

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

Approvata con deliberazione 27 dicembre 2023, 615/2023/R/EEL e aggiornata con
deliberazioni 8 ottobre 2024, 400/2024/R/EEL, 17 dicembre 2024, 562/2024/R/EEL e 27
dicembre 2024, 579/2024/R/EEL

INDICE

TITOLO I - DISPOSIZIONI GENERALI	4
Articolo 1 Definizioni	4
Articolo 2 Ambito di applicazione e criteri generali di applicazione dei corrispettivi tariffari	8
Articolo 3 Definizione dei ricavi	9
TITOLO II – RICAVI DI RIFERIMENTO PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE.....	10
Articolo 4 Articolazione dei ricavi di riferimento per il servizio di trasmissione .	10
Articolo 5 Remunerazione del capitale investito	10
Articolo 6 Incentivi relativi a precedenti disposizioni regolatorie.....	13
Articolo 7 Ammortamenti economico-tecnici	14
Articolo 8 Costi operativi.....	15
Articolo 9 Recuperi di efficienza realizzati nel corso del periodo regolatorio 2020-2023	18
Articolo 10 Ulteriori oneri riconosciuti	18
TITOLO III – RICAVI DI RIFERIMENTO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO	20
Articolo 11 Articolazione dei ricavi di riferimento per il servizio di dispacciamento	20
Articolo 12 Costi di capitale	20
Articolo 13 Costi operativi.....	20
Articolo 14 Recuperi di efficienza realizzati nel corso del periodo regolatorio 2020-2023	21
Articolo 15 Ulteriori oneri riconosciuti	21
TITOLO IV – TARIFFA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	22
Articolo 16 Tariffa per il servizio di trasmissione applicata nei punti di interconnessione tra RTN e rete di distribuzione	22
Articolo 17 Tariffa per il servizio di trasmissione applicata ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali	23
Articolo 18 Corrispettivi per i servizi di trasmissione dell’energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalle reti di distribuzione	24
Articolo 19 Corrispettivi per il servizio di trasmissione dell’energia elettrica prelevata ai fini della successiva immissione in rete	24
TITOLO V – CORRISPETTIVI PER ENERGIA REATTIVA IN ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	25
Articolo 20 Corrispettivi per eccessivi prelievi e per immissioni di energia reattiva	25

TITOLO VI – ULTERIORI CORRISPETTIVI	27
Articolo 21 Copertura dei costi dei meccanismi output-based	27
Articolo 22 Componente a copertura dei costi per il servizio di dispacciamento .	27
Articolo 23 Corrispettivi per la fornitura di ulteriori servizi attraverso l’impiego delle infrastrutture di trasmissione	27
TITOLO VII - APPROVAZIONE DELLE TARIFFE E OBBLIGHI INFORMATIVI.....	28
Articolo 24 Approvazione della proposta tariffaria e determinazione dei corrispettivi	28
Articolo 25 Obblighi informativi in materia di investimenti	29
Articolo 26 Obblighi informativi in materia di attestazione dei ricavi.....	30
TITOLO VIII - MECCANISMI DI CONGUAGLIO DEI RICAVI DI RIFERIMENTO	31
Articolo 27 Conguaglio degli scostamenti derivanti dal tariff decoupling.....	31
Articolo 28 Regolazione delle spettanze relative ai conguagli dei ricavi di riferimento	31

Titolo I - DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1

Definizioni

- 1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e s.m.i., nonché al TIUC (Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM), al TIT 2024-2027 (Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2023, 616/2023/R/EEL), nonché le seguenti definizioni:
- a) **Autorità** è l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481;
 - b) **Cassa** è la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali;
 - c) **Codice di rete** è il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all'articolo 1, comma 4, del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 e i relativi Allegati, come verificati positivamente dall'Autorità;
 - d) **tariffa CTR** è la tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione applicata alle imprese distributrici, articolata in una quota energia, **componente CTR_E**, espressa in centesimi di euro/kWh, e una quota potenza, **componente CTR_P**, espressa in centesimi di euro/kW/anno;
 - e) **tariffa TRAS** è la tariffa a copertura dei costi per il servizio di trasmissione applicata ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali, articolata in una quota energia, **componente TRAS_E**, espressa in centesimi di euro/kWh, e una quota potenza, **componente TRAS_P**, espressa in centesimi di euro/kW/anno;
 - f) **contributi di connessione** sono i corrispettivi di connessione percepiti in coerenza con i criteri tecnico-economici emanati dall'Autorità per l'accesso e l'interconnessione alla rete, ai sensi dell'articolo 3, comma 1, del decreto legislativo 79/99;
 - g) **costi compensativi e ambientali** sono costi esogeni al servizio, derivanti da prescrizioni autorizzative;
 - h) **Convenzione di concessione** è la convenzione annessa al decreto del Ministero dello sviluppo economico 20 aprile 2005, recante la concessione delle attività di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica, come modificata ed integrata con decreto del Ministero dello sviluppo economico 15 dicembre 2010;
 - i) **criteri ROSS** sono i criteri e i principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per il periodo 2024-2031, di cui all'Allegato A (TIROSS) della deliberazione 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM e s.m.i., inclusivi dei criteri applicativi approvati con deliberazione 31 ottobre 2023, 497/2023/R/COM;
 - j) **dispacciamento** è il servizio di dispacciamento di cui alla deliberazione n. 111/06 e s.m.i.;

- k) **energia netta** è il bilancio tra l'energia elettrica prelevata e l'energia elettrica immessa con riferimento a un insieme definito di punti di interconnessione e relativa ad un determinato periodo di tempo;
- l) **fattore di potenza** è un parametro funzione del rapporto tra l'energia reattiva e l'energia attiva immesse o prelevate in un punto di immissione o di prelievo;
- m) **gestore di rete** è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione di una rete elettrica con obbligo di connessione di terzi, nonché delle attività di manutenzione e di sviluppo della medesima, di cui al decreto legislativo n. 79/99;
- n) **gestore del sistema di trasmissione** è il gestore del sistema di trasmissione elettrica individuato dall'articolo 36, comma 1, del decreto legislativo n. 93/11;
- o) **impresa distributrice** è l'impresa esercente l'attività di distribuzione in concessione ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99;
- p) **incremento patrimoniale** è il costo storico lordo di primo acquisto o di costruzione nel caso di lavori in economia, senza tenere conto di eventuali rivalutazioni;
- q) **intervento di sviluppo** è l'intervento di sviluppo di cui al paragrafo 2.1.1 del Codice di rete; esso è costituito (i) da opere strettamente interdipendenti e ciascuna individualmente necessaria al raggiungimento del principale beneficio (opere principali) e (ii) da altre opere funzionali e necessarie all'implementazione dell'intervento (opere accessorie);
- r) **meccanismo ITC** è il meccanismo di *Inter-TSO compensation* per la compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere dovuti agli scambi transfrontalieri di energia elettrica ai sensi del Regolamento (UE) 2019/943;
- s) **misura dell'energia elettrica** è l'attività di misura finalizzata all'ottenimento di misure dell'energia elettrica e della potenza, attiva e reattiva;
- t) **misure dell'energia elettrica** sono i valori di energia elettrica e della potenza (attiva e, ove previsto, reattiva) misurati da un misuratore di energia elettrica, ossia destinato a misurare l'energia elettrica e la potenza attiva, ed eventualmente reattiva, mediante integrazione della potenza rispetto al tempo;
- u) **Piano di sviluppo (o Piano)** è il Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale predisposto dal gestore del sistema di trasmissione ai sensi dell'articolo 36 decreto legislativo 93/11;
- v) **potenza di interconnessione tra RTN e rete di distribuzione** è il valore massimo della potenza prelevata dalle imprese distributrici dai punti di interconnessione con la RTN, determinato a livello aggregato di cabina primaria e considerando esclusivamente l'energia netta prelevata dalla RTN;

