle immobilizzazioni a cui applicare tale percentuale, in considerazione dell'esclusione delle immobilizzazioni in corso. Con riferimento all'esclusione delle immobilizzazioni in corso dal capitale investito riconosciuto, si ritiene opportuno, in un'ottica di continuità metodologica con i precedenti periodi regolatori, che il calcolo del CCN convenzionale venga effettuato tenendo in considerazione anche lo stock dei lavori in corso.

#### S10. Osservazioni in merito ai criteri per la fissazione del parametro $\beta$ .

Con riferimento al parametro beta, si evidenzia in primo luogo come la frammentazione delle proposte di revisione dei criteri di calcolo del WACC tra una molteplicità di documenti di consultazione non facilitino la corretta interpretazione delle proposte e la coerenza delle stesse. In secondo luogo, dal combinato disposto delle diverse proposte in materia, sembra emergere

l'orientamento dell'Autorità a ridurre il beta base riconosciuto per il servizio di trasmissione, salvo eventualmente incrementare il valore base di beta unlevered fissato per il nuovo periodo regolatorio (che, nelle intenzioni dell'Autorità sarebbe ridotto rispetto al valore attualmente riconosciuto) di uno 0,02, qualora Terna accetti di essere maggiormente esposta al rischio volume. Per quanto riguarda l'incremento dello 0,02, si ritiene auspicabile un confronto tecnico nel merito con l'Autorità in quanto:

- non sono chiari i criteri di valorizzazione di tale incremento;
- la stessa Autorità, al fine di responsabilizzare anche i distributori nei confronti del rischio volume, sembra manifestare l'esigenza di approfondire e calibrare le relazioni rischi - rendimenti anche sulla base di un confronto con gli operatori;
- simulazioni effettuate da Terna per stimare l'incremento necessario a sterilizzare l'impatto dell'aumentato rischio volume sulla remunerazione hanno prodotto risultati decisamente diversi.

In aggiunta si rappresenta che, fermo restando quanto indicato in risposta allo spunto S21 in merito al rischio volume, ad avviso di Terna, l'attuale livello del beta riflette al massimo l'attuale rischio volume (più o meno 0,5%), e pertanto qualsiasi esposizione al rischio volume maggiore di quella attuale dovrebbe comportare un significativo incremento del beta rispetto a quanto riconosciuto attualmente; più in generale, andrebbe congiuntamente stimato l'impatto sul beta del complesso delle proposte di revisione della regolazione (mancata remunerazione dei LIC, mancata remunerazione degli oneri assicurativi, ecc.). Tale aspetto assume ancora più rilievo in vista dell'introduzione dei Totex nel corso del periodo regolatorio e in considerazione del fatto che il beta unlevered non è oggetto di review nel corso del periodo regolatorio del WACC.

Inoltre, anche con riferimento al livello del beta unlevered applicabile nell'ipotesi di stabilità dei ricavi tariffari (rischio volume limitato al livello attuale) si evidenzia, anche alla luce di quanto indicato nella nota di approfondimento allegata al presente documento (Allegato 1), come non sia chiaro il razionale per una sua eventuale riduzione rispetto al valore attualmente riconosciuto. In tale nota, infatti, emerge come, sia dall'analisi del beta di Terna che da un confronto con titoli comparabili europei e italiani, il mercato evidenzia valori di Beta crescenti nel tempo e sensibilmente più elevati sia del valore applicato nel quarto periodo regolatorio per la trasmissione, sia del range proposto dall'Autorità per il quinto periodo regolatorio nel DCO 544.

Inoltre, non è chiaro il razionale per un ampliamento della forchetta tra i beta unlevered riconosciuti per i servizi di distribuzione e di trasmissione (attuale delta fra i beta unlevered di trasmissione e distribuzione: 0.02, contro 0.03-0.04 proposto nel DCO). Ciò in considerazione non solo del progressivo allineamento del framework regolatorio dei due servizi, ma anche della possibile



migliore gestione del rischio di controparte per i distributori, derivante dalla nuova regolazione in materia di Codice Tipo per il servizio di trasporto, che prevede, tra l'altro, l'adozione di una struttura di garanzie analoga a quella adottata da Terna. Considerazioni analoghe in merito all'esigenza di allineamento del parametro beta valgono anche con riferimento al settore del trasporto del gas naturale, anche al fine di evitare, come auspicato dall'Autorità nella delibera 583/2015, che si producano distorsioni nell'allocazione dei capitali tra i diversi settori.

Con riferimento al gearing e all'ipotesi di incremento dello stesso, si richiamano integralmente le osservazioni inviate in risposta al DCO 509/2015/R/COM circa la necessità di mantenerlo costante, per un periodo di tempo adeguato, fissandolo pari al livello corrente, in considerazione nella non sostenibilità di un eventuale aumento del gearing in presenza di un probabile calo della remunerazione riconosciuta. Al riguardo, si richiama anche l'esigenza di garantire coerenza tra i parametri di calcolo del WACC, in particolar modo tra il livello di gearing e il parametro beta: una riduzione del beta unlevered a fronte di un aumento del gearing non avrebbe alcuna giustificazione teorica.

**S11. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento del capitale investito riconosciuto per il servizio di trasmissione.**

Fermo restando quanto indicato in premessa e in risposta al DCO 335 con riferimento ai criteri di riconoscimento delle immobilizzazioni in corso, si ribadisce l'assoluta necessità di continuare ad includere le stesse nel capitale investito riconosciuto, fino all'entrata in servizio dei relativi cespiti, come tra l'altro proposto per il servizio di distribuzione e in ottica di continuità e gradualità della transizione verso i Totex. La metodologia Totex, per inciso, prevede il riconoscimento di una remunerazione anche ai lavori in corso rientranti nel budget condiviso con il Regolatore. In aggiunta, la c.d. clausola di salvaguardia per lo stock dei LIC al 31 dicembre 2015, proposta dall'Autorità, non sterilizza l'impatto sulla remunerazione di Terna. In sintesi, alla luce di quanto sopra espresso e delle considerazioni indicate in premessa, la proposta contenuta nel DCO 544 non è accettabile in quanto, oltre ad avere un pesante impatto negativo sulla remunerazione di Terna e a non essere coerente con il corretto principio regolatorio di remunerazione del capitale investito, non trova alcun fondamento teorico condivisibile, se non quello di penalizzare ex post Terna per un presunto comportamento distorto, in quanto:

- **per i LIC post 31 dicembre 2015**, comporta una remunerazione inadeguata prevedendo solo la capitalizzazione al costo del debito degli oneri finanziari per gli investimenti in corso di realizzazione. Come noto, invece, il capitale impiegato per la realizzazione di asset non ancora entrati in esercizio, da un punto di vista finanziario, ha bisogno di una

remunerazione del costo del capitale complessivo ( $K_e$  e  $K_d$ ), al pari degli investimenti già entrati in esercizio;

- **per lo stock LIC al 31 dicembre 2015**, sembra mitigare l'impatto limitatamente al 31 dicembre 2019, non garantendo, nel caso in cui tali investimenti dovessero entrare in esercizio successivamente a tale data, la remunerazione delle immobilizzazioni in corso nel periodo intercorrente tra il 31 dicembre 2019 e l'entrata in esercizio delle relative opere, anche per gli investimenti classificati come  $I=3$  e in caso di rispetto della data obiettivo.
- **per lo stock LIC al 31 dicembre 2014** sembra non prevedere alcuna remunerazione. La proposta di riduzione del time lag, infatti, non sembra prevedere un adeguato meccanismo di raccordo rispetto al precedente quadro regolatorio, in quanto non è previsto il riconoscimento della remunerazione al WACC base di tali LIC, come sarebbe accaduto nelle tariffe 2016 in caso di continuità regolatoria. Si chiede, pertanto, il riconoscimento, nelle tariffe 2016, anche di tale remunerazione a cui si è maturato il diritto, in modo da garantire la remunerazione adeguata del costo del capitale ad essi relativo. Tale remunerazione garantisce la necessaria copertura per il costo delle fonti di finanziamento (sia capitale proprio che capitale di debito) che Terna ha dovuto sostenere nel corso del tempo. A titolo di esempio, a fronte di un investimento effettuato nel corso del 2014, Terna ha comunque dovuto riconoscere adeguata remunerazione ai propri finanziatori, con riferimento al 2014 stesso.

