

**REGOLAZIONE TARIFFARIA
PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO
DELL'ENERGIA ELETTRICA
PER IL SESTO PERIODO DI REGOLAZIONE 2024-2027 (6PRTE)
(RTTE 2024-2027)**

**ALLEGATO B
RELAZIONE TECNICA**

Allegato B

INDICE

1. Sintesi del procedimento	3
2. Struttura del documento	3
3. Disposizioni adottate in esito a procedimenti collegati.....	4
Tasso di remunerazione	4
Criteri di regolazione ROSS	5
Raccordo con i criteri ROSS per costi di capitale e costi operativi.....	6
4. Ricavi di riferimento per il servizio di trasmissione.....	7
Articolazione dei ricavi di riferimento	7
Criteri di determinazione dei costi di capitale	8
<i>Trattamento dei contributi afferenti a immobilizzazioni in corso o non realizzate..</i>	<i>8</i>
<i>Remunerazione delle immobilizzazioni in corso</i>	<i>8</i>
<i>Modalità di determinazione del deflatore degli investimenti fissi lordi.....</i>	<i>9</i>
Criteri di determinazione dei costi operativi in accordo con i criteri ROSS	10
<i>Modalità di determinazione dell'inflazione.....</i>	<i>11</i>
Criteri di incentivazione	11
5. Remunerazione dei titolari di reti di trasmissione diversi dal gestore del sistema di trasmissione.....	13
6. Ricavi di riferimento per il servizio di dispacciamento.....	14
Criteri di mitigazione del rischio volume	15
7. Tariffa corrisposta dalle imprese di distribuzione al gestore del sistema di trasmissione.....	15
Determinazione dei corrispettivi CTR _E e CTR _P	15
8. Tariffa corrisposta dai clienti finali alle imprese di distribuzione, a copertura dei costi per il servizio di trasmissione.....	17
9. Possibile attribuzione di corrispettivi tariffari ai produttori di energia elettrica	18
10. Corrispettivi per energia reattiva in alta e altissima tensione.....	18
Corrispettivi per scambi di energia reattiva verso la rete di trasmissione	18
Annullamento dei corrispettivi per immissioni di energia reattiva per effetto di adeguati dispositivi di compensazione per area omogenea	20
Attività di verifica e possibile aggiornamento dell'identificazione delle aree omogenee.....	20
Annullamento dei corrispettivi per controllo di tensione continuo sul nodo in alta tensione	21
Destinazione dei corrispettivi per energia reattiva	21
11. Approvazione delle tariffe e obblighi informativi	22
12. Meccanismi correttivi e di conguaglio dei ricavi	23
13. Razionalizzazione delle disposizioni regolatorie.....	24

Allegato B

1. Sintesi del procedimento

- 1.1 Con la deliberazione 166/2023/R/EEL l’Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2024-2027 (6PRTE), indicando una durata del periodo di regolazione pari a 4 anni (2024-2027) e prevedendo che:
- a) lo sviluppo del procedimento proceda in sinergia con i procedimenti in materia di regolazione ROSS avviati con deliberazioni 271/2021/R/COM e 527/2022/R/COM, rispettivamente per l’approccio ROSS-base e ROSS integrale;
 - b) nell’ambito del procedimento si declinino, per il servizio di trasmissione dell’energia elettrica, i criteri generali ROSS-base definiti dal TIROSS (Allegato A alla deliberazione 163/2023/R/COM) e, in un secondo momento, i criteri applicativi ROSS-integrale, anche attraverso eventuali sperimentazioni;
 - c) sia valutata l’opportunità di razionalizzare le diverse disposizioni riguardanti la regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione definite dal TIT 2020-2023 (Allegato A alla deliberazione 568/2019/R/EEL), dalla Regolazione *output-based* della trasmissione 2020-2023 (Allegato A alla deliberazione 567/2019/R/EEL), dalla deliberazione 250/04 e da altre deliberazioni attuative.
- 1.2 Con il documento per la consultazione (di seguito: DCO) 474/2023/R/EEL, l’Autorità ha illustrato i propri in materia di criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione e dispacciamento, inclusi i criteri di regolazione *output-based* e gli obblighi di qualità del servizio, e in materia di criteri per la determinazione dei corrispettivi tariffari a copertura dei costi di trasmissione e dispacciamento; le osservazioni pervenute in risposta al DCO sono state rese disponibili sul sito internet dell’Autorità.
- 1.3 Con la deliberazione 497/2023/R/COM l’Autorità ha quindi definito, tenendo conto degli esiti del DCO 381/2023/R/COM in materia di modalità applicative dei criteri ROSS-base, i criteri applicativi della regolazione ROSS-base per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura elettrica e di trasporto gas.

2. Struttura del documento

- 2.1 La presente Relazione Tecnica illustra le decisioni in materia di criteri di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione e dispacciamento dell’energia elettrica. I criteri di regolazione *output-based* e gli obblighi di qualità del servizio sono invece trattati in uno specifico provvedimento.
- 2.2 Con riferimento ai criteri di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione e dispacciamento dell’energia elettrica, sono riportate:

Allegato B

- a) le disposizioni dell’Autorità adottate in esito a procedimenti collegati al presente provvedimento (Capitolo 3) rilevanti ai fini della determinazione dei ricavi di riferimento per la determinazione delle tariffe di trasmissione e dispacciamento dell’energia elettrica (di seguito: ricavi di riferimento);
- b) gli orientamenti dell’Autorità presentati nel DCO 474/2023/R/GAS, suddivisi per argomento, le osservazioni pervenute e le decisioni finali dell’Autorità, (Capitoli da 4 a 13).

3. Disposizioni adottate in esito a procedimenti collegati

Tasso di remunerazione

- 3.1 Con la deliberazione 614/2021/R/COM, l’Autorità ha approvato il TIWACC 2022-2027 e definito i criteri per la determinazione e l’aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027. Per quanto riguarda i parametri specifici di ciascun servizio, ai sensi dell’articolo 7 del TIWACC:
 - a) il livello di *gearing* è aggiornato, di norma, in occasione della revisione tariffaria specifica di ciascun servizio regolato;
 - b) il coefficiente β^{asset} è aggiornato, di norma, in occasione della revisione tariffaria specifica di ciascun servizio regolato, fatto salvo quanto previsto al comma 9.1 della deliberazione 614/2021/R/COM ossia che, con successivo procedimento, l’Autorità provvederà a rivedere i criteri di aggiornamento di tale parametro per tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, che tale revisione sarà completata entro l’aggiornamento del WACC per il secondo sub-periodo (2025-2027), e che nell’ambito di tale procedimento saranno altresì definite le decorrenze applicative dei parametri β^{asset} .
- 3.2 L’Autorità non ha presentato, nell’ambito del procedimento del 6PRTE (cfr. in particolare punti 6.21 e 6.22 del DCO 474/2023/R/EEL), orientamenti per la revisione dei valori del *gearing* e del β^{asset} specifici per l’attività di trasmissione e dispacciamento, rimandando l’eventuale revisione del parametro β^{asset} agli approfondimenti in merito alla relativa differenziazione tra i vari servizi regolati a valere dal secondo sub-periodo della regolazione del WACC (2025-2027) e prospettando, nelle more, la possibilità di confermare per il 2024 i valori del β^{asset} previgenti.
- 3.3 Con la deliberazione 556/2023/R/COM l’Autorità ha:
 - a) aggiornato, per l’anno 2024, i valori dei parametri del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, in coerenza con le disposizioni dell’articolo 8 del TIWACC 2022-2027;
 - b) confermato, per l’anno 2024, i valori di β^{asset} e di *gearing* in vigore per l’anno 2023;
 - c) aggiornato, di conseguenza, i valori del WACC per l’anno 2024, determinando per il servizio di trasmissione e dispacciamento un WACC pari a 5,8% e per il servizio di misura dell’energia elettrica un WACC pari al 6,0%.