- w) **potenza disponibile** è la massima potenza prelevabile in un punto di prelievo senza che il cliente finale sia disalimentato; la potenza disponibile è la potenza per la quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento, ovvero la potenza richiesta dal titolare del punto di prelievo, ridotta rispetto a quella per la quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento, a condizione che la riduzione di potenza sia stata richiesta dal titolare del punto di prelievo e fissata contrattualmente;
- x) **potenza contrattualmente impegnata** è il livello di potenza, indicato nei contratti, reso disponibile dall' esercente ove siano presenti dispositivi atti a limitare la potenza prelevata; per motivi di sicurezza o di continuità di servizi di pubblica utilità l' esercente può derogare dall' installazione del limitatore di potenza;
- y) **potenza impegnata** è: (i) la potenza contrattualmente impegnata ove consentito; (ii) il valore massimo della potenza prelevata nel mese, per tutti gli altri casi;
- z) **potenza prelevata** è, in ciascuna ora, il valore medio della potenza prelevata nel quarto d' ora fisso in cui tale valore è massimo; in alternativa, è facoltà dell' esercente assumere come potenza prelevata il 70% della potenza massima istantanea;
- aa) **Programma per la sicurezza (o Piano di difesa)** è il programma per l' adeguamento e l' eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico, di cui all' articolo 1 *quinquies*, comma 9, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito, con modificazioni, dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- bb) **punto di connessione** è il confine fisico, tra una rete elettrica e l' impianto dell' utente, attraverso cui avviene lo scambio fisico dell' energia elettrica; può essere un **punto di connessione principale** (individuato in applicazione dei principi di cui all' articolo 9, commi 9.1 e 9.7 del TISSPC), o un **punto di connessione secondario** (qualsiasi punto di connessione di un' utenza elettrica o di un ASSPC diverso dal punto di connessione principale);
- cc) **punto di interconnessione** è un punto di connessione circuitale tra due reti con obbligo di connessione di terzi; i punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali direttamente connessi alla RTN, ai fini della regolazione delle partite tra imprese distributrici, tra imprese distributrici e gestore del sistema di trasmissione e ai fini della perequazione generale, sono assimilati a punti di interconnessione tra una rete di distribuzione e la RTN;
- dd) **punto di interconnessione virtuale alla RTN** è un punto di connessione di un impianto di produzione di energia elettrica ad una rete di distribuzione in alta tensione;
- ee) **punto di prelievo** è il singolo punto in cui l' energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale ovvero l' insieme dei punti in cui l' energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale, nel caso in cui la potenza disponibile in ciascuno di detti punti sia non superiore a

500 W, entro il limite di complessivi 100 kW, e l'energia elettrica prelevata sia destinata all'alimentazione di lampade votive, di cartelli stradali e pubblicitari, di cabine telefoniche, di impianti di illuminazione pubblica e di altre utilizzazioni con caratteristiche simili ovvero, in presenza di una linea dedicata ad un impianto di illuminazione pubblica, il singolo punto coincidente, per connessioni MT, con lo stallo di cabina primaria su cui si attesta la suddetta linea o, per connessioni BT, con la partenza in cabina secondaria della linea dedicata;

- ff) **Requisiti minimi di Piano** sono le disposizioni per la consultazione e i requisiti minimi del Piano per le valutazioni di competenza, inclusi i requisiti per l'analisi costi benefici, di cui alla deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL e al relativo Allegato A e s.m.i.;
- gg) **Rete di Trasmissione Nazionale (o RTN)** è la rete elettrica di trasmissione nazionale come definita dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999 e dai successivi decreti di rideterminazione dell'ambito della Rete di Trasmissione Nazionale, come aggiornata per effetto di realizzazioni di nuovi interventi e dismissioni in coerenza con il quadro normativo e regolatorio vigente;
- hh) **rete di distribuzione** è l'insieme delle reti elettriche gestite dalle imprese distributrici concessionarie al fine dello svolgimento e dell'erogazione del pubblico servizio di distribuzione come disciplinato dall'articolo 9 del decreto legislativo 79/99 ovvero dall'articolo 1-ter del DPR 235/77; le reti di distribuzione sono composte dalle reti di proprietà delle imprese distributrici concessionarie e dai tratti delle reti e delle linee di proprietà di soggetti non concessionari dell'attività di distribuzione;
- ii) **rete elettrica** è il sistema elettrico a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non può essere ricondotto ad uno schema semplificato in cui ci sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale; un tale sistema è pertanto riconducibile ad uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica; in una rete elettrica il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali si configura come attività di trasmissione o distribuzione; in particolare, l'insieme delle reti elettriche è suddivisibile tra reti con obbligo di connessione di terzi, e sistemi di distribuzione chiusi (SDC);
- jj) **rete con obbligo di connessione di terzi** è una qualsiasi rete elettrica gestita da un soggetto titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica rilasciata ai sensi degli articoli 3 o 9 del decreto legislativo 79/99 ovvero dell'articolo 1-ter del DPR 235/77; tale gestore ha l'obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche previste; l'insieme delle reti con obbligo di connessione di terzi è suddivisibile tra reti elettriche utilizzate dal gestore del sistema di

- trasmissione per l'erogazione del servizio di trasmissione, e reti di distribuzione;
- kk) **ROTE** è la Regolazione *Output-Based* della trasmissione elettrica in vigore per il periodo 2024-2027;
 - ll) **tariffa** è il prezzo massimo unitario del servizio, al netto delle imposte, ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481;
 - mm) **TIME** è l'Allegato B alla deliberazione 27 dicembre 2023, 616/2023/R/EEL;
 - nn) **TIMM** è la deliberazione 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08;
 - oo) **TIROSS** è l'Allegato A alla deliberazione 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM e s.m.i.;
 - pp) **TIPPI** è l'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2023, 618/2023/R/COM;
 - qq) **TIS** è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento approvato con deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 e s.m.i.;
 - rr) **TIT 2024-2027** è l'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2023, 616/2023/R/EEL;
 - ss) **TIUC** è il Testo integrato delle disposizioni in merito agli obblighi di separazione contabile (*unbundling* contabile) e relativi obblighi di comunicazione, approvato con deliberazione 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM e s.m.i.;
 - tt) **TIWACC** è l'allegato A alla deliberazione 614/2021/R/COM, recante criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 e s.m.i.;
 - uu) **trasmissione** è il servizio di trasmissione di cui all'articolo 3 del decreto legislativo 79/99 per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulla RTN.

Articolo 2

Ambito di applicazione e criteri generali di applicazione dei corrispettivi tariffari

- 2.1 Il presente provvedimento definisce i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione, ossia il periodo intercorrente tra il 1° gennaio 2024 e il 31 dicembre 2027 (6PRTE).
- 2.2 Le tariffe di cui al presente provvedimento sono applicate in maniera non discriminatoria e assicurando trasparenza e parità di trattamento, e riferite a prestazioni rese nel rispetto delle condizioni di servizio definite dalle vigenti deliberazioni dell'Autorità e dai codici di rete.
- 2.3 Gli importi derivanti dall'applicazione di componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kW impegnato per anno sono addebitati in quote mensili calcolate dividendo per dodici i medesimi importi.

- 2.4 Ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di cui all'Articolo 17, sono considerati i dati di misura rilevati ai sensi delle disposizioni di cui al TIME.

Articolo 3

Definizione dei ricavi

- 3.1 I ricavi sono determinati in coerenza con i criteri ROSS, tenuto conto dell'ambito di applicazione di cui all'Articolo 7 della deliberazione 497/2023/R/COM.
- 3.2 I ricavi del gestore del sistema di trasmissione a copertura dei costi del servizio di trasmissione e dei costi di funzionamento per lo svolgimento del servizio di dispacciamento sono distinti, in applicazione del principio di *tariff decoupling* del TIROSS, in:
- a) ricavi di riferimento, determinati *ex ante* ai fini del calcolo dei corrispettivi tariffari;
 - b) ricavi ammessi, determinati *ex post* in applicazione dei criteri ROSS.
- 3.3 Lo scostamento tra i ricavi ammessi e i ricavi di riferimento rilevanti ai fini del calcolo dei corrispettivi tariffari è congruato ai sensi del successivo Articolo 27.

Titolo II – RICAVI DI RIFERIMENTO PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

Articolo 4

Articolazione dei ricavi di riferimento per il servizio di trasmissione

- 4.1 I ricavi di riferimento per il servizio di trasmissione RT^t , per ciascun anno t del periodo di regolazione, sono pari alla somma delle quote di ricavo a copertura:
- della remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori, ai sensi del successivo Articolo 5;
 - dei meccanismi di incentivazione, ai sensi del successivo Articolo 6;
 - degli ammortamenti economico – tecnici, ai sensi del successivo Articolo 7;
 - dei costi operativi, ai sensi del successivo Articolo 8;
 - dei recuperi di efficienza realizzati nel corso del periodo regolatorio 2020-2023, ai sensi del successivo Articolo 9, e degli ulteriori oneri riconosciuti, ai sensi del successivo Articolo 10.
- 4.2 I ricavi di riferimento rilevanti ai fini del calcolo dei corrispettivi tariffari del servizio di trasmissione sono finalizzati a coprire, oltre ai costi relativi al servizio di trasmissione, anche i costi relativi al programma per la sicurezza e i costi relativi all'attività di misura a livello della rete di trasmissione, fatte salve le specificità in materia di remunerazione dell'attività di misura e di categorie di cespite.
- 4.3 Ai fini del calcolo dei corrispettivi tariffari, il valore dei ricavi di riferimento si intende:
- al netto della 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 di cui all'Articolo 23, è tenuto a restituire al sistema;
 - al netto dei ricavi associati a corrispettivi tariffari per energia reattiva, versati dalle imprese distributrici per i punti di interconnessione in alta o altissima tensione, ai sensi del successivo comma 20.11.