In aggiunta, si evidenziano i due seguenti aspetti:

- l'impatto degli orientamenti dell'Autorità in tema di remunerazione dei lavori in corso, in termini di variabilità/volatilità della RAB e, conseguentemente, delle tariffe di trasmissione, ogni qualvolta entri in esercizio un nuovo investimento, specialmente se rientrante nella categoria delle "opere speciali" in considerazione della rilevanza economica delle stesse;
- la limitatissima capacità di manovra di Terna in relazione al provvedimento prospettato, che colpisce Terna principalmente sulle opere "speciali" per le quali la pianificazione temporale e gli impegni assunti appaiono ben difficilmente modificabili.

In conclusione, se l'obiettivo della proposta LIC è quello di incentivare il Gestore ad accelerare l'entrata in servizio degli investimenti, si ritiene che lo strumento proposto non sia adeguato, traducendosi in una mera penalizzazione con riferimento a tutti gli investimenti, non solo quelli per i quali si siano registrati ritardi nell'entrata in servizio. Tra l'altro, come noto, i ritardi sono in gran parte dovuti a problematiche pre e post autorizzative e comunque a fattori esogeni su cui Terna ha limitata possibilità di intervento. Pertanto, fermo restando la disponibilità già manifestata in risposta

al DCO 464 ad introdurre un meccanismo che fornisca incentivi a Terna in relazione ai processi di autorizzazione e di capacitazione degli stakeholders, si ritiene più appropriato, ai fini dell'accelerazione all'entrata in esercizio, mantenere una forma di incentivo agli investimenti da riconoscere a partire dalla data di entrata in servizio degli investimenti stessi. Diversamente, si rischierebbe di parametrare l'incentivo, in questo caso una semplice penalità, in maniera errata, ovvero senza tener conto delle reali leve a disposizione del soggetto regolato per raggiungere un dato obiettivo e in misura superiore all'eventuale danno per l'utente (visto che la mancata/inadeguata remunerazione dei LIC si applicherebbe anche in caso di rispetto delle tempistiche di entrata in servizio).

In aggiunta, non si può ritenere che la novità proposta in materia dei LIC possa essere funzionale all'esigenza di allineamento della regolazione del settore elettrico e di quello del gas. Il quadro regolatorio vigente, tra l'altro, prevede l'esclusione dei LIC dal capitale investito riconosciuto nel solo caso del servizio di stoccaggio del gas naturale e non per il trasporto del gas, e quindi per un servizio avente caratteristiche profondamente diverse rispetto alla trasmissione. Il servizio di trasmissione elettrica si caratterizza:

- per una tipologia di investimenti che, avendo un impatto maggiore sul territorio in termini di estensione geografica degli stessi, è potenzialmente più a rischio di opposizione locale anche nella fase post-autorizzativa, e quindi di ritardi nella fase realizzativa (per contro, lo stoccaggio gas opera tipicamente su siti dei quali i gestori hanno piena disponibilità);
- per un montante di investimenti di un ordine di grandezza notevolmente superiore a quello registrato per il settore dello stoccaggio del gas. Ciò fa sì che la stessa proposta regolatoria (esclusione dei LIC dal CIR) determini impatti notevolmente diversi sulle società operanti in tali settori;
- per la natura totalmente regolata degli asset di trasmissione elettrica.

In aggiunta, si rappresenta come, in assenza di un adeguato schema regolatorio che remunerati i lavori in corso, tutti i rischi che si possono manifestare durante la fase di costruzione delle opere di sviluppo della rete di trasmissione rimarrebbero senza adeguata copertura. Tale aspetto assume ancora maggior rilievo nell'attuale fase storica in cui una percentuale rilevante degli investimenti di Terna afferisce alle cosiddette "opere speciali". L'esigenza di garantire un'adeguata remunerazione per il capitale investito anche nella fase di costruzione è anche riconosciuta nei confronti degli investitori privati, che realizzano opere sulla base di contratti di EPC (Engineering, Procurement, Construction).

Infine, si ribadisce l'esigenza di procedere a rivalutare correttamente il valore del capitale investito riconosciuto tramite il deflatore degli investimenti fissi lordi.

In sintesi, la posizione di Terna rispetto all'argomento è la seguente:

- condizionatamente al fatto di ricevere la integrale remunerazione dei LIC a WACC base, si dà una disponibilità di massima ad accettare, pur contestandone la logicità, e lamentandone gli impatti economici sul significativo battente di investimenti speciali in corso di realizzazione, l'orientamento di eliminare l'extra-remunerazione dei LIC I3;
- si chiede di lasciare immutata la remunerazione base dei LIC almeno per tutti i progetti avviati, per non colpire il soggetto regolato su decisioni di investimento pregresse (prese con il pieno supporto dell'Autorità) rispetto alle quali non sono ormai possibili significative azioni atte a mitigare l'impatto di un cambiamento in corsa della regolazione;
- ogni eventuale ipotesi più penalizzante rispetto a quelle sopra sintetizzate concretizzerebbe una irricevibile violazione del principio di stabilità della regolazione; non si potrebbe qualificare altrimenti il passaggio repentino da un regime che attribuisce una extra-remunerazione ai LIC degli investimenti strategici ad uno che nega loro anche la remunerazione base, comportando una drastica riduzione dei flussi di cassa ed un rilevante incremento del rischio. Si aggiunga che, così come sul beta, non si comprende né si giustifica il differente trattamento sui LIC riservato alle attività di distribuzione, i cui investimenti non risultano ad oggi nemmeno monitorati

## **Determinazione e aggiornamento degli ammortamenti**

S12. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento degli ammortamenti per il servizio di trasmissione.

Si richiama quanto indicato in risposta agli spunti S.7 e S.8 circa l'ipotesi di accorpamento delle tipologie di cespiti e di allungamento delle vite utili regolatorie, e allo spunto S.9 in merito ai contributi.

## **Costi di capitale: specificità relative al servizio di distribuzione**

- S13. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei livelli iniziali del capitale investito riconosciuto per il servizio di distribuzione.
- S14. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento del capitale investito riconosciuto per il servizio di distribuzione.
- S15. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento degli ammortamenti per il servizio di distribuzione.

Nessuna osservazione

## **Costi di capitale per il servizio di misura**

- S16. Osservazioni sui criteri generali per il riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di misura.
- S17. Osservazioni sulle ipotesi relative al riconoscimento degli investimenti in smart meter di seconda generazione.

Nessuna osservazione

## **Promozione selettiva degli investimenti**

- S18. Osservazioni sui meccanismi di incentivazione degli investimenti di sviluppo dei sistemi di distribuzione nelle aree a forte penetrazione di generazione distribuita a fonte rinnovabile.
- S19. Osservazioni sui meccanismi di incentivazione degli investimenti di sviluppo dei sistemi di distribuzione nelle aree urbane.

Al riguardo si richiamano le osservazioni di Terna in risposta al DCO 255/2015 con particolare, ma non esclusivo, riferimento alla necessità di adottare un approccio di sistema al tema delle *smart grid* e alla necessità di implementare funzionalità, non ridondanti ed evolutive, rispetto a quanto già disponibile. In particolare, si ritiene necessario prevedere tra le funzionalità prioritarie il controllo della potenza attiva, come già indicato in risposta al DCO 255.