Allegato B

Criteri di regolazione ROSS

3.4 Con la deliberazione 163/2023/R/COM l’Autorità ha pubblicato il TIROSS, in vigore per il periodo 2024-2031. Con la successiva deliberazione 497/2023/R/COM sono stati definiti i criteri applicativi della regolazione ROSS-base per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura elettrica e di trasporto gas, apportando inoltre modifiche e integrazioni al TIROSS. In particolare, con tali deliberazioni sono state adottate le seguenti disposizioni (di seguito richiamate anche come: criteri ROSS) rilevanti ai fini della determinazione dei ricavi a copertura dei costi del servizio di trasmissione e dispacciamento dell’energia elettrica:

- a) conferma del principio di *tariff decoupling* tra ricavi rilevanti per la determinazione delle tariffe e ricavo ammesso del gestore;
- b) definizione dell’ambito di applicazione dei criteri ROSS, prevedendo di escludere dai meccanismi di regolazione del TIROSS incentivi *input-based* e *output-based* e i ricavi netti derivanti dall’utilizzo dell’infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico;
- c) definizione della *baseline* dei costi operativi, prevedendo di utilizzare i costi operativi effettivi 2022 per la definizione della *baseline* di costo operativo per ciascun servizio e di escludere i costi incomprimibili (c.d. “*on top*”);
- d) trattamento delle efficienze realizzate nel corso del 5PRTE, prevedendone una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese e un graduale riassorbimento nel corso del 6PRTE;
- e) aggiornamento della *baseline* dei costi operativi, con particolare riferimento alla fissazione del parametro *X-factor* per l’opzione ad alto potenziale di incentivazione, e alle modalità di attivazione dei parametri *Y-factor* e *Z-factor*, prevedendo che quest’ultimo possa essere attivato *ex ante* su istanza dell’impresa e modificato in corso di periodo;
- f) determinazione delle immobilizzazioni riconosciute ai fini tariffari relative a cespiti in esercizio fino alla data di *cut-off* (2023), prevedendone il riconoscimento in continuità di criteri;
- g) gestione delle dismissioni relative ai cespiti entrati in esercizio dopo la data di *cut-off*, prevedendo che siano gestite puntualmente, per cespiti e per anno di entrata in esercizio;
- h) trattamento delle immobilizzazioni in corso, disponendo, in discontinuità con il precedente periodo di regolazione, che siano rivalutate ai fini del calcolo della relativa remunerazione e siano remunerate a un tasso pari al WACC con D/E pari a 4 per un periodo pari a 4 anni, o fino a 6 anni per interventi con spese di investimento superiori a 1 miliardo di euro e tempo di costruzione stimato *ex ante* superiore a quattro anni;
- i) conferma del capitale circolante netto, determinato in via parametrica, pari allo 0,1% dell’attivo immobilizzato netto;
- j) modalità di determinazione del tasso di capitalizzazione per gli anni 2024 e 2025, sulla base della media dei tassi di capitalizzazione effettivi per gli anni

Allegato B

2021-2022 e stimati per gli anni 2023-2025, calcolati come rapporto tra la spesa di capitale sostenuta nell'anno, inclusiva delle immobilizzazioni in corso, e la spesa totale sostenuta nel medesimo anno (pari alla somma della spesa di capitale e dei costi operativi effettivi riconoscibili ai fini tariffari);

- k) trattamento degli ammortamenti, confermando l'allineamento del *lag* regolatorio degli ammortamenti a quello della remunerazione del capitale ($t-1$) e le vite utili comuni a tutti i servizi infrastrutturali di cui al TIROSS, e delle dismissioni, prevedendo:
 - i. per l'anno 2024, di considerare le dismissioni fino all'anno 2022, in continuità di criteri del 5PR;
 - ii. dall'anno 2025, di considerare sia le dismissioni dell'anno $t-2$ sia le dismissioni dell'anno $t-1$, queste ultime con riferimento ai soli incrementi patrimoniali riconosciuti con *lag* regolatorio di un anno;
- l) modalità di gestione degli scostamenti derivanti dal *tariff decoupling*, prevedendo che siano determinati nell'anno $t+1$, in sede di approvazione delle proposte tariffarie per l'anno $t+2$, e conguagliati tramite Cassa;
- m) modalità di rivalutazione dei costi di capitale con il deflatore degli investimenti fissi lordi fino all'anno $t-1$ e, in sede di prima applicazione, considerando anche la dinamica del deflatore realizzatasi negli ultimi 3 trimestri del 2022 non inclusi ai fini della quantificazione del ricavo ammesso dell'anno 2023 (c.d. raccordo).

3.5 Nella deliberazione 497/2023/R/COM l'Autorità ha disposto ulteriori misure specifiche di raccordo per le determinazioni tariffarie relative all'anno 2024, primo anno di applicazione dei criteri del TIROSS.

Raccordo con i criteri ROSS per costi di capitale e costi operativi

3.6 Nel DCO 474/2023/R/EEL l'Autorità ha delineato le esigenze di raccordo con i criteri ROSS. Con la deliberazione 497/2023/R/COM l'Autorità ha previsto per il 6PRTE che:

- a) le componenti di costo riconosciuto siano determinate in funzione di una *baseline* di spesa totale definita secondo i criteri di regolazione ROSS, nell'ambito della quale la *baseline* dei costi operativi è determinata in funzione dei costi dell'anno base (2022) e poi aggiornata *ex post*, mentre la *baseline* di spesa di capitale è determinata *ex post* ed è pari alla spesa di capitale effettiva;
- b) il valore dei costi di capitale degli investimenti sostenuti fino al 31 dicembre 2023 (c.d. *legacy*), anche tenuto conto di quanto previsto ai sensi dell'articolo 11 della deliberazione 497/2023/R/COM, sia determinato sulla base dei previgenti criteri, quindi:
 - i. gestendo puntualmente, per cespite e per anno di entrata in esercizio, l'evoluzione del capitale investito netto entrato in esercizio dal 2004, tenendo conto della variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, dell'incremento del fondo di ammortamento sulla base delle

Allegato B

durate convenzionali e delle eventuali alienazioni e dismissioni e delle altre poste rettificative;

- ii. confermando la trattazione parametrica del capitale investito precedente al 2004 e derivante da acquisizioni di *asset* (inclusi gli *asset* acquisiti dalla società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A. ai sensi della deliberazione 517/2015/R/EEL);
- c) sia allineato il *lag* temporale di tutte le spese di capitale all'anno $t-1$, uniformando quindi il *lag* temporale di riconoscimento degli ammortamenti e delle dismissioni (attualmente a $t-2$) a quello della remunerazione del capitale.

4. Ricavi di riferimento per il servizio di trasmissione

- 4.1 In via preliminare, si rappresenta che i criteri di determinazione dei ricavi a copertura dei costi di capitale e operativi relativi al servizio di trasmissione dell'energia elettrica sono anche applicati in relazione ai costi:
 - a) degli interventi del programma per la sicurezza di cui all'articolo 1 *quinquies*, comma 9, della legge 290/03 (c.d. Piano di difesa);
 - b) dell'attività di misura, per le funzioni attribuite al gestore del sistema di trasmissione ai sensi del TIME, fatte salve le specificità relative al tasso di remunerazione e alle categorie di cespite.
- 4.2 I costi delle attività di cui al precedente punto sono ricompresi nell'ambito della tariffa per il servizio di trasmissione.

Articolazione dei ricavi di riferimento

- 4.3 L'Autorità, nel DCO 474/2023/R/EEL, ha consultato l'orientamento di confermare la previgente articolazione dei ricavi di riferimento per il servizio di trasmissione.
- 4.4 In risposta alla consultazione non sono state formulate osservazioni su questo aspetto. Pertanto, l'Autorità ritiene opportuno confermare l'orientamento proposto, prevedendo che i ricavi di riferimento del servizio di trasmissione, inclusivi dei costi relativi al programma per la sicurezza e dei costi relativi all'attività di misura a livello della rete di trasmissione, siano articolati nelle seguenti quote di ricavo a copertura:
 - a) della remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori;
 - b) dei meccanismi di incentivazione relativi a precedenti disposizioni regolatorie;
 - c) degli ammortamenti economico – tecnici;
 - d) dei costi operativi (c.d. *baseline* dei costi operativi);
 - e) degli ulteriori oneri riconosciuti, quali: *fee* di partecipazione ad attività internazionali di natura obbligatoria (ad esclusione dei relativi costi del personale) e oneri derivanti a Terna dall'adesione al meccanismo ITC.

Allegato B

4.5 Dai ricavi di riferimento è sottratta la quota parte di ricavi netti derivanti dallo sfruttamento di infrastrutture esistenti per ulteriori finalità che il gestore, in applicazione del meccanismo di simmetrica ripartizione tra clienti finali e gestore dei ricavi netti derivanti dallo sfruttamento di infrastrutture esistenti per ulteriori finalità (cfr. in particolare punto 4.27), è tenuto a restituire al sistema.