Articolo 5

Remunerazione del capitale investito

- 5.1 Le immobilizzazioni sono riconosciute tariffariamente a condizione che i relativi investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.
- 5.2 Con riferimento agli interventi di sviluppo della RTN di cui al Piano, nei casi in cui, per un dato intervento, risulti un beneficio per il sistema elettrico nazionale inferiore ai costi, tale intervento è ammesso al riconoscimento tariffario nei limiti dei benefici quantificabili e monetizzabili ai sensi dei Requisiti minimi di Piano.

- 5.3 Le immobilizzazioni che concorrono alla determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini della determinazione dei ricavi di riferimento per l'anno 2024 sono riconducibili a:
- a) investimenti realizzati precedentemente al 2004, riconosciute in modo parametrico secondo il valore e il sentiero di degrado definiti con deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11;
 - b) acquisizioni di porzioni di RTN, riconosciute in modo parametrico secondo il valore e il sentiero di degrado stabiliti dall'Autorità nelle rispettive deliberazioni che ne hanno definito il riconoscimento tariffario;
 - c) reti acquisite dalla società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A., riconosciute in modo parametrico secondo il valore e il sentiero di degrado definiti con deliberazione 29 ottobre 2015, 517/2015/R/EEL;
 - d) investimenti afferenti al servizio di trasmissione realizzati a decorrere dal 2004 e fino al 31 dicembre 2023.
- 5.4 Il valore netto delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti realizzati a decorrere dal 2004, di cui al punto 5.3, lettera d), è determinato puntualmente, per cespiti e per anno di entrata in esercizio, sulla base del costo storico degli incrementi patrimoniali in esercizio, e tenendo conto della quota già degradata sulla base delle durate convenzionali di cui alla Tabella 1 e delle eventuali alienazioni e dismissioni di cespiti. Il valore delle immobilizzazioni che si prevede entrino in esercizio nell'anno 2023 è determinato sulla base dei dati patrimoniali di preconsuntivo disponibili in sede di presentazione della proposta tariffaria. Dal valore degli incrementi patrimoniali sono esclusi gli oneri finanziari capitalizzati maturati sia antecedentemente sia successivamente all'avviamento dell'erogazione del servizio, ad eccezione di quanto previsto ai sensi del comma 5.12.
- 5.5 Al fine della rivalutazione del costo storico degli incrementi patrimoniali in esercizio si considera la stringa del deflatore con base 1 nell'anno 2023, di cui alla Tabella 2, determinata considerando una variazione dal 2022 al 2023 pari a 5,9%, inclusiva del raccordo di cui all'articolo 42 della delibera 497/2023/R/COM, pari a 4,2%.
- 5.6 Ai fini del capitale investito riconosciuto per l'anno 2024, sono considerati i seguenti elementi:
- a) il valore netto delle immobilizzazioni, determinato ai sensi dei precedenti punti;
 - b) il valore del capitale circolante netto, fissato pari al 0,1% del valore netto delle immobilizzazioni, in coerenza con i criteri ROSS;
 - c) le poste rettificative del capitale, quali:
 - i) il trattamento di fine rapporto al 31 dicembre 2023, sulla base dei dati patrimoniali di preconsuntivo;
 - ii) il valore netto dei contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o da privati, inclusi i contributi di connessione, per la realizzazione delle infrastrutture ricevuti in ciascun anno, rivalutato in base al deflatore

degli investimenti fissi lordi, al netto della quota già degradata calcolata, a decorrere dall'anno 2016, sulla base di una vita utile convenzionale di 45 anni;

iii) il fondo relativo a costi compensativi e/o ambientali non ancora erogati.

5.7 Per ciascun anno t del periodo di regolazione successivo al primo, la quota dei ricavi a copertura della remunerazione del capitale investito riconosciuto è aggiornata considerando:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, con base 1 nell'anno $t-1$ secondo quanto previsto dai criteri ROSS;
- b) gli investimenti entrati in esercizio nel corso dell'anno $t-2$;
- c) gli investimenti che si prevede entrino in esercizio nell'anno $t-1$ sulla base dei dati di preconsuntivo;
- d) quando disponibili, gli investimenti riconducibili alla quota di *slow money* in applicazione dei criteri ROSS, determinati tenendo conto della spesa effettiva totale, anche stimata, e del tasso di capitalizzazione approvato dall'Autorità ai sensi dell'articolo 43 della deliberazione 497/2023/R/COM;
- e) l'aggiornamento del valore dei fondi considerati come poste rettificative;
- f) eventuali contributi in conto capitale ottenuti per la realizzazione degli investimenti;
- g) per le immobilizzazioni di cui al punto 5.3, lettere a), b) e c), il relativo sentiero di degrado;
- h) per le immobilizzazioni di cui al punto 5.3, lettera d), l'incremento del fondo di ammortamento sulla base delle durate convenzionali di cui alla Tabella 1;
- i) le alienazioni e le dismissioni effettuate a qualsiasi titolo secondo quanto previsto dai criteri ROSS, e per il completamento della vita utile convenzionale dei cespiti.

5.8 Il tasso di remunerazione reale pre-tasse del capitale investito netto riconosciuto è fissato e aggiornato ai sensi del TIWACC.

5.9 Per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011 ed entro il 31 dicembre 2014, il valore di cui al comma 5.8 è incrementato dell'1%.

5.10 Ai fini della determinazione dei livelli tariffari dell'anno t , le immobilizzazioni in corso realizzate fino al 31 dicembre dell'anno $t-1$, opportunamente rivalutate all'anno $t-1$ attraverso il deflatore degli investimenti fissi lordi di cui al comma 5.5, concorrono alla determinazione del capitale investito netto remunerato per il servizio di trasmissione, di norma, per un periodo massimo di quattro anni, mediante l'applicazione di un tasso pari al valore del *WACC* determinato assumendo un rapporto tra capitale di terzi e capitale proprio pari a 4. Dopo il quarto anno, tale remunerazione è riconosciuta per ulteriori due anni con riferimento agli interventi di sviluppo in relazione ai quali l'Autorità non abbia espresso una valutazione contraria o sospensiva, e caratterizzati da spese di investimento

complessivamente superiori a 1 miliardo di euro e tempo di costruzione stimato *ex ante* ai sensi del Piano superiore a quattro anni.

- 5.11 Dal valore delle immobilizzazioni in corso riconosciute ai fini tariffari ai sensi del precedente comma 5.10 è dedotto il valore di eventuali contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o privati per la realizzazione di infrastrutture non ancora entrate in esercizio, afferenti quindi a immobilizzazioni in corso o immobilizzazioni non ancora realizzate, contabilizzato nell'anno in cui tale contributo è stato ricevuto, rivalutato in base al deflatore degli investimenti fissi lordi.
- 5.12 Con riferimento agli anni di mancata remunerazione delle immobilizzazioni in corso nei livelli tariffari, 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.
- 5.13 Nell'ambito del cespite "Spese preliminari di sviluppo intervento" sono valorizzate le spese preliminari per la definizione di un intervento di sviluppo, come definite all'articolo 47 dell'Allegato A alla deliberazione 27 febbraio 2024, 55/2024/R/EEL, con riferimento agli interventi individuati dall'Autorità a seguito di apposita istanza presentata da parte del gestore del sistema di trasmissione; tali spese si intendono attribuite al cespite nell'anno in cui sono state sostenute, indipendentemente dalla modalità di capitalizzazione.

Articolo 6

Incentivi relativi a precedenti disposizioni regolatorie

- 6.1 Ai fini del calcolo della quota di ricavo di riferimento a copertura dei meccanismi di incentivazione, sono considerati gli incentivi di cui ai seguenti commi.
- 6.2 È riconosciuta una remunerazione addizionale per gli investimenti entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione, determinata in applicazione dei criteri previsti dalle rispettive deliberazioni dell'Autorità n. 5/04, n. 348/07, ARG/elt 199/11 e 654/2015/R/EEL, per le relative tipologie e durate.
- 6.3 Per gli investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo ammessi dall'Autorità al trattamento incentivante con deliberazione 43/2013/R/EEL o con deliberazione 66/2013/R/EEL, a decorrere dal termine del relativo biennio di sperimentazione si applica l'incentivazione vigente nel periodo di regolazione 2012-2015 ai sensi della deliberazione ARG/elt 199/11, nei limiti dei costi di investimento dichiarati nell'istanza di ammissione al trattamento incentivante e a condizione che siano soddisfatti i requisiti previsti in esito alle relative sperimentazioni.