Con riferimento alle proposte specifiche contenute nel DCO 544, in linea generale, si ritiene che le ipotesi di implementazione delle funzionalità di osservabilità della rete di distribuzione e regolazione della tensione delle reti MT rappresentino solo un parziale miglioramento rispetto alle attuali modalità di scambio dei dati e di gestione delle reti di distribuzione e conseguentemente non forniscono a Terna gli strumenti necessari per una gestione in sicurezza del sistema di trasmissione in presenza di una crescente penetrazione delle fonti rinnovabili. In secondo luogo, i benefici di tale miglioramento potranno essere valutati nel dettaglio solo a valle di un primo periodo di implementazione in cui Terna possa verificare, sulla base dell'accuratezza e precisione dei dati

forniti dai distributori, l'impatto dell'implementazione di tali funzionalità sulle stime di Terna delle immissioni da generazione distribuita e quindi sulla gestione in sicurezza del sistema.

Entrando nel merito delle specifiche proposte del DCO 544, si rappresentano i seguenti aspetti raggruppati per tipologia di funzionalità:

- il **livello OSS-1** di implementazione della funzionalità di osservabilità sembra ancora limitato ad un numero di impianti ristretto, considerato che tale livello verrebbe implementato solo con riferimento agli impianti GDTEL; ai fini della corretta implementazione di tale nuova funzionalità, sarà necessario un attento esame della localizzazione geografica degli impianti e della qualità delle informazioni acquisite. A valle di una prima fase di esercizio, Terna potrà valutare un eventuale beneficio economico per il sistema;
- per quanto attiene l'implementazione dei livelli OSS-1 e OSS-2 si precisa che anche i sistemi di Terna dovranno essere opportunamente adeguati per acquisire ed elaborare le informazioni aggiuntive e, pertanto, si ritiene opportuno prevedere una adeguata remunerazione degli investimenti correlati;
- con riferimento ai dati che Terna dovrebbe mettere a disposizione del distributore, non si comprendono le motivazioni per le quali l'implementazione di tale attività sia funzionale alla realizzazione del livello OSS-2. In aggiunta, si rappresenta come l'implementazione di tale attività da parte di Terna richieda una modifica nei sistemi di controllo e l'implementazione di un nuovo flusso di dati verso i distributori, le cui tempistiche andrebbero opportunamente valutate nell'ambito di un tavolo di lavoro, in cui chiarire anche le esigenze puntuali. In ogni caso, tale implementazione richiederà investimenti da parte di Terna che dovrebbero trovare opportuna remunerazione anche in considerazione delle nuove esigenze di calcolo di tali informazioni (attualmente, in base a quanto previsto nell'Allegato 8 al Codice di Rete, il calcolo della potenza di cortocircuito viene eseguito su richiesta degli utenti connessi alla RTN e annualmente pubblicato sul sito web e comunicato all'Autorità) e in virtù del fatto che non è chiaro l'eventuale premio associato a tale attività. Tale premio, infatti, dovrebbe essere commisurato al reale beneficio ad esso connesso, che ad oggi non è noto;
- relativamente alla modalità di utilizzo dei dati forniti dal distributore per l'approvvigionamento dei servizi di riserva, si rappresenta come gli effetti della disponibilità di tali dati ai fini dell'approvvigionamento dei servizi di riserva potranno essere valutati solo in considerazione della qualità dei dati forniti, dell'indice di accuratezza degli stessi, nonché del perimetro di implementazione delle nuove funzionalità;

- il livello REGV-1 di implementazione della funzionalità regolazione della tensione dovrebbe tener conto dell'impatto di tale funzionalità sulla rete di trasmissione e, pertanto, dovrebbe prevedere un coordinamento tra metodologie di ottimizzazione adottate lato TSO e DSO; inoltre devono essere chiaramente adottate soluzioni implementative che siano in linea con le prestazioni del sistema di regolazione della tensione di Terna;
- in merito alla sperimentazione di soluzione *smart city* e isole controllate, Terna conferma il proprio interesse di osservatore per poter eventualmente dare spunti di riflessione per applicazioni mirate anche alla sicurezza del sistema elettrico;
- con riferimento agli interventi per l'incremento della resilienza del sistema elettrico, Terna valuta con favore la possibilità di approfondire l'argomento ed individuare le linee di azione più efficaci, tenendo comunque presente che dovrà essere opportunamente approfondito come gli interventi realisticamente attuabili potranno mitigare conseguenze importanti in caso di eventi estremi. Inoltre, relativamente all'indicatore "*energia non fornita a rischio*" e ai dati richiamati all'articolo 23.4 del presente DCO, Terna propone di non inserire tale valutazione quantitativa nel prossimo rapporto annuale di qualità del servizio di trasmissione in considerazione della complessità e numerosità dei dati da elaborare e del fatto che tali elaborazioni andrebbero a sovrapporsi a quelle già previste dalla regolazione con scadenza nel mese di aprile 2016. Terna si rende disponibile a fornire il valore di tale indicatore e dei dati richiesti entro il 30 settembre 2016 in concomitanza della trasmissione all'Autorità del piano di lavoro richiamato all'articolo 23.2 del DCO 544/15, tenendo anche conto dell'invio da parte dei Distributori dei dati previsti dall'articolo 10ter.1 della deliberazione 27 dicembre 2007, n.341/07 (previsto per il 30/07/2016).

**S20. Osservazioni sulle ipotesi relative a meccanismi di incentivo agli investimenti per il servizio di trasmissione.**

L'orientamento finale dell'Autorità, espresso nel DCO 544, prevede il riconoscimento di un'extra remunerazione per:

- **investimenti I3:** riconoscimento del 1% per 12 anni per gli "investimenti avviati", cioè interventi completamente autorizzati e con decisione di investimento già presa, per i quali i costi di investimento contrattualizzati (anche se non sostenuti) siano almeno pari al 25% dei costi stimati. Il riconoscimento dell'incentivo è vincolato al rispetto della data obiettivo per l'intervento già definita dall'Autorità, che non può essere in ogni caso successiva al 31 dicembre 2019. I costi di riferimento, che costituiscono il limite massimo dei costi a cui



riconoscere l'extra-remunerazione, sono, a parere dell'Autorità, i costi approvati con delibera 40/2013;

- **investimenti I2:** riconoscimento agli "investimenti avviati" di un'extra-remunerazione pari allo 0,75% per 12 anni, a condizione che il rapporto beneficio / costo sia maggiore di 2, da documentare da parte di Terna con applicazione pilota della "CBA 2.0" entro il 30 giugno 2016 e da validare successivamente da parte dell'Autorità; rispetto agli investimenti I3, la data limite di applicabilità è fissata al 31 dicembre 2018. Come limite superiore di costo stimato, l'Autorità propone di prendere a riferimento la stima di costo di investimento indicata da Terna nel Piano di Sviluppo 2015.

Con riferimento agli investimenti per il Piano per la Sicurezza, l'Autorità, in considerazione della *"scarsa controllabilità (...) della dinamica di tali investimenti e della limitata trasparenza garantita fino ad oggi da parte del gestore del sistema di trasmissione"*, ritiene di non riconoscere alcuna extra remunerazione.

Anche sulla base delle considerazioni già espresse in risposta al DCO 464/2015, non si condivide la proposta dell'Autorità di ridurre, o addirittura eliminare, l'extra remunerazione da riconoscere alle tipologie d'investimento che l'Autorità stessa ha giudicato prioritarie per lo sviluppo del sistema elettrico.