Criteria di determinazione dei costi di capitale

4.6 Con riferimento ai costi di capitale, nell'ambito del DCO 474/2023/R/EEL l'Autorità ha presentato i seguenti orientamenti:

- a) confermare la previsione a copertura del *lag* regolatorio per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011 ed entro il 31 dicembre 2014, secondo cui il valore del tasso di remunerazione è incrementato dell'1%;
- b) confermare nella sostanza, sia con riferimento agli incrementi patrimoniali sostenuti fino all'anno 2023 sia ai fini della ripartizione della componente *slow money* a decorrere dal 2024, la durata convenzionale tariffaria dei cespiti vigente nel 5PRTE, ma prospettando:
 - i. un accorpamento, in ottica di semplificazione, di alcune categorie di cespiti, mantenendo inalterate le vite utili regolatorie;
 - ii. l'introduzione di uno specifico cespiti per le spese preliminari di sviluppo intervento, dando seguito alle previsioni di cui alla deliberazione 15/2023/R/EEL.

Trattamento dei contributi afferenti a immobilizzazioni in corso o non realizzate

4.7 Dai dati e dalle informazioni rilevanti per la determinazione delle tariffe di trasmissione 2024 trasmessi dal gestore del sistema di trasmissione è emersa l'opportunità di prevedere uno specifico trattamento tariffario per i contributi già percepiti afferenti a immobilizzazioni in corso o non ancora realizzate. La mancata considerazione di tali partite economiche come posta rettificativa del capitale, infatti, lascerebbe temporaneamente al gestore una fonte di finanziamento non onerosa utilizzabile per finanziare le proprie immobilizzazioni (complessivamente intese), su cui il gestore riceve comunque una remunerazione.

4.8 L'Autorità ritiene che tali contributi debbano comunque essere dedotti dalle immobilizzazioni riconosciute ai fini tariffari e, tenendo conto del criterio di remunerazione delle immobilizzazioni in corso di cui all'articolo 12 della deliberazione 497/2023/R/COM, ritiene opportuno che siano dedotti dall'ammontare di immobilizzazioni in corso ammesse alla remunerazione tariffaria, fino all'entrata in esercizio degli *asset* per i quali i contributi sono stati ottenuti e al conseguente trattamento del contributo come posta rettificativa del capitale netto in esercizio e degli ammortamenti riconosciuti.

Remunerazione delle immobilizzazioni in corso

4.9 Il gestore del sistema di trasmissione ha richiesto di chiarire le modalità con cui sarebbe riconosciuto, al momento della relativa entrata in esercizio, il valore degli incrementi patrimoniali il cui valore delle immobilizzazioni in corso sia stato

Allegato B

rivalutato negli anni precedenti l'entrata in esercizio. A tal proposito si specifica che la rivalutazione delle immobilizzazioni in corso non fa venire meno il principio di iscrizione dell'incremento patrimoniale al valore del costo di prima iscrizione a bilancio.

- 4.10 Con riferimento agli anni di mancata remunerazione delle immobilizzazioni in corso nei livelli tariffari, è invece confermato il principio secondo cui, al momento dell'entrata in esercizio, è consentito aumentare il valore immobilizzato riconosciuto tariffariamente di un importo pari agli oneri finanziari effettivamente capitalizzati relativi ai suddetti investimenti, nei limiti del tasso di remunerazione riconosciuto per le immobilizzazioni in corso.

Modalità di determinazione del deflatore degli investimenti fissi lordi

- 4.11 In relazione alla rivalutazione annuale del capitale investito riconosciuto ai fini della determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture o dei ricavi rilevanti per la loro determinazione, i criteri del TIROSS, come aggiornati dalla deliberazione 497/2023/R/COM, prevedono l'utilizzo *ex ante* di un tasso medio di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi sulla base dei valori del deflatore del medesimo anno *t-1* più aggiornati a disposizione, stimando eventuali valori mancanti (articolo 16, comma 3).
- 4.12 Con riferimento a tale stima, in un'ottica di trasparenza e al fine di limitarne quanto più possibile la discrezionalità nel calcolo della variazione *ex ante* ogniqualvolta i dati di un intero anno non siano disponibili, l'Autorità intende fare riferimento alle più recenti stime elaborate dalla Ragioneria dello Stato e dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF) in uno dei seguenti documenti:
- Documento Programmatico di Bilancio (DPB), pubblicato con cadenza annuale entro il 15 ottobre, come eventualmente aggiornato nella Nota di aggiornamento;
 - Documento di Economia e Finanza (DEF), pubblicato con cadenza annuale, poi presentato alle Camere entro il 10 aprile di ciascun anno, come eventualmente aggiornato nella Nota di aggiornamento.
- 4.13 Sulla base dei criteri di cui alla deliberazione 497/2023/R/COM e di quanto sopra evidenziato, ai fini della determinazione tariffaria per l'anno 2024 la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi è fissata pari al 5,9%, ed è determinata seguendo un approccio a due stadi, considerando:
- eccezionalmente per l'anno 2024 in ragione del mutato riferimento dei trimestri su cui si effettua il calcolo, anche la dinamica del deflatore realizzatasi negli ultimi tre trimestri dell'anno 2022 non inclusi ai fini della quantificazione del ricavo ammesso dell'anno 2023 (c.d. raccordo); il raccordo è pari a 4,2%, ed è determinato sulla base del rapporto tra il valore del deflatore nel quarto trimestre 2022 secondo dati più aggiornati pubblicati da Istat, e il valore del deflatore nel primo trimestre 2022 come considerato nella precedente approvazione tariffaria (2023); ciò anche al fine di tenere conto di una revisione particolarmente significativa ed eccezionale da parte di Istat degli indici di deflazione relativi al periodo 2020-2022

Allegato B

precedentemente pubblicati; trattandosi di una misura straordinaria *una tantum*, il valore del raccordo definito in sede di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture 2024 non sarà oggetto di successive modifiche *ex post*;

- b) una variazione del deflatore nel 2023 rispetto al 2022 pari a 1,6%, secondo i dati previsivi riportati nel DPB 2024 pubblicato il 16 ottobre 2023; ai sensi dei criteri ROSS, tale componente sarà oggetto di rideterminazione *ex post*, in sede di determinazione del vincolo ai ricavi ammessi, secondo il valore determinato con provvedimento dell'Autorità sulla base dei dati di consuntivo più aggiornati a disposizione.

Criteri di determinazione dei costi operativi in accordo con i criteri ROSS

- 4.14 Con riferimento alla *baseline* dei costi operativi, i criteri ROSS prevedono di considerare i costi operativi effettivamente sostenuti dal gestore del sistema di trasmissione nell'anno 2022 (escludendo le voci di costo operativo generalmente non ammesse al riconoscimento tariffario) e uno *sharing* delle maggiori/minori efficienze realizzate nel corso del 5PRT.
- 4.15 Inoltre, nell'ambito del DCO 474/2023/R/EEL, l'Autorità ha confermato l'orientamento di riconoscere i costi operativi incomprimibili relativi alle attività di trasmissione e dispacciamento (quali *fee* di partecipazione ad attività internazionali di natura obbligatoria o costi di specifici progetti e attività svolte dal gestore del sistema di trasmissione ai fini del dispacciamento) come voci "*on top*" rispetto alla *baseline* di costo operativo. L'Autorità ha proposto in particolare che tali oneri siano riconosciuti a Terna a valere sulle tariffe di trasmissione, sulla base delle previsioni di spesa fornite dal gestore e prevedendo appositi meccanismi di conguaglio rispetto alla spesa effettiva.
- 4.16 La successiva deliberazione 497/2023/R/COM ha confermato l'esclusione di tali costi dalla base di costo operativo rilevante ai fini dell'individuazione della *baseline* dei costi efficientabili ai sensi dei criteri ROSS e il relativo riconoscimento come voci di costo "*on top*" alla *baseline* di spesa operativa.
- 4.17 In risposta alla consultazione non sono state formulate osservazioni su questo aspetto. Pertanto, l'Autorità ritiene opportuno confermare l'orientamento proposto.
- 4.18 Ai fini della determinazione della *baseline* dei costi operativi, si considera inoltre il costo operativo riconducibile agli *asset* acquisiti dalla società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A., pari a 42 milioni di euro, riconosciuto ai sensi della deliberazione 517/2015/R/EEL e aggiornato fino all'anno tariffario 2027 per tener conto dell'inflazione e di un *X-factor* pari a 4,8%.
- 4.19 Con riferimento ai costi operativi si confermano, inoltre, le previgenti disposizioni in materia di ammissibilità dei costi relativi all'incentivazione all'esodo dei dipendenti, riconoscendo una quota, di natura ricorrente, in misura pari al contributo versato all'INPS per il pagamento della pensione anticipata, come previsto da norme di legge, e ad una quota, pari al 70%, del costo annuale

Allegato B

dell'incentivo derivante dall'utilizzo del fondo accantonato dal gestore. Al riguardo, si conferma una copertura parziale in quanto, trattandosi di una partita che deriva dalla contrattazione tra impresa e singolo dipendente, una copertura integrale potrebbe ridurre l'incentivo dell'impresa a contenerne il costo.