Articolo 7

Ammortamenti economico-tecnici

- 7.1 Ai fini del calcolo della quota di ricavo di riferimento a copertura degli ammortamenti economico-tecnici per l'anno 2024, il gestore del sistema di trasmissione determina:
- a) per le immobilizzazioni di cui al punto 5.3, lettere a), b) e c), il valore dell'ammortamento economico-tecnico in modo parametrico, secondo il coefficiente di ammortamento stabilito dall'Autorità nelle rispettive deliberazioni che ne hanno definito il riconoscimento tariffario;
 - b) per le immobilizzazioni di cui al punto 5.3, lettera d), in via puntuale sulla base del valore delle immobilizzazioni e della durata convenzionale stabilita nella Tabella 1, al netto delle quote di ammortamento di eventuali contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti calcolate assumendo convenzionalmente una vita utile ai fini tariffari pari a 45 anni.
- 7.2 Le quote di ammortamento di eventuali contributi pubblici in conto capitale percepiti a partire dall'anno 2016 all'anno 2023 non sono portate in detrazione della quota di ammortamento per i primi cinque anni, e comunque fino al raggiungimento di una soglia massima pari al 10% del valore del contributo percepito.
- 7.3 Per ciascun anno t del periodo di regolazione successivo al primo, la quota di ricavo a copertura degli ammortamenti è aggiornata considerando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, secondo quanto previsto dai criteri ROSS;
 - b) per le immobilizzazioni di cui al punto 5.3, lettere a), b) e c), il relativo coefficiente di ammortamento;
 - c) per le immobilizzazioni di cui al punto 5.3, lettera d), la quota di ammortamento degli investimenti entrati in esercizio fino all'anno $t-2$, nonché gli investimenti che si prevede entrino in esercizio nell'anno $t-1$ sulla base dei dati di preconsuntivo, in coerenza con il *lag* regolatorio di un anno nel riconoscimento degli ammortamenti previsto dai criteri ROSS;
 - d) quando disponibile, la quota di ammortamento degli investimenti riconducibili alla quota di *slow money* in applicazione dei criteri ROSS, determinati tenendo conto della spesa effettiva totale, anche stimata, e del tasso di capitalizzazione approvato dall'Autorità ai sensi dell'articolo 43 della deliberazione 497/2023/R/COM;
 - e) le quote di ammortamento di eventuali contributi in conto capitale ottenuti per la realizzazione degli investimenti;
 - f) le alienazioni e le dismissioni effettuate a qualsiasi titolo secondo quanto previsto dai criteri ROSS, e per il completamento della vita utile convenzionale dei cespiti.
- 7.4 La dismissione di immobilizzazioni non dà luogo al riconoscimento dell'eventuale valore residuo non ancora ammortizzato dell'investimento, fatto salvo quanto

previsto dalla deliberazione 565/2020/R/EEL relativamente alla dismissione dei sistemi di automazione di stazione in tecnologia digitale.

Articolo 8

Costi operativi

- 8.1 La quota di ricavo di riferimento a copertura dei costi operativi è determinata, per l'anno 2024, sulla base dei costi operativi effettivi di natura ricorrente sostenuti nell'esercizio 2022 e attribuiti al servizio di trasmissione, inclusivi dei costi relativi al programma per la sicurezza e i costi relativi all'attività di misura a livello della rete di trasmissione. I costi sono determinati in coerenza con i principi di cui all'Articolo 5 del TIROSS, sulla base dei conti annuali separati predisposti ai sensi del TIUC, al netto dei costi attribuibili ad altre attività, dei ricavi per vendita interna di beni e servizi, e dei costi capitalizzati.
- 8.2 Qualora si riscontrassero significativi scostamenti in eccesso tra le voci di costo sostenute nell'anno 2022 e quelle sostenute negli anni precedenti, ove non chiaramente giustificati dal gestore del sistema di trasmissione, i costi operativi effettivi sono determinati sulla base di una media della specifica voce di costo negli anni 2020-2022, escludendo la quota parte di natura non ricorrente. Tale previsione non è applicata in caso di istanza di attivazione dello *Z-factor* ai sensi dei criteri ROSS.
- 8.3 Non sono da comprendere nei costi operativi effettivi di cui al comma 8.1, neppure attraverso l'attribuzione di quote di costi dei servizi comuni e delle funzioni operative condivise, le seguenti voci di costo:
- a) le voci di costo operativo generalmente non ammesse al riconoscimento tariffario ai sensi del comma 5.3 del TIROSS, e in particolare:
 - i) accantonamenti e rettifiche operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie;
 - ii) oneri finanziari e rettifiche di valore di attività finanziarie;
 - iii) costi connessi all'erogazione di liberalità;
 - iv) costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo al gestore la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
 - v) oneri per sanzioni, penali, risarcimenti automatici e simili (comprese le penali relative ai meccanismi definiti dall'Autorità);
 - vi) oneri straordinari, ivi inclusi i costi relativi all'emergenza Covid-19;
 - vii) spese processuali in cui la parte è risultata soccombente;
 - viii) oneri per le assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi;
 - ix) partite relative a voci di natura residuale, quali gli altri costi, qualora non sia possibile dimostrare che non si tratti di costi la cui copertura sia già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione o in

relazione alle quali il riconoscimento risulti non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio;

- b) gli accantonamenti e le rettifiche per la copertura di rischi e oneri;
- c) i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di trasmissione di proprietà di altre imprese;
- d) gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti;
- e) gli ulteriori oneri riconosciuti di cui al successivo Articolo 10, quali le voci di costo considerate incomprimibili e gli oneri derivanti a Terna dall'adesione al meccanismo ITC;
- f) i costi riconducibili alle reti acquisite dalla società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A., riconosciuti ai sensi del comma 8.9.

8.4 Nell'ambito dei costi operativi effettivi ammissibili al riconoscimento tariffario ai sensi dei commi da 8.1 a 8.3 è altresì riconosciuta una quota dei costi, di natura ricorrente, sostenuti nel 2022 e relativi all'incentivazione all'esodo dei dipendenti, pari al contributo versato all'INPS per il pagamento della pensione anticipata, come previsto da norme di legge, e al 70% dell'utilizzo del fondo accantonato per l'incentivazione all'esodo.

8.5 Per il primo anno del periodo di regolazione, la *baseline* dei costi operativi è determinata rivalutando il costo operativo effettivo all'anno 2024 per tenere conto del tasso di inflazione in coerenza con i criteri ROSS, considerando le aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia rese disponibili dalla Banca d'Italia per l'anno 2023, pari a 6,0%, e per l'anno 2024, pari a 1,9%. Ai fini della determinazione dei ricavi ammessi *ex post*, si considera il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo dell'anno *t* coerente con i criteri di cui all'articolo 36 del TIROSS.

8.6 Negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, la *baseline* dei costi operativi è aggiornata annualmente in coerenza con i criteri ROSS, sulla base della seguente formula:

$$RT_{COR,t} = COR_{t-1} \cdot (1 + RPI_t - X + Y + Z)$$

dove:

- COR_{t-1} è la quota di ricavo di riferimento a copertura dei costi operativi nell'anno $t-1$, eventualmente rideterminata per tenere conto del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo effettivo *ex-post*, ai sensi del comma 35.3 del TIROSS;
- RPI_t è il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo dell'anno t risultante dalle aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia rese disponibili dalla Banca d'Italia ai sensi del comma 35.2 del TIROSS;
- X è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività (*X-factor*), determinato, in applicazione dei criteri ROSS, pari a zero (opzione SBP di cui all'articolo 10 del TIROSS); in caso di esercizio da parte del

gestore dell'opzione SAP di cui all'Articolo 11 del TIROSS, X è pari a 0,5% ai sensi dell'Articolo 3 della deliberazione 497/2023/R/COM;

- Y è un ulteriore parametro di variazione dei costi operativi riconosciuti per la copertura di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e da mutamenti del quadro normativo, di cui al successivo comma 8.7;
- Z è un ulteriore parametro di variazione dei costi operativi riconosciuti che tiene conto di costi incrementali, di cui al successivo comma 8.10.