In particolare, Terna non condivide, per gli **investimenti I3**, la proposta di riduzione del valore della extra remunerazione (1% in luogo dell'attuale 2%). Si ritiene tale riduzione ingiustificatamente e fortemente penalizzante, in quanto consiste nel dimezzamento dell'incentivo attualmente previsto. Al riguardo, si richiamano le osservazioni già formulate in risposta al DCO 464/2015 e in premessa al presente documento, relativamente al fatto che il prospettato taglio degli incentivi, che avverrebbe proprio quando Terna è impegnata al massimo per dare compimento agli interventi che, dopo lunghi processi di concertazione ed autorizzazione, sono stati messi in cantiere, romperebbe non solo il patto regolatorio sulla base del quale Terna, di concerto con l'Autorità, ha individuato gli interventi prioritari per il sistema, ma anche l'equilibrio che ha consentito a Terna di realizzare i benefici per gli utenti finali. La proposta del DCO cambierebbe in modo rilevante lo scenario di riferimento considerato in fase di definizione degli interventi, e avrebbe un impatto considerevole sui ricavi attesi riferibili a progetti di investimento su cui Terna ha già un impegno di realizzazione ed una conseguente esposizione finanziaria. In aggiunta, Terna non condivide di utilizzare, come riferimento per i costi a cui riconoscere l'extra-remunerazione, i costi approvati con delibera 40/2013. Si ritiene infatti opportuno considerare, quali stime di costo ai fini dell'applicazione dell'extra-remunerazione, le indicazioni di costo più aggiornate al momento della definizione del meccanismo di extra-remunerazione, ovvero la stima di costo inserita nell'ultimo

Piano di Sviluppo disponibile (e quindi per il 2016, come proposto per gli interventi I2, il PdS 2015), prevedendo una clausola di aggiornamento di tale stima di costo in funzione di fattori esogeni, quali prescrizioni autorizzative. Ovviamente è fatta salva la facoltà dell'Autorità di verificare tali stime di costo.

Infine, Terna ritiene necessario riferire il vincolo previsto dall'Autorità relativo all'autorizzazione alle opere piuttosto che agli interventi. Si ritiene, infatti, che siano meritevoli di incentivo tutte le opere per le quali siano stati contrattualizzati costi per un importo almeno pari al 25% dei costi stimati totali, rappresentando tali costi il reale impegno vincolante per Terna nei confronti dei fornitori. Si ritiene inoltre necessario garantire il riconoscimento dell'extra-remunerazione a tutte le opere per le quali si rispetti la data di entrata in esercizio, anche se successiva al 2019.

Con riferimento agli **interventi I2**, considerata la loro utilità per il sistema e, al contempo, la minore complessità di realizzazione rispetto agli interventi I3, non si condividono i criteri di eleggibilità per l'extra-remunerazione.

In particolare, si ritiene opportuno estendere al 2019 il termine per il completamento delle opere, rimuovere il vincolo relativo al livello minimo di contrattualizzazione e il vincolo relativo alla CBA 2.0 in considerazione dei seguenti aspetti:

- con riferimento al termine per l'applicabilità del meccanismo di incentivazione: le opere I2 presentano una complessità realizzativa inferiore rispetto alle opere I3, ma non per questo i tempi di realizzazione sono necessariamente più brevi. Tali opere insistono spesso su elementi di rete esistenti, da qui la necessità di svolgere alcune attività realizzative e di messa in servizio, nei soli periodi di indisponibilità degli elementi di rete su cui insistono. Tali indisponibilità devono essere programmate non soltanto in funzione dei tempi per la realizzazione degli investimenti, ma anche delle criticità di funzionamento del sistema allo scopo di tutelarne l'esercizio in sicurezza;
- con riferimento al vincolo del livello minimo di contrattualizzazione: per gli investimenti I2 caratterizzati da minore complessità realizzativa è spesso possibile attingere risorse da accordi quadro già stipulati, in modo da facilitare l'approvvigionamento di materiali e soluzioni standard;
- con riferimento alla CBA 2.0: non si ritiene possibile applicare tale metodologia agli investimenti I2 che entreranno in esercizio entro il 2019, anche in considerazione delle tempistiche per la definizione e implementazione di tale metodologia, la cui consultazione è ancora in corso. Pertanto, si ribadisce la proposta presentata in risposta al DCO 464: Terna può impegnarsi a proporre all'Autorità, entro un termine da definire a valle della

conclusione della consultazione della CBA 2.0, un elenco dei nuovi interventi a cui applicare tale nuova metodologia.

Si ritiene, inoltre, opportuno prevedere il riconoscimento dell'extra-remunerazione degli investimenti I2 per tutte le opere di connessione, realizzate in ottemperanza alle previsioni di legge, volte a favorire la connessione di nuovi impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili. Si ritiene, infatti, che, a maggior ragione per tali opere, non sia né opportuno né ragionevole prevedere i vincoli che l'Autorità dettaglia al punto 24.7 del DCO 544/2015, dovendo le stesse essere realizzate per obblighi di legge.

Per considerazioni analoghe, Terna non ritiene accettabile l'orientamento finale dell'Autorità relativo agli interventi per il Piano per la Sicurezza. Al riguardo, si conferma quanto già espresso in risposta al DCO 464/2015 in merito al fatto che tale Piano risponde ad una specifica previsione di legge (Legge 290/03), volta a favorire la realizzazione degli investimenti necessari per l'adeguamento e miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico, che risultano anche funzionali alla riduzione della vulnerabilità del sistema stesso. Si ritiene, dunque, inaccettabile l'eliminazione dell'extra-remunerazione per tali investimenti, realizzati da Terna in ottemperanza a obblighi di legge. Non si comprende, inoltre, la valutazione critica contenuta nel DCO in merito alla *“scarsa controllabilità (...) della dinamica di tali investimenti e della limitata trasparenza garantita fino ad oggi da parte del gestore del sistema di trasmissione”*. Terna, infatti, si è sempre resa disponibile a condividere le logiche di pianificazione del Piano per la Sicurezza.

Inoltre, il Piano di Sicurezza è approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico e il mancato riconoscimento del meccanismo di incentivazione potrebbe penalizzare investimenti ritenuti indispensabili per il mantenimento ed il miglioramento del controllo in sicurezza del sistema elettrico.

Alla luce di quanto sopra esposto, Terna ritiene che la proposta dell'Autorità debba contenere quantomeno le seguenti caratteristiche:

- per gli **investimenti I3**, un'extra remunerazione pari al 2% per 12 anni, da riconoscere sui costi indicati nell'ultimo Piano di Sviluppo disponibile, a condizione che le opere (e non gli interi interventi) siano autorizzati ed entrino in esercizio entro la data obiettivo anche se successiva al 31 dicembre 2019;
- per **gli investimenti I2**, un'extra remunerazione pari al 1,5% per 12 anni, estensione della proposta dell'Autorità a tutte le opere di connessione realizzate in ottemperanza a obblighi di legge, estensione del termine per il completamento delle opere al 31 dicembre 2019 e applicazione del meccanismo di extra-remunerazione, indipendentemente dai vincoli proposti nel DCO (CBA, 25% dei costi contrattualizzati, autorizzazione);

- per il **Piano per la Sicurezza**, mantenimento dell'attuale meccanismo di incentivazione.

Si rappresenta, inoltre, come le stime di costo riportate in tale tabella comprendano sia il costo stimato per l'intervento I3 sia il costo stimato per il connesso intervento I2. Pertanto, in fase di definizione del costo stimato di riferimento, si dovrebbe garantire coerenza tra il perimetro di interventi usato per il calcolo del costo stimato e quello usato per il calcolo del costo effettivo.

Infine, con riferimento alla metodologia CBA 2.0, si ritiene necessario ridefinire il termine per l'applicazione della nuova metodologia CBA agli investimenti del PdS – fissato, nel DCO 544/2015, al 30 giugno 2016 - anche in considerazione degli esiti della consultazione in corso (Appendice C del DCO 464/2015), la cui scadenza è stata posticipata al 30 gennaio 2016 e dei tempi necessari per la messa a punto della metodologia stessa.