Modalità di determinazione dell'inflazione

- 4.20 In relazione al trattamento dell'inflazione per l'aggiornamento dei costi operativi, il TIROSS, come modificato con la deliberazione 497/2023/R/COM, prevede che:
- la *baseline ex ante* sia aggiornata in via provvisoria utilizzando le aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia rese disponibili dalla Banca d'Italia per l'anno t (articolo 35, comma 2);
 - la *baseline ex post* sia aggiornata sulla base dell'inflazione effettiva dell'anno t , considerando il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo dall'anno $t-1$ all'anno t (articolo 36, comma 1);
 - i valori del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati siano uguali per tutti i servizi e fissati annualmente, ai fini dell'aggiornamento *ex post* della *baseline* di spesa operativa con deliberazione dell'Autorità, una volta disponibili i dati sui prezzi al consumo di dicembre dell'anno t (articolo 36, comma 2).
- 4.21 Ai fini dell'aggiornamento della *baseline ex ante*, nei casi in cui non risultino disponibili i dati di inflazione effettiva relativi all'intero anno $t-1$, l'Autorità intende fare riferimento all'ultima previsione disponibile al momento della determinazione tariffaria del Bollettino Economico della Banca d'Italia, in coerenza con le stime utilizzate per la previsione dell'anno t , o in alternativa, qualora risultino più aggiornate alle previsioni riportate nelle Proiezioni macroeconomiche per l'economia italiana, pubblicate dalla stessa Banca d'Italia.
- 4.22 Alla luce di quanto sopra illustrato, ai fini delle determinazioni tariffarie relative all'anno 2024 si intende utilizzare la variazione del tasso di inflazione riportata nelle Proiezioni macroeconomiche per l'economia italiana della Banca d'Italia pubblicate il 15 dicembre 2023, pari a 6,0% per l'anno 2023 e pari a 1,9% per l'anno 2024.
- 4.23 Con particolar riferimento alla determinazione della *baseline* a copertura del costo operativo riconducibile agli *asset* acquisiti dalla società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A., al fine di esprimere anche tali costi a prezzi effettivi 2024, si ritiene opportuno adottare uno specifico meccanismo di raccordo, analogo a quello di cui all'articolo 42 della deliberazione 497/2023/R/COM per il deflatore, che consideri, oltre all'inflazione del 2023 e del 2024 di cui sopra, anche l'inflazione relativa ai mesi del 2022 (giugno-dicembre 2022) non intercettata nell'aggiornamento tariffario del 2023; il livello di tale raccordo per l'inflazione risulta pari al 6,9%.

Criteri di incentivazione

- 4.24 Nel DCO 474/2023/R/EEL l'Autorità ha proposto:

Allegato B

- a) la conferma del riconoscimento, agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione già incentivati (precedentemente all'anno 2020), di una maggiorazione del tasso di remunerazione (incentivazione *input-based*) vigente nel periodo di regolazione in cui tali investimenti sono stati realizzati;
 - b) la conferma del meccanismo di simmetrica ripartizione tra clienti finali e gestore dei ricavi netti derivanti dallo sfruttamento di infrastrutture esistenti per ulteriori finalità, prevedendo inoltre che tale meccanismo possa essere applicato anche con riferimento a servizi offerti dal gestore del sistema di trasmissione ad altri operatori di rete del settore elettrico in grado di conseguire efficienze complessive nell'erogazione dei servizi regolati, a condizione che:
 - i. ciò sia compatibile con il mantenimento degli standard di qualità e sicurezza del servizio di trasmissione;
 - ii. dall'offerta dei suddetti servizi non derivino oneri impropri aggiuntivi per i servizi regolati (quali costi operativi incrementali o altre voci di costo, es. minusvalenze collegate alla dismissione anticipate di cespiti).
- 4.25 Con riferimento al punto b), l'Autorità ha chiarito che, ai fini della gestione del meccanismo di incentivazione:
- a) il gestore del sistema di trasmissione debba rendicontare, in sede di attestazione dei ricavi, i ricavi complessivamente conseguiti dall'offerta di servizi ulteriori ed eventuali costi direttamente riconducibili a tali servizi, individuando i ricavi netti da trattenere a titolo di incentivo e quelli da restituire al sistema;
 - b) l'offerta di tali servizi sia soggetta ad approvazione da parte dell'Autorità, in esito ad una apposita istanza presentata dal gestore del servizio di trasmissione nell'ambito della proposta tariffaria o, in prima applicazione, entro 60 giorni dall'approvazione dei criteri di regolazione tariffaria.
- 4.26 In risposta alla consultazione, il gestore del sistema di trasmissione ritiene condivisibile la conferma del meccanismo di simmetrica ripartizione tra clienti finali e impresa dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per ulteriori finalità. Al riguardo, tuttavia, ha manifestato l'opportunità:
- a) di poter considerare, a detrazione dei ricavi netti da assoggettare al meccanismo di *sharing*, le eventuali minusvalenze collegate alla dismissione anticipata di *asset* per tali finalità;
 - b) che la restituzione dei ricavi avvenga nell'ambito dei meccanismi di conguaglio legati al *tariff decoupling* tra gettito tariffario e ricavo ammesso di cui al ROSS.
- 4.27 L'Autorità ritiene opportuno confermare, nella sostanza, quanto consultato nel DCO 474/2023/R/EEL. Tuttavia, con particolare riferimento al meccanismo di simmetrica ripartizione tra clienti finali e impresa dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per ulteriori finalità, anche al fine di evitare discontinuità tariffarie rispetto al 5PRTE, si ritiene opportuno prevedere

Allegato B

che i ricavi non trattenuti siano considerati in riduzione dei ricavi di riferimento per le tariffe di trasmissione. Inoltre, ai fini della determinazione dei ricavi netti da sottoporre a *sharing*, si ritiene opportuno che il gestore consideri tutte le voci di costo direttamente riconducibili all'erogazione di tali servizi, dandone opportuna evidenza nell'ambito delle proposte tariffarie e delle attestazioni dei ricavi.

- 4.28 L'incentivazione all'ottenimento dei contributi, configurandosi nelle proposte delineate nel DCO 474/2023/R/EEL come incentivazione riconosciuta al di fuori dei meccanismi tariffari, seppur determinata in misura pari a quote di ammortamento del contributo, è trattata nell'ambito della regolazione *output-based*.

5. Remunerazione dei titolari di reti di trasmissione diversi dal gestore del sistema di trasmissione

- 5.1 In sede di avvio di procedimento con deliberazione 166/2023/R/EEL, l'Autorità ha previsto di valutare per il 6PRTE l'aggiornamento della remunerazione dei titolari terzi della RTN.
- 5.2 Nel DCO 474/2023/R/EEL l'Autorità ha prospettato di:
- a) confermare il criterio di remunerazione dell'unico titolare terzo di RTN oggi esistente - diverso dalle società del gruppo Terna e dalle società costituite per la realizzazione di *interconnector* ai sensi dell'articolo 32 della legge 23 luglio 2009, n. 99, che prevede un canone annuo fisso¹ corrisposto al titolare (da GRTN, poi Terna) fino alla scadenza dei venti anni dall'accettazione definitiva dell'*asset* in esito alla procedura di confronto concorrenziale;
 - b) semplificare le disposizioni di cui all'articolo 20 del TIT 2020-2023, superando l'articolazione dei corrispettivi unitari di capacità *pro forma* necessari a individuare i costi di esclusiva competenza del gestore del sistema di trasmissione (quali: *CTR^{ITC}*, *CTR^{MIS}*, *CTR^{PdD}*, e *CTR^{Premium}*);
 - c) superare l'applicazione dei parametri *fi* di cui alla deliberazione 13 dicembre 2021, 304/01, che di fatto hanno già perso efficacia a seguito delle recenti acquisizioni di porzioni RTN.
- 5.3 In risposta alla consultazione non sono state formulate osservazioni su questo aspetto.
- 5.4 Al riguardo, l'Autorità ritiene opportuno valutare eventuali ulteriori azioni di supporto alla completa unificazione della RTN. Nelle more della cessione a Terna dell'*asset* dell'unico titolare terzo esistente, in caso di valore residuo (determinato sulla base dei criteri di regolazione tariffaria) di tale *asset* al termine dei 20 anni dalla sua accettazione definitiva da parte del gestore, al fine di garantire

¹ Canone annuo fisso determinato in esito alla Procedura di Confronto Concorrenziale, a remunerazione delle attività e degli investimenti correlati all'*asset*.