8.7 Il gestore del sistema di trasmissione può presentare istanza per l'attivazione del parametro Y per la copertura dei costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e da mutamenti del quadro normativo, in coerenza con le previsioni di cui all'Articolo 39 del TIROSS. Nell'ambito dell'istanza il gestore è tenuto a dimostrare che tali costi siano incrementali rispetto ai costi effettivi considerati nell'anno base, nonché l'effettiva imprevedibilità ed eccezionalità degli eventi considerati o, con riferimento ai mutamenti normativi, le eventuali attività già svolte e i relativi costi nell'anno base, nonché le ulteriori attività che si rendono necessarie in applicazione di detta nuova normativa.

8.8 La *baseline* dei costi operativi relativa all'attività di trasmissione, di cui all'Articolo 35 del TIROSS:

- a) per il 2024, ai sensi del comma 8.1 della deliberazione 497/2023/R/COM, è assunta pari al costo operativo effettivo relativo al 2022 determinato ai sensi dei commi da 8.1 a 8.5;
- b) per gli anni successivi del periodo di regolazione, è aggiornata ai sensi del comma 8.6.

8.9 La *baseline* dei costi operativi relativa all'attività di trasmissione include, altresì, i costi operativi riconducibili alle reti acquisite dalla società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A., riconosciuti ai sensi della deliberazione 29 ottobre 2015, 517/2015/R/EEL, aggiornati per tener conto dell'inflazione e, fino all'anno tariffario 2027, considerando un X -factor pari a 4,8% in coerenza con le previsioni di cui al punto 7 della medesima deliberazione. Per l'aggiornamento al 2024, oltre all'inflazione di cui al precedente comma 8.5, si tiene inoltre conto dell'inflazione relativa ai mesi del 2022 non intercettati nell'aggiornamento tariffario del 2023, pari a 6,9%.

8.10 Il gestore, per ciascun anno del periodo regolatorio, ha facoltà di attivare il parametro di variazione della *baseline* dei costi operativi Z -factor per tener conto di costi incrementali, di cui all'Articolo 40 del TIROSS. Tale parametro è attivabile su istanza dell'operatore, previa dimostrazione della sussistenza dei requisiti necessari secondo i criteri ROSS di cui all'articolo 4 e tenuto conto del limite di cui al comma 10.2 della deliberazione 497/2023/R/COM.

8.11 Negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, la quota di ricavo a copertura dei costi operativi è aggiornata considerando la quota *fast money* determinata in coerenza con i criteri ROSS, tenendo conto della spesa effettiva

totale, anche stimata, e del tasso di capitalizzazione approvato dall’Autorità ai sensi dell’articolo 43 della deliberazione 497/2023/R/COM.

Articolo 9

Recuperi di efficienza realizzati nel corso del periodo regolatorio 2020-2023

- 9.1 In applicazione dei criteri ROSS di cui all’articolo 9 della deliberazione 497/2023/R/COM, per l’anno 2024 è riconosciuta una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori (o minori) efficienze realizzate nel corso del 5PR (PS^{5PRTe}), opportunamente rivalutate per tener conto dell’inflazione in coerenza con le previsioni di cui al comma 8.5, determinate come differenza tra i costi operativi riconosciuti, al netto della quota residua delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi regolatori, e i costi operativi effettivi ammissibili al riconoscimento tariffario ai sensi dei commi da 8.1 a 8.5, relativi all’anno 2022.
- 9.2 In coerenza con il principio di cui al comma 7.2 della deliberazione 497/2023/R/COM per il calcolo degli incentivi all’efficienza totale, le maggiori o minori efficienze di cui al precedente comma sono determinate considerando congiuntamente i costi relativi al servizio di trasmissione, inclusivi dei costi relativi al programma per la sicurezza e all’attività di misura, e a copertura dei costi di funzionamento di Terna per lo svolgimento del servizio di dispacciamento, e successivamente riallocate alla specifica attività in funzione del costo operativo effettivo totale. Nell’ambito di tali costi:
- a) sono ricompresi i costi operativi riconducibili alle reti acquisite dalla società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A.;
 - b) sono esclusi gli ulteriori oneri riconosciuti di cui al successivo Articolo 10.
- 9.3 Negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, le maggiori (o minori) efficienze – come determinate ai sensi dei precedenti commi – sono gradualmente traslate agli utenti nel corso del periodo regolatorio, lasciando alle imprese una quota, opportunamente rivalutata per tener conto dell’inflazione in coerenza con i criteri di cui all’articolo 35, commi 2 e 3, del TIROSS, pari al 37,5% nel secondo anno, al 25% nel terzo anno e al 12,5% nel quarto anno del 6PRTE.

Articolo 10

Ulteriori oneri riconosciuti

- 10.1 Le seguenti voci di costo operativo sono escluse dal perimetro di costi efficientabili di cui al precedente Articolo 8 soggetti all’applicazione dei criteri ROSS, e sono riconosciute “on top”:
- a) *fee* di partecipazione ad attività internazionali di natura obbligatoria (ad esclusione dei relativi costi del personale), quali ad esempio i costi fissi di partecipazione ad associazioni (ENTSO-E) e progetti internazionali;
 - b) oneri derivanti a Terna dall’adesione al meccanismo ITC.

- 10.2 I costi di cui presente articolo sono determinati, per ciascun anno t del periodo di regolazione, sulla base delle previsioni di spesa fornite dal gestore del sistema di trasmissione e del conguaglio tra il valore del costo stimato e la spesa effettivamente sostenuta nell'anno $t-2$.

Titolo III – RICAVI DI RIFERIMENTO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

Articolo 11

Articolazione dei ricavi di riferimento per il servizio di dispacciamento

- 11.1 I ricavi di riferimento per la copertura dei costi di funzionamento di Terna per lo svolgimento del servizio di dispacciamento RT^D , per ciascun anno t del periodo di regolazione, sono pari alla somma delle quote di ricavo a copertura:
- a) dei costi di capitale, remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori e ammortamenti economico – tecnici, ai sensi del successivo Articolo 12;
 - b) dei costi operativi, ai sensi del successivo Articolo 13;
 - c) dei recuperi di efficienza realizzati nel corso del periodo regolatorio 2020-2023, ai sensi del successivo Articolo 14, e degli ulteriori oneri riconosciuti, ai sensi del successivo Articolo 15.

Articolo 12

Costi di capitale

- 12.1 Il valore netto delle immobilizzazioni riconducibile alle immobilizzazioni afferenti al servizio di dispacciamento, e la relativa quota di ricavo a copertura della remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori, sono determinati e aggiornati in sostanziale analogia con i criteri di cui all'Articolo 5.
- 12.2 La quota di ricavo di riferimento a copertura degli ammortamenti economico-tecnici è determinata e aggiornata puntualmente, per cespiti e per anno di entrata in esercizio, sulla base del costo storico degli incrementi patrimoniali in esercizio, e tenendo conto della quota già degradata sulla base delle durate convenzionali di cui alla Tabella 1 e delle eventuali alienazioni e dismissioni di cespiti, in sostanziale analogia con i criteri di cui all'Articolo 7.
- 12.3 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 rivalutata per effetto dell'applicazione del deflatore degli investimenti fissi lordi.

Articolo 13

Costi operativi

- 13.1 La quota di ricavo di riferimento a copertura dei costi operativi del servizio di dispacciamento è determinata e aggiornata in sostanziale analogia con i criteri di cui all'Articolo 8, sulla base dei costi operativi effettivi di natura ricorrente sostenuti nell'esercizio 2022 e attribuiti al servizio di dispacciamento.

Articolo 14

Recuperi di efficienza realizzati nel corso del periodo regolatorio 2020-2023

- 14.1 La quota delle maggiori (o minori) efficienze realizzate nel corso del 5PR, per la quota parte riconducibile al servizio di dispacciamento determinata in funzione del costo operativo effettivo totale, è determinata e aggiornata in coerenza con i criteri di cui all'Articolo 9.

Articolo 15

Ulteriori oneri riconosciuti

- 15.1 Le seguenti voci di costo operativo sono escluse dal perimetro di costi efficientabili di cui al precedente Articolo 13 soggetti all'applicazione dei criteri ROSS, e sono riconosciute "on top":
- a) oneri relativi a progetti o partecipazioni ad entità europee di cui al c.d. *Clean Energy Package*;
 - b) oneri per partecipazione alla *Crowd Balancing Platform*, a titolo volontario, per lo sviluppo di strumenti utili a favorire la partecipazione al mercato delle risorse distribuite;
 - c) costi relativi al monitoraggio di cui al TIMM;
 - d) costi relativi allo sviluppo e alla manutenzione della piattaforma GAUDÌ, ai sensi della deliberazione ARG/elt 124/10;
 - e) costi relativi alla campagna di comunicazione e sensibilizzazione all'uso razionale dell'energia realizzata da Terna su indicazione del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, sulla base dei costi a consuntivo, in coerenza con le previsioni di cui alla deliberazione 719/2022/R/EEL.
- 15.2 I costi di cui al precedente comma sono determinati, per ciascun anno t del periodo di regolazione, sulla base delle previsioni di spesa fornite dal gestore, tenuto conto del conguaglio tra il valore del costo stimato per l'anno $t-2$ e la spesa effettivamente sostenuta nel medesimo anno $t-2$.