Oltre al meccanismo di incentivazione sopra descritto, nel capitolo 25 del DCO 544/2015, l'Autorità propone uno schema regolatorio atto a promuovere l'efficienza nella realizzazione delle opere. Nello specifico, l'Autorità prevede di riconoscere, per gli interventi I3-NPR1 e I2-NPR1 e con due anni di time lag, un premio pari al 10-15% del risparmio di costo effettivo rispetto a quello stimato. Tale riconoscimento è vincolato al rispetto della data prevista di entrata in esercizio. Si valuta positivamente il fatto che l'Autorità abbia accolto l'esigenza di definire i costi stimati sulla base di valorizzazioni non già di costi standard ma di costi efficienti definiti sulla base di parametri standard. Altro aspetto positivo è che tale meccanismo incentivante consentirebbe di acquisire in anticipo rispetto all'introduzione di logiche Totex le prime informazioni sui risparmi ottenibili e sul costo dello sforzo necessario. Si ritiene, tuttavia, che il meccanismo d'incentivazione proposto non sia in grado di perseguire efficacemente lo scopo prefissato, ovvero incentivare correttamente Terna affinché produca il massimo sforzo di efficientamento degli investimenti. Infatti, la minimizzazione della spesa di investimento produce un costo (monetario – costi operativi – e non); se l'incentivo non è dimensionato adeguatamente, si rischia di produrre uno sforzo insufficiente. Per questo motivo, rendendosi necessaria una ripartizione di benefici, in logica win-win, si ritiene che si debba prevedere:

- un riconoscimento di almeno il 25% del risparmio ottenuto;
- che il riconoscimento sia ridotto – e non annullato - per gli investimenti entrati in esercizio poco dopo i tempi stabiliti.

Per quanto riguarda le modalità di fissazione del costo di riferimento per tale meccanismo di incentivazione, si ritiene che per coerenza debba essere lo stesso usato per l'applicazione dell'extra remunerazione.

Per quanto riguarda la possibilità di definire incentivi all'efficienza di realizzazione per investimenti non I2-NPR1 o I3-NPR1, da discutere nel secondo semestre del 2017, Terna si rende disponibile

ad effettuare i dovuti approfondimenti, al fine di affinare le caratteristiche dello schema incentivante e individuare gli interventi meritevoli di una regolazione *output based*.

Con riferimento a quanto rappresentato al capitolo 26 del DCO, relativamente agli strumenti propedeutici alla regolazione selettiva degli investimenti, Terna conferma la propria disponibilità a sperimentare la nuova metodologia CBA 2.0 su un perimetro di opere non in realizzazione e da definire nel corso del 2016, sulla base della rilevanza economica delle stesse e della pianificazione temporale definita nel Piano di Sviluppo 2016 in corso di redazione. Le modalità di applicazione della nuova metodologia CBA, a regime, andranno definite in ragione dei risultati di tale fase di sperimentazione. Per quanto attiene ai criteri di valorizzazione dell'incentivo, Terna condivide, in linea generale, che il meccanismo sia esclusivamente di natura premiante.

Per quanto riguarda i target di capacità, Terna conferma le proprie osservazioni, presentate in risposta al DCO 464/2015, relativamente all'importanza della congruità degli incentivi, al fine di allineare gli interessi del soggetto regolato agli interessi del sistema.

Con riferimento a quanto affermato dall'Autorità al punto 27.3 in merito alla modalità di valorizzazione dell'incentivo proposta da Terna, si rappresenta che il dimensionamento dell'incentivo dipende dalla quota che verrebbe riconosciuta a Terna, ovvero dal numero di anni per cui si preveda che Terna abbia diritto a ricevere un incentivo pari al prodotto tra il differenziale di prezzo storico e l'aumento di capacità realizzato. La proposta di Terna, in altri termini, non è di per sé funzionale ad individuare un dimensionamento assoluto dell'incentivo, quanto, piuttosto, relativo. Infatti, come già osservato in risposta al DCO 464/2015, fare riferimento al valore storico della rendita da congestione rischierebbe di dare un maggior incentivo a opere in realtà caratterizzate da un minor beneficio sistemico. Far riferimento al valore unitario della congestione pre-intervento meglio fotografa – per quanto in maniera imperfetta e comunque incompleta – il valore relativo degli interventi. Infatti, detta remunerazione corrisponde al valore che – assumendo che i mercati a monte ed a valle dell'intervento siano liquidi – potrebbe estrarre un operatore di mercato che, pre-intervento, comprasse a termine l'energia elettrica in una zona per rivenderla a termine nell'altra, assicurandosi di poter effettivamente trasportare l'energia grazie alla realizzazione dell'intervento. Del resto, Terna è ben consapevole che il valore per il sistema di un potenziamento di rete (tra zone) non si limita certo al solo differenziale di prezzo registrato nelle zone in MGP. Piuttosto, il beneficio prodotto comprende sia un aumento della concorrenza (e della sicurezza) nei mercati a pronti – e questo sia in MGP che in MSD – sia un aumento della concorrenza ed una riduzione di costi nei mercati a termine.

Superare, attraverso un aumento della capacità, la separazione zonale (o la frequenza della possibile separazione) consentirebbe infatti di:

- aumentare la concorrenza nei mercati a termine, quali ad esempio, il Capacity Market, con effetti in termini di riduzione di spesa;
- aumentare la liquidità del mercato a pronti – riducendo quindi la rischiosità dello stesso – con riduzione del rischio connesso alla realizzazione di nuovi investimenti sia nella generazione tradizionale ma anche e soprattutto in FER;
- allineare i prezzi pagati dai consumatori (il PUN) con quelli ricevuti dai generatori (prezzi zonali), favorendo quindi la negoziazione a termine tra domanda ed offerta.

Peraltro, la presenza di questi ulteriori benefici fa comprendere come difficilmente possa presentarsi un problema di eccessivo investimento nella capacità di trasporto tra zone, poiché, di norma, fermo restando la necessità di riconoscere costi efficienti definiti sulla base di parametri standard, il livello ottimo di investimento – purtroppo non sempre realizzabile - richiederebbe in teoria l'annullamento delle zone, mantenendo comunque l'esigenza di risolvere vincoli meno frequenti e/o più puntuali in MSD e/o attraverso i regimi delle unità essenziali.

Infine, per tutto ciò che attiene alla regolazione output based, Terna si riserva di formulare osservazioni più puntuali in occasione delle consultazioni che avverranno nel corso del 2016.

## Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione

### S21. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione.

Nel DCO 544/2015 l'Autorità conferma, con riferimento alla tariffa per il servizio di trasmissione, l'introduzione di una struttura binomia, con una componente in energia e una in potenza.