Allegato B

un'adeguata remunerazione dell'attività del titolare terzo di RTN (ai sensi dell'articolo 3, comma 8, del decreto legislativo 79/99), l'Autorità ritiene che il gestore del sistema di trasmissione possa riconoscere al titolare terzo un canone annuale, da intendersi a copertura dei costi efficienti delle attività di esercizio e di manutenzione degli impianti, commisurato alla sola remunerazione del capitale investito netto residuo determinato sulla base del criterio del costo storico rivalutato.

6. Ricavi di riferimento per il servizio di dispacciamento

- 6.1 Nel DCO 474/2023/R/EEL l'Autorità ha proposto di confermare per il 6PRTE l'articolazione dei ricavi di riferimento a copertura dei costi di funzionamento di Terna per lo svolgimento del servizio di dispacciamento, in quote di ricavo a copertura di remunerazione del capitale investito netto riconosciuto, ammortamenti economico – tecnici e costi operativi (c.d. *baseline* dei costi operativi).
- 6.2 I costi (di capitale e operativi) di funzionamento di Terna per lo svolgimento del servizio di dispacciamento troverebbero riconoscimento secondo i medesimi criteri di riconoscimento dei costi relativi al servizio di trasmissione, fatto salvo quanto di seguito specificato.
- 6.3 La quota-parte di capitale investito corrispondente agli oneri di acquisizione da parte di Terna del ramo d'azienda della società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A., riconducibile al cespite Concessione, non è soggetta a rivalutazione attraverso il deflatore degli investimenti fissi lordi.
- 6.4 Per quanto riguarda la durata convenzionale tariffaria dei cespiti, l'Autorità ne ha proposto la sostanziale conferma, pur accorpendo alcune categorie di cespiti in un'ottica di semplificazione.
- 6.5 Per quanto riguarda i costi c.d. incomprimibili, l'Autorità ha proposto di procedere in continuità con i criteri di regolazione vigenti, prevedendo che tali oneri siano riconosciuti al gestore per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento, sulla base delle previsioni di spesa fornite dal gestore, e prevedendo appositi meccanismi di conguaglio rispetto alla spesa effettiva. Tali costi, analogamente a quelli riconosciuti per il servizio di trasmissione, sarebbero dunque esclusi dai costi efficientabili soggetti all'applicazione dei criteri ROSS.
- 6.6 L'Autorità ha infine prospettato di prevedere che i costi di funzionamento di Terna per lo svolgimento del servizio di dispacciamento continuino ad essere allocati agli utenti attraverso la componente tariffaria *DIS* di cui all'articolo 46 della deliberazione 111/06.
- 6.7 In risposta alla consultazione non sono state formulate osservazioni su questi aspetti. Pertanto, l'Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti proposti. Sul tema, si rimanda anche alla razionalizzazione delle disposizioni regolatorie di cui al Capitolo 13.

Allegato B

Criteria di mitigazione del rischio volume

6.8 L'Autorità ritiene opportuno confermare le previsioni in materia di mitigazione del rischio volume sull'applicazione della componente tariffaria a copertura dei costi di dispacciamento (*DIS*), di cui all'articolo 3 della deliberazione 351/07 per il periodo 1° gennaio 2020 – 31 dicembre 2023, secondo quanto prospettato nell'ambito del DCO 474/2023/R/EEL.

7. Tariffa corrisposta dalle imprese di distribuzione al gestore del sistema di trasmissione

Determinazione dei corrispettivi CTR_E e CTR_P

7.1 Nel DCO 474/2023/R/EEL l'Autorità ha proposto di confermare la struttura della tariffa di trasmissione *CTR* corrisposta dalle imprese di distribuzione al gestore del sistema di trasmissione, articolata nei corrispettivi CTR_E (quota energia) e CTR_P (quota potenza), prevedendo che ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica dalla RTN riconosca al gestore del sistema di trasmissione una tariffa determinata applicando il corrispettivo CTR_E all'energia elettrica netta e il corrispettivo CTR_P alla potenza di interconnessione tra RTN e reti di distribuzione prelevata dall'impresa medesima dalla RTN.

7.2 Al riguardo, l'Autorità ha proposto di attribuire alla componente tariffaria in energia una quota di ricavo non eccedente l'onere connesso al riconoscimento della extra-remunerazione del capitale investito e alla copertura di almeno il 20% dei costi operativi riconosciuti, complessivamente pari al 7-8% dei ricavi di riferimento.

7.3 In relazione ai *driver* tariffari, nel DCO 474/2023/R/EEL l'Autorità ha inteso confermare che:

- a) l'energia di riferimento sia pari a quella registrata a consuntivo negli ultimi 12 mesi disponibili al momento di presentazione della proposta tariffaria (come attualmente previsto dal TIT, salvo il caso eccezionale disciplinato con la deliberazione 27 dicembre 2022, 719/2022/R/EEL);
- b) la potenza di riferimento (ossia la potenza di interconnessione tra RTN e reti di distribuzione) sia pari alla media dei valori massimi delle potenze prelevate dalle imprese distributrici dai punti di interconnessione con la RTN in ciascuno degli ultimi 12 mesi disponibili al momento della presentazione della proposta tariffaria, determinate a livello aggregato di cabina primaria e considerando esclusivamente l'energia netta prelevata dalla RTN.

7.4 In risposta alla consultazione sono pervenute le seguenti osservazioni:

- a) diversi soggetti hanno segnalato che, con la delibera 285/2022/R/EEL, è stata introdotta una modifica del TISDC (Testo Integrato Sistemi di Distribuzione

Allegato B

Chiusi²) che prevede la facoltà di considerare, quale potenza cui applicare i corrispettivi a copertura dei costi di trasmissione, la potenza prelevata nel mese in oggetto al netto della potenza prelevata dalle utenze del SDC (dai relativi punti di connessione al SDC) e funzionale a consentire la successiva immissione nella rete del SDC; è stato segnalato, inoltre, che di tali disposizioni si dovrebbe tenere conto nelle modalità di determinazione del corrispettivo CTR_P ma che, ad oggi, non sono state definite le modalità implementative per la messa a disposizione dei dati necessari a tale calcolo;

- b) il gestore del sistema di trasmissione:
 - i. evidenzia come la quota di ricavo da recuperare con il corrispettivo CTR_E non debba essere superiore al 5%;
 - ii. propone di prevedere opportuni meccanismi di conguaglio dei ricavi riconosciuti degli anni passati qualora non ancora oggetto di completo recupero tariffario;
 - iii. chiede che, a partire dalla tariffa per l'anno 2025, siano utilizzati dati previsivi di energia in luogo dei dati di consuntivo.

7.5 Rispetto alle osservazioni pervenute:

- a) con riferimento all'impatto del diverso trattamento della potenza dei SDC derivante dall'applicazione della deliberazione 109/2021/R/EEL sull'applicazione della componente CTR_P , è opportuno evidenziare che tale componente è applicata, in modo convenzionale, al medesimo valore di potenza considerato per la determinazione del corrispettivo unitario (c.d. potenza di riferimento), al fine di annullare il rischio volume in capo al gestore in relazione ai costi allocati a tale componente tariffaria e ripartire i costi di trasmissione tra i diversi distributori; di conseguenza, eventuali modifiche del livello di potenza derivanti dal diverso trattamento dei SDC saranno intercettate, sia nel livello della potenza di riferimento per la determinazione della componente CTR_P sia ai fini della relativa applicazione, solo a decorrere da quando le previsioni di cui alla deliberazione 109/2021/R/EEL - che consentirebbero di considerare la potenza prelevata nel mese al netto della potenza prelevata dalle utenze del SDC e funzionale a consentire la successiva immissione nella rete del SDC - saranno efficaci, una volta definite le relative modalità implementative;
- b) rispetto alla quota di ricavo da recuperare attraverso componenti tariffarie in energia (CTR_E), esposte al rischio volume, si intende confermare il recupero attraverso tale componente di una quota di ricavo pari alla quota di ricavo a copertura degli incentivi tariffari e ad almeno il 20% della *baseline* dei costi operativi, al fine di garantire un adeguato bilanciamento tra gestore e clienti finali dei rischi legati all'oscillazione della domanda; tale bilanciamento lascerebbe in capo al gestore del sistema di trasmissione, in normali condizioni di esercizio della rete, un rischio volume in linea con quello del

² Allegato A della deliberazione dell'Autorità 12 novembre 2015, 539/2015/R/EEL.