Titolo IV – TARIFFA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

Articolo 16

Tariffa per il servizio di trasmissione applicata nei punti di interconnessione tra RTN e rete di distribuzione

- 16.1 Ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica dalla RTN riconosce al gestore del sistema di trasmissione la tariffa CTR determinata applicando:
- a) la componente CTR_E , quota energia della tariffa CTR , espressa in centesimi di euro/kWh, alla somma dell'energia netta:
 - i) prelevata dall'impresa distributrice dalla RTN, aumentata del fattore percentuale di cui alla Tabella 4 del TIS per tenere conto delle perdite di energia elettrica nel punto di interconnessione tra RTN e rete di distribuzione;
 - ii) immessa nella rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione virtuale alla RTN, aumentata del fattore percentuale di cui alla Tabella 4 del TIS per tenere conto delle perdite di energia elettrica nel punto di interconnessione tra RTN e rete di distribuzione;
 - b) la componente CTR_P , quota potenza della tariffa CTR , espressa in centesimi di euro/kW/anno, alla potenza di interconnessione tra RTN e rete di distribuzione prelevata dall'impresa distributrice dalla RTN, come rilevante ai fini della determinazione della componente CTR_P ai sensi del successivo comma 16.3 per l'anno di applicazione.
- 16.2 La componente CTR_E è determinata come rapporto tra:
- a) una quota pari al 7% dei ricavi di riferimento per il servizio di trasmissione RT^T ;
 - b) l'energia di riferimento, pari alla somma dell'energia netta prelevata dalla RTN e immessa nei punti di interconnessione virtuale alla RTN nell'anno antecedente l'anno tariffario, sulla base dei dati di consuntivo o preconsuntivo disponibili, questi ultimi eventualmente stimati tenendo conto degli ultimi dati di consuntivo disponibili al momento della determinazione.
- 16.3 La componente CTR_P è determinata come rapporto tra:
- a) una quota pari al 93% dei ricavi di riferimento per il servizio di trasmissione RT^T ;
 - b) la potenza di interconnessione tra RTN e rete di distribuzione di riferimento, pari alla media dei valori massimi delle potenze di interconnessione tra RTN e rete di distribuzione in ciascun mese dell'anno antecedente l'anno tariffario, sulla base dei dati mensili di consuntivo o preconsuntivo disponibili, quest'ultimi eventualmente stimati tenendo conto degli ultimi dati di consuntivo disponibili al momento della determinazione.

Articolo 17

Tariffa per il servizio di trasmissione applicata ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali

- 17.1 Ai fini dell'applicazione ai punti di prelievo nella titolarità di clienti finali della tariffa *TRAS* a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione, si considerano le tipologie contrattuali di cui all'articolo 2 del TIT 2024-2027.
- 17.2 La tariffa *TRAS* è determinata applicando:
- a) la componente $TRAS_E$, espressa in centesimi di euro/kWh:
 - i) per le utenze in bassa e media tensione di cui al comma 2.2 del TIT 2024-2027, lettere da a) a f), pari alla tariffa *TRAS* monomia *pro forma* di cui al comma 17.3 specifica di ciascuna tipologia di utenza;
 - ii) per le utenze in alta e altissima tensione, di cui al comma 2.2 del TIT 2024-2027, lettere da g) a i), determinata come rapporto tra una quota pari al 7% del gettito derivante dalla tariffa *TRAS* monomia *pro forma* di cui al comma 17.3 specifica di ciascuna tipologia di utenza, e l'energia di riferimento utilizzata ai fini del dimensionamento della tariffa obbligatoria per l'uso delle infrastrutture *TD* di cui al TIT 2024-2027 per tali tipologie di utenze, tenuto conto del coefficiente di riporto a valle delle perdite specifico di ciascuna tipologia di utenza;
 - b) la componente $TRAS_P$, espressa in centesimi di euro/kW/anno:
 - i) per le utenze in bassa e media tensione, di cui al comma 2.2 del TIT 2024-2027, lettere da a) a f), pari a zero;
 - ii) per le utenze in alta e altissima tensione, di cui al comma 2.2 del TIT 2024-2027, lettere da g) a i), determinata come rapporto tra una quota pari al 93% del gettito derivante dalla tariffa *TRAS* monomia *pro forma* di cui al comma 17.3 per tali tipologie di utenze, e la potenza impegnata relativa a tali tipologie di utenze nell'anno antecedente l'applicazione tariffaria, sulla base dei dati di preconsuntivo.
- 17.3 La tariffa *TRAS* monomia *pro forma*, espressa in centesimi di euro/kWh, è definita, per ciascuna delle tipologie di utenze di clienti finali, con l'obiettivo di garantire l'equilibrio tra il gettito derivante dalla sua applicazione e il ricavo di riferimento a copertura dei costi di trasmissione, tenuto conto della domanda di energia elettrica rilevante ai fini del dimensionamento della tariffa obbligatoria per l'uso delle infrastrutture *TD* di cui al TIT 2024-2027. Tale energia è assunta pari all'energia elettrica di preconsuntivo afferente a ciascuna delle tipologie di utenze nell'anno antecedente l'anno tariffario, tenuto conto del coefficiente di riporto a valle delle perdite sulla base dei fattori di perdita di cui alla Tabella 4 del TIS, considerando pari a zero il fattore di perdita per le utenze in altissima tensione uguale o superiore a 380 kV.
- 17.4 Per le utenze domestiche in bassa tensione di cui al comma 2.2, lettera a), del TIT 2024-2027, la componente $TRAS_E$ rileva ai fini della determinazione della

componente σ_3 della tariffa obbligatoria per l'uso delle infrastrutture *TD* a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

Articolo 18

Corrispettivi per i servizi di trasmissione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalle reti di distribuzione

- 18.1 Ciascuna impresa distributtrice che preleva energia elettrica da reti di distribuzione riconosce all'impresa distributtrice dalla cui rete l'energia elettrica viene prelevata i corrispettivi di cui all'Articolo 17 previsti per le tipologie di contratto di cui al comma 2.2 del TIT 2024-2027, lettere d), f), g), h), i), secondo il livello di tensione del punto di interconnessione.

Articolo 19

Corrispettivi per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica prelevata ai fini della successiva immissione in rete

- 19.1 Con riferimento ai prelievi di energia elettrica funzionali a consentire la successiva immissione in rete, in relazione all'erogazione dei servizi di trasmissione, non sono dovuti corrispettivi tariffari.

Titolo V – CORRISPETTIVI PER ENERGIA REATTIVA IN ALTA E ALTISSIMA TENSIONE

Articolo 20

Corrispettivi per eccessivi prelievi e per immissioni di energia reattiva

- 20.1 I valori di scambio di energia reattiva per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali e punti di interconnessione di imprese distributrici connessi in alta o altissima tensione sono compresi tra fattore di potenza 0,95 in prelievo di energia reattiva e 1, fatto salvo quanto previsto al successivo comma 20.4.
- 20.2 Le imprese distributrici ed i clienti finali connessi in alta o altissima tensione rendono disponibile a Terna le misure di tensione e del fattore di potenza su base quarto-oraria con frequenza trimestrale, secondo modalità definite e rese note da Terna.
- 20.3 Ciascuna impresa distributtrice, nel caso di punti di prelievo di clienti finali in alta o altissima tensione, e il gestore del sistema di trasmissione, nel caso di punti di interconnessione in alta o altissima tensione tra reti di distribuzione e rete di trasmissione nazionale, applica i corrispettivi per eccessivi prelievi di energia reattiva e per immissioni di energia reattiva da parte rispettivamente del cliente finale o dell'impresa distributtrice, tenendo conto delle disposizioni della deliberazione 28 marzo 2023, 124/2023/R/EEL.
- 20.4 Le soglie funzionali all'applicazione dei corrispettivi per energia reattiva trovano applicazione a meno che:
- a) in corrispondenza del punto di prelievo o del punto di interconnessione siano installati dispositivi di compensazione dell'energia reattiva che prevedano la regolazione continua della tensione sul nodo in alta tensione, asserviti alla gestione prevista da Terna;
 - b) relativamente a un punto di prelievo, il gestore del sistema di trasmissione, eventualmente per il tramite dell'impresa distributtrice e con approvazione dell'Autorità, anche in modalità di silenzio-assenso, abbia richiesto e concordato con l'utente, compatibilmente con le possibilità impiantistiche dell'utente, soglie differenti per il prelievo di energia reattiva oppure per l'immissione di energia reattiva, in ragione di necessità locali della rete a cui l'utente è connesso;
 - c) relativamente a un punto di interconnessione, il gestore del sistema di trasmissione abbia richiesto e concordato con l'impresa distributtrice, con approvazione dell'Autorità anche in modalità di silenzio-assenso, soglie differenti per il prelievo di energia reattiva oppure per l'immissione di energia reattiva in ragione di specificità locali.
- 20.5 I corrispettivi per immissioni di energia reattiva di cui al presente articolo sono annullati per un intero anno qualora, per i punti di interconnessione in un'area omogenea identificata ai sensi della deliberazione 28 marzo 2023, 124/2023/R/EEL, l'impresa distributtrice renda disponibili agli ordini di esercizio di Terna adeguati

strumenti di compensazione delle immissioni di energia reattiva, a livello di area omogenea, per almeno il 90% dei quarti d'ora dell'anno nella fascia oraria F3.