**Per la quota parte in potenza**, Terna aveva espresso la propria contrarietà alla modalità di calcolo proposta nel DCO 446/2015, in considerazione del fatto che la stessa non garantisce la sterilizzazione del rischio volume, che, ad avviso di Terna, è necessaria in considerazione del fatto che già la quota dei ricavi afferenti il CTR in energia sarebbe completamente esposta al rischio volume. Una delle modalità alternative di valorizzazione della quota in potenza proposte da Terna, consisteva in una maggiore sovrapposizione temporale tra l'intervallo di riferimento per il calcolo del driver e quello considerato ai fini dell'applicazione della componente tariffaria in potenza. Nel DCO 544/2015, l'Autorità afferma che le osservazioni formulate da Terna sono condivisibili e propone pertanto, ai punti 28.8 e 28.9, di calcolare il *driver* come la media delle potenze massime prelevate mensilmente – a livello di cabina primaria – negli ultimi dodici mesi disponibili, e di applicare la componente in potenza alla media tra il valore della potenza massima prelevata nel medesimo mese dell'anno precedente il valore della potenza massima prelevata nello stesso mese dell'anno corrente. Tale soluzione, come anche già rappresentato in risposta al DCO 464, non



sterilizzerebbe completamente il rischio volume, pur riducendolo rispetto alla proposta originaria dell'Autorità. Da stime preliminari, il rischio volume legato alla componente potenza, nelle ipotesi di calcolo del DCO, sarebbe comunque maggiore rispetto a quello attuale e dell'ordine di circa il 2% dei costi riconosciuti di Terna. Pertanto, come indicato in risposta allo spunto S10, e coerentemente con l'impostazione dell'Autorità che prevede che la quota in potenza sia immune da esposizione al volume, tale rischio dovrebbe essere mitigato tramite la modalità di calcolo alternativa del CTR potenza di seguito descritta oppure tramite meccanismi ad hoc quali un sistema di garanzia senza franchigia sulla quota di costi riconosciuti in potenza o con un adeguato incremento del beta riconosciuto in tariffa.

Per quanto riguarda la **quota in energia**, l'Autorità sembra confermare l'ipotesi del DCO 464 ovvero di parametrare tale quota in funzione delle quote di ricavo a copertura dell'extra-remunerazione e almeno al 20% dei costi operativi. Al riguardo, si confermano le osservazioni formulate da Terna in risposta al DCO 464/2015: tale scelta appare una ingiustificata penalizzazione retroattiva degli incentivi cui Terna ha già maturato diritto.

Si propone, pertanto, quanto segue:

- **Componente in potenza (CTR potenza):**
  - l'utilizzo, quale driver per il calcolo del CTR potenza, della potenza fisica installata nei punti di interconnessione con la RTN (ad. es. per le cabine primarie: la taglia dei trasformatori; per i punti di interconnessione con punti di misura in partenza di linea elettrica: la portata massima trasportabile dalle linee in base al livello di tensione);
  - l'applicazione del CTR potenza alla potenza installata nei punti di interconnessione RTN-rete di distribuzione come risultante nel mese di fatturazione.

Tale proposta, una volta concordate le regole di quantificazione della potenza installata, garantirebbe una sterilizzazione del rischio volume per la quota parte della componente in potenza in considerazione del fatto che la potenza installata è un driver più costante nel tempo a meno di significative modifiche impiantistiche (es. sostituzione dei trasformatori). Ove l'Autorità intendesse al contrario mantenere il driver attualmente proposto, andrebbe prevista o una totale sovrapposizione tra l'intervallo di riferimento per il calcolo del driver e quello considerato ai fini dell'applicazione della componente tariffaria in potenza o, alternativamente, un meccanismo di sterilizzazione del rischio volume che consenta di annullare gli effetti della mancata sovrapposizione temporale.

- **Componente in energia (CTR energia):** in continuità con l'attuale metodologia, determinare la quota dei ricavi da raccogliere attraverso la componente CTR energia in modo da limitare il rischio volume, a cui Terna risulterebbe esposta, a valori predefiniti



seppur superiori al livello attuale, prevedendo al contempo che un tale aumento dell'esposizione di Terna al rischio volume sia associato ad un adeguato aumento del livello del beta ed alla sterilizzazione del rischio volume sulla componente in potenza (come proposto da Terna nel precedente alinea). Al riguardo si propone la seguente ipotesi:

- ripartizione della quota in potenza e in energia pari all'85%-15% e definizione di una esposizione massima al rischio volume dei ricavi legati al CTR energia pari al 7% con una conseguente esposizione massima dei ricavi complessivi di Terna pari all'1%. L'incremento dell'esposizione al rischio volume al 1%, rispetto all'attuale livello dello 0,5%, dovrà essere associato ad un incremento del beta riconosciuto in tariffa, applicando una metodologia chiara, che tenga in considerazione gli impatti di tale proposta sulla rischiosità specifica dell'azienda.

Ferma restando la contrarietà di Terna all'esposizione al rischio di mancato utilizzo delle infrastrutture, si ribadisce quanto rappresentato in risposta al DCO 464. Inoltre, si rappresenta come la proposta dell'Autorità si fondi su un presupposto concettualmente non condivisibile, ovvero utilizzare l'esposizione al rischio volume di breve termine (sui ricavi tariffari) al fine di responsabilizzare Terna rispetto alle previsioni di energia di medio-lungo termine usate, nel PdS, per la valutazione dei diversi investimenti. Si tratta, infatti, di orizzonti temporali totalmente differenti: le decisioni d'investimento vengono prese con elevato anticipo rispetto alla realizzazione degli investimenti stessi, al contrario, la tariffa per il servizio di trasmissione è decisa con un anno di anticipo e l'energia considerata, definita dall'Autorità e non da Terna, è tutt'altra cosa rispetto a quella utilizzata negli scenari di piano.

In ogni caso, l'eventuale responsabilizzazione di Terna rispetto al rischio di mancato utilizzo delle infrastrutture non è condivisibile a maggior ragione nell'ottica di un sempre maggior coinvolgimento di tutti gli *stakeholders*, in primo luogo dell'Autorità, nei processi di definizione del PdS e quindi nelle scelte di investimento e in considerazione dei rischi connessi al fatto che, durante il periodo intercorrente tra la pianificazione e realizzazione dell'opera, possano ragionevolmente intervenire delle variazioni significative e non prevedibili negli scenari di pianificazione.

In aggiunta, si conferma di non condividere il principio per cui l'utilità di un'opera è rappresentata dall'energia che transita sulla rete, basti pensare ai seguenti esempi:

- la presenza di un'interconnessione tra due zone precedentemente non interconnesse, solo per il fatto di esistere, contribuisce ad aumentare la concorrenza e conseguentemente alla riduzione dei prezzi;

- gli interventi realizzati per migliorare la qualità del servizio, oppure per aumentare la sicurezza e la resilienza della rete stessa, i cui benefici non possono in alcun modo essere misurati dall'energia che transita sulla rete e che sono, tra l'altro, auspicati dall'Autorità stessa.

In conclusione, fermo restando le considerazioni appena formulate, si ritiene che la proposta dell'Autorità non risponda all'obiettivo che l'Autorità stessa si è posta, vale a dire *“incentivare una maggiore accuratezza nell'analisi degli scenari di domanda”*. Dunque, pur ribadendo con fermezza di non condividere la necessità di responsabilizzare il gestore rispetto al rischio volume di lungo termine, si prende atto della volontà dell'Autorità di procedere a responsabilizzare Terna per le previsioni di breve termine. Pertanto si propone di affidare a Terna il compito di definire l'energia da considerare per il calcolo della tariffa: solo in tal modo Terna potrebbe essere responsabilizzata rispetto alla previsione della domanda da Terna stessa formulata. Inoltre, in un'ottica di regolazione incentivante di tipo output-based, tale attività potrebbe essere legata alla definizione di un apposito meccanismo premi – penali.

Per quanto riguarda la responsabilizzazione al rischio volume di lungo termine, Terna si rende disponibile ad avviare una fattiva collaborazione, anche nell'ambito dello sviluppo della metodologia CBA 2.0, al fine di condividere i criteri di previsione al fine di migliorare l'accuratezza degli scenari usati per il PdS.

Per quanto riguarda la possibilità di prevedere dei menù regolatori che mettano in relazione il rischio volume e il beta, si rimanda alle osservazioni formulate in risposta allo spunto S10.