Allegato B

meccanismo di garanzia dei ricavi precedente all'applicazione della tariffa binomia (che prevedeva una franchigia dello 0,5%, cfr. articolo 4 della deliberazione 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08); con riferimento ai ricavi tariffari 2023, la quota di ricavo a copertura degli incentivi tariffari e di almeno il 20% dei costi operativi risulta pari al 7%;

- c) con riferimento ai meccanismi di conguaglio dei ricavi degli anni passati, si evidenzia come nel periodo regolatorio 2016-2023 il bilanciamento dei rischi tra gestore e utente fosse implicito nella struttura tariffaria e, di conseguenza, non fossero previsti meccanismi di mitigazione del rischio volume; l'eventuale previsione di meccanismi di conguaglio *ex post* si configurerebbe quindi come una revisione del quadro regolatorio previgente e del relativo bilanciamento di rischi, che non si ritiene percorribile;
- d) rispetto ai *driver* tariffari, si ritiene che l'utilizzo di dati previsivi non riduca le possibilità di errore rispetto all'utilizzo di dati storici e che, invece, sia opportuno utilizzare le evidenze a consuntivo (o preconsuntivo) più vicine possibile all'anno tariffario, ossia le stime di preconsuntivo dell'anno *t-1* rispetto all'anno tariffario più aggiornate a disposizione.

7.6 In ragione di quanto sopra, l'Autorità ritiene opportuno confermare, nella sostanza, le proposte formulate nella consultazione, prevedendo che:

- a) la componente tariffaria in energia, CTR_E , sia dimensionata in modo tale da coprire una quota pari al 7% dei ricavi di riferimento, in linea con le evidenze relative all'anno 2023 e considerando, per il 6PRTE, una dinamica decrescente degli incentivi e crescente dei costi operativi;
- b) si faccia riferimento, per la definizione dei *driver* tariffari, ai volumi di energia e potenza relativi all'anno precedente l'anno tariffario, determinati sulla base dei dati consuntivo o preconsuntivo disponibili, quest'ultimi eventualmente stimati tenendo conto degli ultimi dati di consuntivo disponibili al momento della determinazione.

8. Tariffa corrisposta dai clienti finali alle imprese di distribuzione, a copertura dei costi per il servizio di trasmissione

8.1 Nel DCO 474/2023/R/EEL l'Autorità ha espresso l'intenzione di confermare la previgente struttura della tariffa corrisposta dai clienti finali alle imprese di distribuzione a copertura dei costi per il servizio di trasmissione, che prevede corrispettivi in energia ($TRAS_E$) e, per i soli clienti in AT-AAT, corrispettivi in potenza ($TRAS_P$) determinati a partire dal gettito tariffario allocato a tali tipologie contrattuali in applicazione di una componente $TRAS$ monomia *pro forma* (in energia).

8.2 Inoltre, l'Autorità ha proposto di confermare la previsione secondo cui la tariffa $TRAS$ è altresì riconosciuta da ciascuna impresa distributrice sottesa (ossia che preleva energia elettrica da altra rete di distribuzione) all'impresa distributrice dalla cui rete l'energia elettrica viene prelevata, secondo il livello di tensione del punto di interconnessione.

Allegato B

8.3 In risposta alla consultazione non sono state formulate osservazioni su questo aspetto. Pertanto, l'Autorità ritiene opportuno confermare l'orientamento proposto.

9. Possibile attribuzione di corrispettivi tariffari ai produttori di energia elettrica

9.1 In coerenza con le previsioni della deliberazione 109/2021/R/EEL in materia di erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete (deliberazione che ha tra l'altro abrogato, a decorrere dal 1° gennaio 2024, l'articolo 16 del TIT 2020-2023), nel DCO 474/2023/R/EEL l'Autorità ha confermato la mancata applicazione di corrispettivi per il servizio di trasmissione in relazione ai prelievi di energia elettrica funzionale a consentire la successiva immissione in rete.

9.2 L'Autorità ha inoltre prospettato l'opportunità di raccogliere osservazioni sull'allocazione dei costi di trasmissione tra produttori e clienti finali, ai fini di una eventuale reintroduzione del corrispettivo tariffario ai produttori di energia elettrica.

9.3 In risposta alla consultazione, un operatore ha chiesto che venga prorogato di un anno il regime previsto dall'articolo 16 del TIT 2020-2023 per i ritardi nell'implementazione della deliberazione 109/2021/R/EEL. Inoltre, diversi operatori e associazioni di produttori termoelettrici hanno manifestato contrarietà circa l'eventuale reintroduzione di un corrispettivo tariffario a copertura dei costi di trasmissione applicato ai produttori.

9.4 L'Autorità ritiene opportuno confermare, per il 6PRTE, la scelta di non applicare alcun corrispettivo tariffario ai produttori termoelettrici, rimandando le valutazioni su una eventuale proroga dell'articolo 16 a specifici procedimenti.

9.5 In considerazione della generalizzata contrarietà circa la reintroduzione di un corrispettivo tariffario a copertura dei costi di trasmissione ai produttori, l'Autorità ritiene opportuno rimandare a ulteriori specifiche valutazioni l'opportunità di una diversa allocazione dei costi di trasmissione tra produttori e clienti finali.

10. Corrispettivi per energia reattiva in alta e altissima tensione

Corrispettivi per scambi di energia reattiva verso la rete di trasmissione

10.1 Nel DCO 474/2023/R/EEL l'Autorità ha prospettato di confermare la logica vigente per la definizione dei corrispettivi per energia reattiva, che prevede:

- a) corrispettivi per eccessivi prelievi reattivi oltre il 33% dell'attiva (con fattore di potenza 0,95) e per tutte le immissioni reattive;
- b) differente applicazione nelle fasce orarie F1-F2 (per gli eccessivi prelievi reattivi) e F3 (per le immissioni reattive);

Allegato B

- c) maggiorazione dei corrispettivi (rispetto al livello dei corrispettivi “base”) per immissioni di energia reattiva nei nodi facenti parte di aree omogenee, che sono caratterizzate da maggiore impatto degli scambi di energia reattiva sulle tensioni di rete e sui costi per il controllo della tensione.
- 10.2 Per quanto riguarda i valori dei corrispettivi, l’Autorità ha proposto di confermare, almeno per il 2024 e il 2025, i valori recentemente introdotti (ossia 1,44 Euro/Mvarh come corrispettivo “base” e 2,00 Euro/Mvarh per le aree omogenee), anche se inferiori ai livelli raccomandati dall’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell’energia (ACER), tenendo tuttavia conto della raccomandazione di ACER stessa di adottare un percorso di gradualità quando si aggiornano i corrispettivi tariffari (cfr. ACER “*Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe*”, gennaio 2023).
- 10.3 In relazione ai corrispettivi per eccessivi prelievi e per immissioni di energia reattiva, un partecipante alla consultazione ha proposto l’introduzione di una fascia di tolleranza non penalizzata anche per la potenza reattiva immessa in fascia oraria F3.
- 10.4 Inoltre, con riferimento alle aree omogenee, un’impresa distributrice ha chiesto di valutare l’opportunità di applicare corrispettivi/installare sistemi di compensazione dei flussi di energia reattiva in risalita sulla rete di trasmissione. La stessa impresa ha indicato che “*l’eventuale coinvolgimento degli utenti della rete di distribuzione, clienti e produttori, per la riduzione delle immissioni verso RTN, se in teoria rappresenta un’opportunità, ad oggi non sembrerebbe in grado di apportare un contributo consistente*”.
- 10.5 Alcuni soggetti hanno segnalato possibili inefficienze qualora, in porzioni di rete diverse dalle aree omogenee, il distributore non potesse utilizzare i dispositivi per la compensazione dell’energia reattiva. Per tale motivo, un’impresa distributrice ha proposto di non applicare corrispettivi in aree “non omogenee”, cioè “*dove le immissioni non comportino problematiche di regolazione della tensione sulla RTN*”.
- 10.6 Sulla base dei documenti di pianificazione di Terna, per le porzioni di rete diverse dalle aree omogenee, si registrano impatti sulle tensioni e sui costi per la gestione delle immissioni di energia reattiva, come testimoniato dalle installazioni di circa 15 dispositivi di compensazione da parte di Terna completate o in corso di realizzazione a Forlì, Ravenna, Suvereto (LI), Montalto di Castro (VT), Aurelia/Tarquini (VT), Latina, Villanova (PE), Codrongianos (SS), Ittiri (SS) e Selargius (CA), per un costo complessivo superiore ai 300 milioni di euro. Gli interventi di compensazione sono quantitativamente (e dal punto di vista economico) ancora superiori nelle aree omogenee. L’Autorità ritiene perciò di confermare la struttura di applicazione dei corrispettivi.
- 10.7 L’Autorità ritiene opportuno confermare almeno per gli anni 2024 e 2025 i valori dei corrispettivi vigenti nel 2023 e, con riferimento alle modalità applicative del corrispettivo per l’immissione reattiva, in linea con quanto già indicato nelle premesse di motivazione alla deliberazione 712/2022/R/EEL, che non sia

Allegato B

opportuno introdurre una tolleranza rispetto alla soglia fissata (fattore di potenza unitario, quindi nessuna immissione reattiva), sia per coerenza con la regola definita, sia per semplicità di applicazione del corrispettivo.