- 20.6 Ai fini dell'applicazione del precedente comma e nelle more di successive misure e analisi da parte di Terna, per gli anni 2024 e 2025 si intende come adeguata la compensazione del valore mediano dell'energia reattiva immessa a livello di area omogenea in fascia oraria F3 nel corso del 2022.
- 20.7 Nel caso di punti di interconnessione tra reti di distribuzione in alta tensione e rete di trasmissione nazionale, purché tra di essi esista un collegamento circuitale in alta tensione facente parte della rete di distribuzione, i corrispettivi si applicano all'aggregato dei medesimi punti.
- 20.8 Nei punti di interconnessione tra rete di trasmissione nazionale e reti di distribuzione, ai fini dell'applicazione dei corrispettivi per eccessivi prelievi di energia reattiva si considera l'energia attiva prelevata, aumentata di quella generata ed immessa sulle reti di distribuzione sottese ai predetti punti moltiplicata per un fattore percentuale per tener conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, in base alla regolazione vigente.
- 20.9 Per i punti di interconnessione tra rete di trasmissione nazionale e reti di distribuzione, le imprese distributrici interconnesse comunicano i valori di energia attiva generata ed immessa nella propria rete di distribuzione e nelle eventuali reti di distribuzione a essa sottese in ciascuna delle fasce F1, F2 e F3 al gestore del sistema di trasmissione.
- 20.10 Le imprese distributrici versano alla Cassa, a valere sul Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi, gli importi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per energia reattiva applicati ai punti di prelievo in alta e altissima tensione, con cadenza mensile, entro il 15° giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la fatturazione dei medesimi corrispettivi e componenti.
- 20.11 Il gestore del sistema di trasmissione destina, a decorrere dalla proposta tariffaria per l'anno 2026 (anno t), le partite economiche derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per energia reattiva nei punti di interconnessione con reti di distribuzione a riduzione delle tariffe relative al servizio di trasmissione, facendo riferimento ai ricavi dei corrispettivi tariffari di competenza dell'anno $t-2$.

Titolo VI – ULTERIORI CORRISPETTIVI

Articolo 21

Copertura dei costi dei meccanismi output-based

- 21.1 Il finanziamento dei premi (ed eventualmente la corresponsione delle penalità) per Terna relativi alla regolazione *output-based* avviene mediante l'utilizzo di conti della Cassa, finanziati tramite specifiche componenti tariffarie, come definito nel ROTE.

Articolo 22

Componente a copertura dei costi per il servizio di dispacciamento

- 22.1 I ricavi per il servizio di dispacciamento di cui al Titolo III sono coperti attraverso la componente *DIS* di cui all'articolo 46 dell'Allegato A alla deliberazione 13 giugno 2006, n. 111.
- 22.2 In ciascun anno del periodo di regolazione, qualora rispetto ai volumi di energia elettrica presi a riferimento per la determinazione della componente *DIS* di cui al precedente comma si registrino, a consuntivo, variazioni eccedenti, in più o in meno, la franchigia dello 0,5%, il maggiore o minore ricavo derivante dal superamento di detta franchigia è considerato ai fini della determinazione della componente *DIS* negli anni successivi.

Articolo 23

Corrispettivi per la fornitura di ulteriori servizi attraverso l'impiego delle infrastrutture di trasmissione

- 23.1 Il gestore del sistema di trasmissione ha facoltà di offrire servizi attraverso l'impiego delle infrastrutture di trasmissione per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico o ad altri operatori di rete del settore elettrico in grado di conseguire efficienze complessive nell'erogazione del servizio regolato, a condizione che ciò sia compatibile con il mantenimento degli standard di qualità e sicurezza del servizio di trasmissione e che dall'offerta dei suddetti servizi non derivino oneri impropri aggiuntivi per il servizio di trasmissione.
- 23.2 Il gestore del sistema di trasmissione ha facoltà di trattenere il 50% dei ricavi netti derivanti dall'offerta dei servizi di cui al precedente comma.
- 23.3 L'offerta di tali servizi è soggetta ad approvazione da parte dell'Autorità, in esito ad una apposita istanza presentata dal gestore del sistema di trasmissione nell'ambito della proposta tariffaria; sono fatti salvi i servizi già erogati dal gestore del sistema di trasmissione nel precedente periodo regolatorio.

Titolo VII - APPROVAZIONE DELLE TARIFFE E OBBLIGHI INFORMATIVI

Articolo 24

Approvazione della proposta tariffaria e determinazione dei corrispettivi

24.1 Entro il 31 ottobre di ogni anno (anno $t-1$), il gestore del sistema di trasmissione presenta all'Autorità la proposta tariffaria per l'anno successivo (anno t), utilizzando la modulistica predisposta dalla Direzione Infrastrutture Energia. La proposta tariffaria deve essere sottoscritta dal legale rappresentante della società che attesti la conformità e riconciliabilità dei dati riportati nella proposta tariffaria con quelli desumibili dai documenti contabili della società (inclusi i conti annuali di cui al TIUC), la conformità dei valori indicati con le modalità di valorizzazione a costo storico di primo acquisto o di costruzione nel caso di lavori in economia, senza tenere conto di eventuali rivalutazioni, nonché la pertinenza delle immobilizzazioni e dei contributi in conto capitale dichiarati con le attività di trasmissione (inclusa la misura e il programma per la sicurezza) e dispacciamento dell'energia elettrica (attraverso una specifica Dichiarazione di conformità). Tale proposta include:

- a) i ricavi di riferimento per il servizio di trasmissione RT^T e i ricavi di riferimento per il servizio di dispacciamento RT^D relativi all'anno successivo (anno t);
- b) la potenza di interconnessione tra RTN e rete di distribuzione prelevata dall'impresa distributrice dalla RTN, rilevante ai fini della determinazione della componente CTR_P ;
- c) la somma dell'energia netta prelevata dalle imprese distributrici dalla RTN e dell'energia elettrica immessa nella rete delle imprese distributrici nei punti di interconnessione virtuale alla RTN, rilevante ai fini della determinazione della componente CTR_E ;
- d) le eventuali proposte di approvazione di corrispettivi per ulteriori servizi;
- e) con riferimento agli oneri del meccanismo ITC e ai costi operativi incomprimibili riconosciuti "on top", il valore di consuntivo di tali oneri effettivamente sostenuti nell'anno $t-2$ e la stima dei costi da sostenere nell'anno t ;
- f) la quota-parte di ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico attribuibili al gestore del sistema di trasmissione;
- g) la quota-parte di ricavi coperta dai corrispettivi per energia reattiva in relazione a eccessivi prelievi e immissioni di energia reattiva di imprese distributrici in punti di interconnessione in alta o altissima tensione;
- h) la consistenza impiantistica di eventuali titolari di RTN terzi e il ricavo di competenza, alla luce delle disposizioni applicabili.
- i) In sede di presentazione della proposta tariffaria per l'anno t , il gestore del sistema di trasmissione presenta inoltre le componenti della spesa effettiva

dell'anno $t-2$, ai fini della determinazione del ricavo ammesso di tale anno in applicazione dei criteri ROSS.