Con riferimento alle tempistiche di implementazione della tariffa binomia, si rappresenta l'esigenza di definire un periodo di transizione da individuare alla luce della modalità di calcolo del CTR potenza prescelta. In particolare:

- nell'ipotesi di calcolo del CTR potenza in funzione della potenza fisica installata dei trasformatori (es. taglia dei trasformatori), essendo una parte dei dati di potenza nella disponibilità delle sole imprese distributrici (potenza massima contrattuale prelevabile dai clienti, perizie asseverate dei produttori), si rendono necessari circa 2 mesi per la condivisione e definizione puntuale dei dati necessari alla determinazione del driver. Il periodo complessivo necessario per l'implementazione di tale proposta è stimabile in circa 4 mesi inclusivi dei tempi necessari per la realizzazione dei sistemi informativi a supporto;
- nell'ipotesi di calcolo del CTR potenza in funzione della potenza massima prelevata dalla RTN (come prospettato nel DCO 544/2015), come già evidenziato nella risposta di Terna al DCO 446/2015/R/eel, si fa presente che il meccanismo delineato dall'Autorità appare di attuazione e gestione particolarmente complessa in relazione alla decorrenza ipotizzata (1°

gennaio 2016). A tendere, le criticità individuate verranno meno con il cambio di responsabilità della misura prospettato nella consultazione, ma la gestione del transitorio non appare semplice. Al riguardo si segnala che, ai fini della determinazione del *driver*, a valle delle indicazioni fornite dall'Autorità, Terna ha richiesto a tutte le imprese distributrici di inviare, per ciascun punto di interconnessione con la RTN, le curve di misura quortorarie per gli ultimi 12 mesi disponibili. Tali informazioni saranno oggetto di elaborazione fuori linea da parte di Terna. Inoltre, con riferimento alla fatturazione mensile del corrispettivo, si segnala che la metodologia proposta comporta per Terna un consistente aggravio amministrativo in considerazione della necessità di gestire ed elaborare un numero maggiore di dati (rispetto ad oggi, il numero dei dati si incrementerebbe di un fattore pari a circa 2900 - numero dei quarti d'ora in un mese medio) e, conseguentemente, adeguare i relativi flussi informativi.

Al fine di rendere possibili le attività sopra descritte attraverso procedure robuste, strutturate ed automatizzate, Terna dovrà avviare e realizzare i necessari adeguamenti dei propri sistemi informativi. Si stima che tali sviluppi richiederanno circa 6 mesi.

## Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione

### S22. Osservazioni sui criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione.

Con riferimento all'ipotesi di introduzione di meccanismi di promozione delle aggregazioni, si ribadisce quanto rappresentato in risposta al DCO 335 circa l'esigenza di introdurre – anche per il settore della trasmissione – dei meccanismi di incentivazione alle aggregazioni, considerato che l'unificazione dei soggetti proprietari di asset RTN non si è ancora completata.

## Regolazione tariffaria del servizio di misura

### S23. Osservazioni sulle ipotesi per la regolazione del servizio di misura.

Nel richiamare integralmente le osservazioni effettuate da Terna in risposta al DCO 446/2015/R/eel, si riportano qui di seguito i commenti limitatamente agli aspetti di modifica contenuti nel presente DCO.

Con riferimento alla **responsabilità dell'attività di gestione delle misure** si ritiene che la stessa, nei casi in cui ciò sia previsto (punti di interconnessione tra RTN e rete di distribuzione e punti di prelievo di clienti finali connessi alla rete rilevante, oltre che per i punti di immissione su rete

rilevante), debba essere posta direttamente in capo a Terna in virtù del provvedimento dell'Autorità. Negli orientamenti finali, invece, si propone che tale responsabilità continui a permanere in capo alle imprese distributrici per lo meno, a quanto è dato comprendere, con riferimento ai clienti finali connessi alla rete AT non facente parte della rete di trasmissione nazionale. Tali imprese sarebbero poi tenute obbligatoriamente ad avvalersi di Terna per l'attività di gestione dei dati necessaria per l'espletamento del servizio nei confronti del cliente finale.

Al riguardo, si ritiene che tale forma di "avvalimento", sia pure obbligatorio, introduca una complessità in termini di rapporti nonché incertezze in merito al soggetto effettivamente responsabile dell'attività nei confronti dei terzi. Ad esempio in caso di errata rilevazione di un dato di misura o errata ricostruzione non risulterebbe più chiaro chi dovrebbe rispondere, tra Terna e il distributore, nei confronti del cliente finale.

Né si ritiene condivisibile l'esigenza, che sembrerebbe sottendere a tale modifica, di assicurare un'unica controparte al cliente, atteso comunque che il servizio di misura, ai sensi della regolazione vigente, è distinto in due attività separate, installazione e manutenzione dei misuratori da un lato e gestione dei dati di misura dall'altro, singolarmente remunerate, per le quali il cliente finale può ben avere due distinte controparti. In ogni caso, a voler perseguire tale esigenza, si potrebbe comunque attribuire a Terna la responsabilità dell'attività di gestione della misura per tutti i punti di prelievo connessi alla rete rilevante e contestualmente prevedere che il pagamento del servizio nella sua interezza venga effettuato unicamente nei confronti dell'impresa distributtrice che poi riconoscerebbe la parte di competenza a Terna analogamente a quanto già previsto dalla regolazione vigente con riferimento al servizio di trasporto.

Diversamente, ove fosse attribuita ai distributori la responsabilità della gestione della misura dei clienti finali connessi su rete AT non RTN, continuerebbe ad aversi un regime non univoco delle responsabilità; infatti, in tale scenario, Terna sarebbe da un lato responsabile dell'attività di gestione dei dati per tutti i punti di immissione su rete rilevante, mentre in relazione ai punti di prelievo, sarebbe responsabile dell'attività di gestione dei dati di misura per un sottoinsieme dei punti connessi alla rete rilevante rappresentato dai punti di prelievo connessi alla RTN. In tal modo, l'obiettivo di attribuire a Terna la piena responsabilità dei dati necessari alla stessa a ricostruire l'energia soggetta al pagamento del CTR e a esercire l'intera rete rilevante avendo la visibilità di tutti i punti di misura continuerebbe a non essere raggiunto. Alla luce di quanto sopra rappresentato, si ribadisce l'esigenza di attribuire a Terna la responsabilità della gestione dei dati di misura per tutta la rete rilevante, anche non RTN, fermo restando che Terna si avvale delle imprese distributrici ai fini della trasmissione dei dati di misura verso i venditori in modo da utilizzare i flussi informativi già esistenti.

Con riferimento alla ridefinizione dei **flussi informativi** dei dati di misura si condivide lo spunto del DCO 544/15 laddove si prevede che nel periodo transitorio, che viene concesso, debbano essere ridisegnati tutti i flussi di scambio dati tra Terna e le imprese distributrici. Con riferimento ai tempi nei quali Terna deve rendere disponibili le misure dalla medesima rilevate alle imprese distributrici territorialmente competenti, è condivisibile fissare delle scadenze ristrette per le sole misure orarie associate alle utenze passive. Tuttavia per permettere a Terna la corretta gestione della misura, incluse eventuali ricostruzioni delle misure mancanti, si ritiene che tali misure possano essere rese disponibili al distributore entro il quarto giorno lavorativo del mese M+1, ritenendo sufficiente, per i distributori, un giorno lavorativo per convogliare le misure già convalidate da Terna ai diversi utenti del trasporto e poter correttamente fatturare i corrispettivi di competenza.

Si ritiene, invece, che per quanto riguarda le tempistiche di messa a disposizione delle misure dei punti di interconnessione tra RTN e rete di distribuzione, le stesse dovranno essere oggetto della convenzione tra Terna e distributori per il pagamento del corrispettivo di trasporto CTR.

Infine, con riferimento ai flussi informativi relativi all'energia consumata, si ritiene che per esigenze di economicità, anche tali flussi nei confronti delle società di vendita possano "transitare" attraverso le imprese distributrici che già hanno implementato un flusso verso i venditori per la messa a disposizione dei dati di trasporto e per la conseguente fatturazione dei corrispettivi.