Annullamento dei corrispettivi per immissioni di energia reattiva per effetto di adeguati dispositivi di compensazione per area omogenea

- 10.8 L'Autorità ha, inoltre, proposto di confermare la disciplina degli esoneri dai corrispettivi per immissioni di energia reattiva quando sia stata installata e resa disponibile adeguata compensazione dell'immissione reattiva in un'area omogenea (punto 2, lettera e), della deliberazione 712/2022/R/EEL).
- 10.9 In relazione agli esoneri dai corrispettivi per immissioni di energia reattiva quando siano stati installati e resi disponibili al controllo di Terna adeguati dispositivi di compensazione, i partecipanti alla consultazione hanno condiviso l'orientamento dell'Autorità.
- 10.10 Inoltre, alcuni soggetti hanno proposto che l'esonero dall'applicazione dei corrispettivi dovrebbe essere esteso anche ai dispositivi installati e resi disponibili all'esercizio di Terna in porzioni di rete diverse dalle aree omogenee.
- 10.11 L'Autorità conferma l'orientamento relativo alla disciplina degli esoneri per adeguata compensazione in aree omogenee alla luce di quanto emerso dalla consultazione.
- 10.12 Relativamente al resto del territorio nazionale, non risulta possibile prevedere un'analogia disciplina di esoneri, poiché in tali porzioni di rete la priorità di intervento è lo sfruttamento delle *capability* di scambio reattivo degli utenti attivi e passivi connessi alle reti di distribuzione e non l'installazione di strumenti di compensazione da parte dell'impresa distributrice.

Attività di verifica e possibile aggiornamento dell'identificazione delle aree omogenee

- 10.13 Nell'ambito della consultazione è stato inoltre proposto che, nel 2025, Terna effettui una nuova analisi dei volumi di energia reattiva scambiati, ed eventualmente un aggiornamento dell'identificazione delle aree omogenee. Tali attività sarebbero potenzialmente propedeutiche all'aggiornamento della regolazione e dei punti facenti parte di aree omogenee a valere dal 1° gennaio 2026.
- 10.14 In relazione alla nuova analisi dei volumi di energia reattiva scambiati, e all'eventuale aggiornamento dell'identificazione delle aree omogenee, alcuni soggetti hanno ribadito l'opportunità di confermare la validità degli interventi impiantistici già avviati sulla base delle specifiche definite nel 2022, che necessitano di tempi di approvvigionamento e installazione superiori ai 24 mesi.
- 10.15 L'Autorità conferma l'orientamento di effettuare un aggiornamento del rapporto di analisi dei volumi di energia reattiva scambiati, con dettaglio simile a quanto presentato da Terna nell'edizione 2023 del rapporto, anche per monitorare le quantità continuamente crescente delle immissioni reattive e i relativi impatti. La

Allegato B

valutazione sull'eventuale aggiornamento delle aree omogenee e dei relativi nodi non potrà che essere condotta a valle della disponibilità dei risultati.

Annullamento dei corrispettivi per controllo di tensione continuo sul nodo in alta tensione

- 10.16 Tenendo conto degli elementi resi disponibili da Terna negli incontri tecnici degli ultimi mesi, come nuova disposizione l'Autorità ha proposto che nei nodi in cui siano installati e asserviti alla gestione prevista da Terna dispositivi di compensazione dell'energia reattiva che prevedano la regolazione continua della tensione sul nodo in alta tensione, non siano applicabili i corrispettivi per il prelievo o l'immissione di energia reattiva, in quanto in tali nodi l'eventuale esercizio "fuori soglie" sarebbe determinato proprio dalle esigenze locali di controllo della tensione.
- 10.17 In relazione alla non applicazione dei corrispettivi per il prelievo o l'immissione di energia reattiva nei nodi in cui siano installati e asserviti alla gestione prevista da Terna dispositivi di compensazione dell'energia reattiva che prevedano la regolazione continua della tensione sul nodo in alta tensione, i partecipanti alla consultazione hanno condiviso l'orientamento dell'Autorità.
- 10.18 Inoltre, alcuni soggetti ritengono opportuno estendere tale disposizione anche ai dispositivi a regolazione discreta messi a disposizione di Terna, eserciti con valori di compensazione stabiliti da Terna.
- 10.19 L'Autorità conferma l'orientamento, condiviso in consultazione, di non applicare corrispettivi per energia reattiva nei nodi AT e AAT controllati in tensione mediante dispositivi che prevedano regolazione continua e siano asserviti alla gestione prevista da Terna perché in tali nodi l'eventuale esercizio "fuori soglie" sarebbe determinato proprio dalle esigenze locali di controllo della tensione e non potrebbe essere identificato *ex ante* in un prefissato intervallo temporale.
- 10.20 L'Autorità ritiene, invece, che la gestione di dispositivi di compensazione discreta del distributore in giorni e orari prefissati da Terna debba rispondere al concetto di differenziazione delle soglie (c.d. "deroghe"), con uno specifico riferimento temporale, concetto introdotto nel periodo regolatorio 2020-2023 e confermato con il presente provvedimento per i prossimi anni.

Destinazione dei corrispettivi per energia reattiva

- 10.21 Nel DCO 474/2023/R/EEL l'Autorità ha prospettato la conferma dell'approccio illustrato nel documento per la consultazione 23 novembre 2021, 515/2021/R/EEL, e nelle premesse della deliberazione 712/2022/R/EEL, prevedendo che i corrispettivi per energia reattiva versati da parte dei clienti finali e dalle imprese distributrici connessi alla rete AT e AAT siano destinati alla riduzione delle tariffe di trasmissione o, in alternativa, sul conto oneri qualità servizi elettrici istituito presso la Cassa, a riduzione delle relative esigenze di gettito.

Allegato B

- 10.22 In relazione al precedente orientamento, l'unico soggetto rispondente che ha trattato la tematica ha condiviso l'ipotesi di destinare quanto versato a copertura dei costi di investimento dei dispositivi di compensazione.
- 10.23 Considerando che i versamenti al conto qualità dei servizi elettrici sono effettuati esclusivamente dai clienti connessi alle reti di distribuzione in media e in bassa tensione e che i costi associati ai dispositivi di compensazione sono sopportati da tutti i clienti tramite la tariffa di trasmissione, l'Autorità ritiene opportuno destinare i ricavi da corrispettivi per energia reattiva a riduzione delle tariffe di trasmissione.

11. Approvazione delle tariffe e obblighi informativi

- 11.1 Nel DCO 474/2023/R/EEL l'Autorità ha prospettato la sostanziale conferma degli obblighi di comunicazione all'Autorità, da parte del gestore del sistema di trasmissione, di dati e informazioni rilevanti ai fini della determinazione dei ricavi di riferimento e della tariffa di trasmissione (c.d. proposta tariffaria). L'Autorità ha inoltre previsto specifici obblighi informativi in materia di investimenti e attestazione dei ricavi (sottoscritta dal legale rappresentante e certificata da una società di revisione iscritta nel Registro dei Revisori legali istituito ai sensi del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39), sul modello di quanto già disciplinato per gli altri servizi infrastrutturali di rilevanza nazionale del settore energetico.
- 11.2 L'Autorità ha illustrato i termini, le modalità di presentazione e i contenuti della proposta tariffaria, confermando la possibilità per il gestore di presentare richieste di rettifica aventi ad oggetto dati patrimoniali o fisici, a fronte dell'applicazione di una indennità amministrativa e prospettando, per il primo anno del periodo di regolazione, che i ricavi rilevanti per la determinazione delle tariffe e i corrispettivi tariffari unitari siano definiti d'ufficio dall'Autorità stessa, attraverso specifiche richieste di dati e informazioni al gestore del sistema di trasmissione.
- 11.3 Inoltre, l'Autorità ha specificato i termini, le modalità di presentazione e i contenuti delle informazioni relative a investimenti e dismissioni e all'attestazione dei ricavi conseguiti nell'anno precedente.
- 11.4 Il gestore del sistema di trasmissione evidenzia l'opportunità di limitare le raccolte di informazioni sugli investimenti, evitando sovrapposizioni con gli obblighi informativi di cui alla deliberazione 627/2016/R/EEL, e di non prevedere obblighi di invio dell'attestazione dei ricavi.
- 11.5 Rispetto alle osservazioni del gestore del sistema di trasmissione pervenute in sede di consultazione, si evidenzia che:
- a) le informazioni previsive sulla spesa di investimento complessiva, inclusiva degli investimenti differenti da quelli di sviluppo, e sull'entrata in esercizio delle immobilizzazioni, risultano fondamentali ai fini della stima delle dinamiche tariffarie (anche in logica ROSS integrale) e sono rinvenibili solo in parte nell'ambito dei Piani o nelle informazioni trasmesse ai sensi della deliberazione 627/2016/R/EEL che, tra l'altro, non sono aggiornate rispetto

Allegato B

- alle informazioni di preconsuntivo rilevanti per la determinazione dei livelli tariffari;
- b) l'attestazione dei ricavi conseguiti in applicazione dei corrispettivi tariffari, nonché degli altri ricavi conseguiti dal gestore, risulta invece necessaria ai fini della valutazione di alcune componenti della proposta tariffaria, nonché ai fini di una eventuale analisi della redditività dell'impresa secondo i meccanismi ROSS;
 - c) inoltre, analoghi obblighi informativi e di trasparenza sono già in vigore in tutti gli altri servizi infrastrutturali regolati di rilevanza nazionale del settore energetico (trasporto gas, stoccaggio gas, rigassificazione Gnl), e costituiscono una fonte informativa importante per le valutazioni di natura tariffaria.
- 11.6 L'Autorità ritiene pertanto opportuno confermare quanto consultato nel DCO 474/2023/R/EEL, incluse le previsioni sugli investimenti programmati, che possono configurarsi come un aggiornamento successivo, che tiene conto dei dati di preconsuntivo rilevanti ai fini tariffari, delle informazioni trasmesse ai sensi della deliberazione 627/2016/R/EEL.
- 11.7 Si conferma infine la previsione secondo cui, per il 2024, primo anno del nuovo periodo regolatorio, i ricavi di riferimento e le tariffe siano determinate dall'Autorità sulla base di specifiche richieste di dati e informazioni al gestore del sistema di trasmissione, anche per mezzo di modulistica specifica predisposta dalla Direzione Infrastrutture Energia, e tenuto conto delle previsioni di cui al comma 8.4 della deliberazione 497/2023/R/COM in base alle quali il gestore del sistema di trasmissione trasmette all'Autorità la proposta di costo operativo effettivo relativo al 2022 ammissibile ai riconoscimenti tariffari, attestandone la riconducibilità ai CAS redatti ai sensi del TIUC, e dando evidenza delle voci di costo rettificate in coerenza con le previsioni dell'articolo 5, comma 3, del TIROSS.

12. Meccanismi correttivi e di conguaglio dei ricavi

- 12.1 Nell'ambito del DCO 474/2023/R/EEL l'Autorità ha manifestato l'orientamento di introdurre, in applicazione dei criteri ROSS, uno specifico meccanismo di conguaglio tra gettito tariffario e ricavo ammesso del gestore (c.d. conguaglio del *tariff decoupling*), evidenziando come tale meccanismo possa anche considerarsi assorbente del meccanismo attualmente vigente di conguaglio dello scostamento tra dati patrimoniali di consuntivo e dati patrimoniali di preconsuntivo dell'anno $t-1$ rispetto all'anno tariffario t (che oggi comporta una rideterminazione dei ricavi di riferimento dell'anno t e conguagli riconosciuti a valere sui livelli tariffari $t+1$).
- 12.2 L'Autorità ha inoltre sottolineato la necessità che, nella definizione del suddetto meccanismo di conguaglio, siano adottati specifici accorgimenti che consentano di lasciare in capo al gestore del sistema di trasmissione il rischio volume implicito nell'articolazione della tariffa CTR (ossia esclusivamente legato al corrispettivo unitario CRT_E).

Allegato B

- 12.3 L'articolo 16 della deliberazione 497/2023/R/COM prevede che, a decorrere dall'anno 2025, il gestore del sistema di trasmissione presenti, entro il 31 ottobre di ciascun anno, le spese effettive dell'anno $t-1$, e la proposta tariffaria relativa al ricavo ammesso del medesimo anno $t-1$, e determini lo scostamento tra i ricavi rilevanti ai fini tariffari e i ricavi ammessi secondo modalità definite dalla Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità. Tale scostamento è approvato dall'Autorità e conguagliato con la Cassa entro 30 giorni dall'approvazione.
- 12.4 In risposta alla consultazione non sono state formulate osservazioni specifiche sul meccanismo di conguaglio del *tariff decoupling*; tuttavia, il gestore del sistema di trasmissione ha evidenziato l'opportunità che il conguaglio avvenga entro 90 giorni dalla richiesta e che le medesime modalità e tempistiche siano applicate anche ai fini del riconoscimento delle partite di conguaglio legati ai costi operativi di natura incompressibile.
- 12.5 Rispetto alle osservazioni ricevute, si evidenzia come, considerati i 60 giorni previsti di norma per il procedimento di approvazione tariffaria e i 30 giorni per la compensazione delle spettanze con la Cassa, sia di fatto già previsto che il conguaglio del *tariff decoupling* avvenga entro 90 giorni. Per quanto riguarda i costi incompressibili, come già chiarito nel Capitolo 4 e tenendo conto delle previsioni di cui alla deliberazione 497/2023/R/COM, tali costi sono riconosciuti in acconto sui livelli tariffari dell'anno t e conguagliati sulla base dei dati di consuntivo, in continuità con i criteri vigenti, sui livelli tariffari dell'anno $t+2$, e sono esclusi dall'applicazione dei criteri di efficientamento del ROSS; al riguardo, si ritiene pertanto opportuno salvaguardare la continuità di criteri di riconoscimento, non accogliendo la richiesta del gestore di conguagliare tali partite al di fuori dei livelli tariffari.
- 12.6 L'Autorità intende, pertanto, confermare gli orientamenti del DCO 474/2023/R/EEL sul meccanismo di conguaglio del *tariff decoupling*, secondo quanto previsto dall'articolo 16 della deliberazione 497/2023/R/COM.
- 12.7 Con particolar riferimento all'opportunità di lasciare in capo al gestore del sistema di trasmissione il rischio volume implicito nell'articolazione della tariffa *CTR*, considerando che la componente CTR_E è completamente esposta al rischio volume, l'Autorità ritiene opportuno apportare un correttivo alla quota parte di ricavo ammesso corrispondente al ricavo di riferimento attribuito alla componente energia (pari al 7%); in particolare, tale correttivo è determinato pari al rapporto tra l'energia effettiva e l'energia di riferimento per la determinazione della componente CTR_E al fine di lasciare in capo all'impresa il rischio volume sulla componente tariffaria in energia.

13. Razionalizzazione delle disposizioni regolatorie

- 13.1 Nel DCO 474/2023/R/EEL l'Autorità ha prospettato:

Allegato B

- a) la razionalizzazione delle diverse disposizioni riguardanti la regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione, sia tariffaria sia *output-based*, in un unico testo integrato;
 - b) l'integrazione, nelle medesime disposizioni regolatorie, degli obblighi informativi di comunicazione all'Autorità e di pubblicazione, attualmente definiti tramite determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità.
- 13.2 In risposta alla consultazione non sono state formulate osservazioni su questo aspetto.
- 13.3 L'Autorità ritiene opportuno dare seguito all'orientamento proposto in consultazione di razionalizzazione delle diverse disposizioni riguardanti la regolazione infrastrutturale per il servizio di trasmissione, trattando tuttavia, per maggiore chiarezza ed efficacia espositiva, la regolazione tariffaria e la regolazione *output-based* in due distinti provvedimenti con annessi allegati.
- 13.4 Rispetto ai costi di funzionamento di Terna per lo svolgimento del servizio di dispacciamento, verranno integrate nella RTTE per il 6PRTE le disposizioni di cui all'articolo 3 della deliberazione 351/07 riguardanti le modalità di determinazione dei relativi ricavi di riferimento, riconosciuti nell'ambito della componente tariffaria *DIS* di cui all'articolo 46 della deliberazione 111/06, e del meccanismo di mitigazione del rischio volume.