In relazione alla proposta che la **responsabilità dell'installazione e manutenzione dei misuratori** per le nuove utenze in prelievo sia posta in capo al gestore di rete al quale tali utenze risultano connesse andrebbe chiarito, nel provvedimento finale, che in tal caso si fa riferimento al gestore di rete sulla cui infrastruttura insiste il punto di connessione. Pertanto, nel caso di presenza di sbarra di distribuzione fra l'utente e Terna, l'attività rimarrebbe in capo all'impresa distributtrice proprietaria della sbarra, anche se l'utente risultasse direttamente connesso alla RTN ai fini della qualità del servizio.

In ogni caso, tale responsabilità dell'installazione e manutenzione dei misuratori nei nuovi punti di prelievo su RTN può essere assunta sempre che siano soddisfatte le seguenti condizioni:

- i relativi costi operativi sorgenti e gli investimenti trovino adeguata copertura tariffaria;
- in caso di sostituzione di misuratori esistenti, tale sostituzione sia motivata, economicamente efficiente e tecnicamente fattibile.

Con riferimento alla **responsabilità dell'installazione e manutenzione dei misuratori per i punti di misura di generazione**, Terna concorda con la proposta di modifica presentata nel DCO, volta a porre in capo ai produttori (in luogo dei gestori di rete) la responsabilità dell'attività di installazione e manutenzione per tutti i punti di misura di generazione afferenti a impianti connessi

a livelli di tensione diversi dalla BT. Tale previsione, infatti, elimina casistiche residuali (impianti inferiori a 20 kW su rete RTN).

Infine, con riferimento a quanto previsto al punto 35.22 del DCO 544/2015, si ritiene necessario che anche Terna venga coinvolta insieme alle imprese distributrici al fine di valutare l'onerosità e le tempistiche di implementazione delle proposte in merito al trattamento orario dei punti di prelievo dei punti di immissione afferenti gli impianti di produzione sotto i 55kW visto l'impatto sull'attività di aggregazione di Terna.

## **Modalità di rettifica dei dati finalizzati alla determinazione delle tariffe di riferimento**

S24. Osservazioni in merito all'ipotesi alternativa rispetto a quella prospettata nel paragrafo 37.8, di differire la data di entrata in vigore dei nuovi corrispettivi calcolati in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione 180/2013/R/EEL in attesa di una più generale revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza la cui analisi sarà condotta nel corso dell'anno 2016.

S25. Osservazioni sulle ipotesi relative alle tempistiche delle rettifiche di dati.

Nessuna osservazione.

## **Ulteriori aspetti**

Come rappresentato in risposta al DCO 464/2015, Terna si rende disponibile ad aprire un tavolo di confronto al fine di condividere potenziali nuovi progetti da sottoporre a schema incentivante. A titolo di esempio, si ritiene che, in un'ottica *output based*, potrebbe essere valutata l'introduzione di un incentivo alle attività di dispacciamento che sia basato non solo sulla stabilizzazione dei volumi rispetto ad un tetto massimo, ma anche sull'individuazione di progetti di riforma del mercato che hanno come obiettivo l'efficientamento dei costi per il sistema.

## **Conclusioni**

Alla luce di quanto sopra rappresentato, di seguito si sintetizzano i principali aspetti che si ritiene debbano essere previsti nella fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe per il servizio di trasmissione nel quinto periodo regolatorio:

- **gradualità** nell'evoluzione della regolazione verso la metodologia Totex, salvaguardando la stabilità della regolazione per gli investimenti che sono stati avviati sulla base dell'attuale framework regolatorio;
- riconoscimento di un'adeguata remunerazione delle **immobilizzazioni in corso** in considerazione delle analoghe esigenze di finanziamento rispetto agli investimenti già entrati in esercizio e dei limitati margini di manovra di Terna rispetto all'evoluzione dello stock LIC attuale, guidata in gran parte da progetti strategici;
- definizione di adeguati **meccanismi di raccordo/riconciliazione** tra il quarto periodo regolatorio e il NPR1 (es. remunerazione stock LIC 2014);
- definizione di modalità di calcolo della tariffa binomia così da sterilizzare il rischio volume connesso alla componente potenza e, congiuntamente, limitare l'esposizione al rischio volume alla sola componente energia entro valori predefiniti seppure superiori all'attuale. In particolare, in caso di sterilizzazione del rischio volume sulla componente in potenza (proposta Terna di calcolo del CTR potenza o meccanismo di garanzia ad-hoc) si potrebbe prevedere un'esposizione dei ricavi afferenti la componente energia tale da determinare un'esposizione complessiva al rischio volume non superiore all'1% dei ricavi, a condizione che tale aumento del rischio sia controbilanciato da un adeguato aumento del valore del beta unlevered;
- mantenimento dell'attuale meccanismo di sterilizzazione dell'effetto volume con riferimento ai ricavi derivanti dal **corrispettivo DIS**;
- **costi operativi**: definizione di meccanismi di adeguamento dei costi operativi riconosciuti in funzione dell'atteso trend crescente degli stessi e riconoscimento dei costi connessi ad oneri assicurativi e incentivi all'esodo;
- **vite utili**: approfondimento dei fondamenti empirici e/o teorici alla base della prospettata modifica delle vite utili degli asset, e – nelle more di tali approfondimenti – mantenimento delle vite utili attuali;
- **lag regolatorio**: riconoscimento di tutte le forme di ricavo, (remunerazione - base ed extra-remunerazione - del capitale investito ed ammortamento), per gli investimenti preconsuntivati e relativi all'anno t-1; in subordine andrebbe lasciato parte del WACC addizionale che si assume invece di rimuovere;
- **beta**: definizione di un beta unlevered "base" (in assenza di rischio volume) al fine di riflettere l'impatto sulla rischiosità specifica dell'azienda di tutte le modifiche regolatorie prospettate, ulteriori rispetto a quella relativa alla maggiore esposizione al rischio volume (es. introduzione dei Totex, mancato riconoscimento degli oneri assicurativi). Adeguata



calibrazione della relazione rischi-rendimenti ai fini della fissazione dell'incremento del beta unlevered dovuto all'eventuale maggiore esposizione al rischio volume;

- **gearing:** coerenza tra il livello di gearing e il parametro beta;
- **maggiore gradualità nel superamento dei meccanismi di incentivazione input-based:**
  - per gli **investimenti I3**, un'extra remunerazione pari al 2% per 12 anni, da riconoscere sui costi indicati nell'ultimo Piano di Sviluppo disponibile, per tutte le opere autorizzate e per le quali si rispetti la data di entrata in esercizio, anche se successiva al 2019;
  - per **gli investimenti I2**, un'extra remunerazione pari al 1,5% per 12 anni, estensione della proposta dell'Autorità a tutte le opere di connessione realizzate in ottemperanza a obblighi di legge, estensione del termine per il completamento delle opere al 31 dicembre 2019 e applicazione del meccanismo di extra-remunerazione, indipendentemente dai vincoli proposti nel DCO (CBA, 25% dei costi contrattualizzati, autorizzazione);
  - per **il Piano per la Sicurezza**, mantenimento dell'attuale meccanismo di incentivazione.
- **meccanismi di incentivazione all'efficienza:**
  - un riconoscimento di almeno il 25% del risparmio ottenuto;
  - che il riconoscimento sia ridotto – e non annullato - per gli investimenti entrati in esercizio poco dopo i tempi stabiliti;
- **responsabilità del servizio di misura:** attribuzione a Terna della responsabilità della rilevazione delle misure nei punti di interconnessione tra RTN e rete di distribuzione e nei punti di prelievo/immissione della rete rilevante.