- 24.2 In sede di presentazione della proposta tariffaria, il gestore del sistema di trasmissione può presentare richieste di rettifica aventi ad oggetto dati patrimoniali o fisici. Tali richieste di rettifica sono accettate:
- qualora comportino vantaggi per i clienti finali, con decorrenza dall'anno tariffario a cui è riferibile l'errore;
 - qualora comportino vantaggi per il gestore di rete, con decorrenza dall'anno tariffario successivo a quello della richiesta di rettifica.
- 24.3 Le richieste di rettifica di cui al punto 24.2 comportano l'applicazione di una indennità amministrativa a carico dell'impresa che richiede la rettifica pari all'1% della variazione del livello dei ricavi attesi causato dalla medesima rettifica, con un minimo pari a 1.000 euro. Tale indennità è applicata dalla Cassa ed è versata sul Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi.
- 24.4 Entro il 31 dicembre di ogni anno, l'Autorità provvede a determinare i corrispettivi tariffari relativi all'anno successivo, inclusi i corrispettivi per eccessivi prelievi di energia reattiva e per immissioni di energia reattiva di cui al comma 20.3. La proposta tariffaria si intende approvata qualora l'Autorità non si pronunci in senso contrario entro 60 giorni dal suo ricevimento. Tali termini si intendono sospesi nel caso in cui vengano richiesti ulteriori approfondimenti.
- 24.5 Il mancato rispetto degli obblighi informativi comporta la non inclusione dei nuovi investimenti ai fini dell'aggiornamento tariffario annuale, fino ad ottemperanza e senza prevedere alcuna forma di conguaglio.

Articolo 25

Obblighi informativi in materia di investimenti

- 25.1 Entro il 30 giugno di ogni anno ($t-1$), preliminarmente alla presentazione della proposta tariffaria per l'anno t , il gestore del sistema di trasmissione comunica all'Autorità, utilizzando la modulistica predisposta dalla Direzione Infrastrutture Energia:
- gli investimenti e le dismissioni effettuati nell'anno precedente ($t-2$), riportati nei bilanci sottoposti a revisione contabile, distinti per categoria di cespiti, per intervento e, con riferimento alle dismissioni, per le tipologie di investimento incentivate nei precedenti periodi di regolazione;
 - gli investimenti e le dismissioni effettuati nell'anno $t-1$, sulla base dei dati di preconsuntivo;
 - gli investimenti programmati per i 4 anni successivi mediante un prospetto riportante l'illustrazione degli obiettivi, dei costi e dei tempi di realizzazione delle opere, distinti per intervento, per categoria di cespiti, e per le tipologie

di investimento incentivate nei precedenti periodi di regolazione, fornendo un aggiornamento dei dati trasmessi ai sensi dell'articolo 11 della deliberazione 627/2016/R/EEL, che tenga conto dei dati di preconsuntivo dell'anno $t-1$ rilevanti per i livelli tariffari dell'anno t e giustificando eventuali scostamenti;

- d) le dismissioni programmate per i 4 anni successivi, con illustrazione dei motivi e della valutazione dei cespiti dismessi, distinte per categoria di cespiti e per le tipologie di investimento incentivate nei precedenti periodi di regolazione;
- e) la documentazione comprovante i costi compensativi e ambientali sostenuti nell'anno precedente per la realizzazione di ciascun investimento, unitamente agli atti autorizzativi e ai provvedimenti derivanti dalla normativa nazionale o locale o, qualora presenti, agli accordi sottoscritti con gli enti locali, per la realizzazione delle opere compensative;
- f) l'andamento dei costi medi di investimento a livello aggregato, suddivisi per tipologia di investimento e anno di realizzazione;
- g) l'evoluzione delle immobilizzazioni in corso negli ultimi 6 anni e stimata per i successivi 4 anni, monitorando il tempo di permanenza come immobilizzazioni in corso.

Articolo 26

Obblighi informativi in materia di attestazione dei ricavi

26.1 Entro il 31 ottobre di ogni anno (anno $t-1$), il gestore del sistema di trasmissione comunica all'Autorità, utilizzando la modulistica predisposta dalla Direzione Infrastrutture Energia, una dichiarazione, 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, riportante l'attestazione dei ricavi conseguiti nell'anno precedente (anno $t-2$), evidenziando in particolare:

- a) i ricavi derivanti dall'applicazione delle componenti tariffarie per il servizio di trasmissione e della componente *DIS* a copertura dei costi di funzionamento di Terna per lo svolgimento del servizio di dispacciamento;
- b) i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per energia reattiva;
- c) il valore dei ricavi derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico;
- d) altre voci di ricavo conseguite dal gestore del sistema di trasmissione, anche in applicazione di specifiche disposizioni del Codice di rete.

Titolo VIII - MECCANISMI DI CONGUAGLIO DEI RICAVI DI RIFERIMENTO

Articolo 27

Conguaglio degli scostamenti derivanti dal tariff decoupling

27.1 In coerenza con le previsioni di cui all'articolo 16 della deliberazione 497/2023/R/COM, con riferimento a ciascun anno del periodo di regolazione, il gestore del sistema di trasmissione presenta, entro il 31 ottobre dell'anno successivo a quello di competenza e contestualmente all'invio delle informazioni di cui all'Articolo 26, secondo modalità definite dalla Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità:

- a) le spese effettive dell'anno $t-1$;
- b) la proposta tariffaria relativa al ricavo ammesso del medesimo anno $t-1$;
- c) il conguaglio del *tariff decoupling*, pari allo scostamento tra:
 - i) i ricavi ammessi di cui al comma 3.1, lettera b), determinati sulla base delle spese effettive; la quota parte di tali ricavi attribuita alla componente energia è corretta in funzione del rapporto tra l'energia effettiva e l'energia di riferimento per la determinazione della componente CTR^E ;
 - ii) i ricavi di riferimento rilevanti ai fini del calcolo dei corrispettivi tariffari per il medesimo anno, al netto delle partite escluse dall'applicazione dei criteri ROSS.

Articolo 28

Regolazione delle spettanze relative ai conguagli dei ricavi di riferimento

- 28.1 In sede di approvazione della proposta tariffaria e determinazione dei corrispettivi per l'anno t , ai sensi dell'Articolo 24, l'Autorità approva, a decorrere dal 2025, l'ammontare conguaglio del *tariff decoupling* di cui al presente Titolo VIII.
- 28.2 Entro il 31 gennaio di ciascun anno, a decorrere dal 2026, il gestore del sistema di trasmissione e la Cassa provvedono a regolare le spettanze relative al conguaglio del *tariff decoupling* a valere sul Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica istituito presso Cassa, alimentato dalla componente UC3 di cui al TIPPI.

Tabella 1 - Durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti

TRASMISSIONE		DISPACCIAMENTO	
Categoria di cespiti	Durata convenz. (anni)	Categoria di cespiti	Durata convenz. (anni)
Linee di trasmissione	45	Fabbricati	40
Stazioni elettriche	33	Immobilizzazioni materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)	5
Sistemi digitali di stazione	15	Impianti di teletrasmissione	10
Fabbricati	40	Impianti di teletrasmissione - Fibra ottica	20
Impianti di teletrasmissione	10	Impianti di teleconduzione e controllo	20
Impianti di teletrasmissione - Fibra ottica	20	Impianti di teleconduzione e controllo - Calcolatori	10
Immobilizzazioni materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)	5	Immobilizzazioni materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)	5
Impianti di teleconduzione e controllo	20	Altre immobilizzazioni materiali	10
Impianti di teleconduzione e controllo – Calcolatori	10	Mobili e arredi	17
Gruppi di misura	15	Immobilizzazioni materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)	5
Trasformatori (TA/TV)	20	Sistemi informativi	5
Sistemi informativi	5	Software di telecontrollo	5
Altre immobilizzazioni materiali	10	Software di metering	5
Immobilizzazioni materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)	5	Software di <i>settlement</i>	5
Mobili e arredi	17	Altre immobilizzazioni immateriali	5
Immobilizzazioni materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)	5	Concessione dispacciamento	23
Sistemi informativi	5		
Altre immobilizzazioni materiali	10		
Altri impianti (inclusi impianti presso Terzi)	20		
Sistemi di accumulo	12		
Altri impianti (inclusi impianti presso Terzi)	20		
Altre immobilizzazioni immateriali	5		
Sistemi informativi	5		
Spese preliminari di sviluppo intervento	5		
Terreni	-		

MISURA (ULTERIORI RISPETTO A TRASMISSIONE)	
Categoria di cespiti	Durata convenz. (anni)
Misuratori e Trasformatori AT	20
Misuratori e Trasformatori MT	20
Misuratori elettronici BT - conformi ai requisiti di cui alla delibera n. 292/06	15
Altri misuratori BT	20

Tabella 2 – Deflatore degli investimenti fissi lordi con base 1 = 2023 rilevante ai fini della determinazione delle tariffe di trasmissione 2024

Anno	Deflatore	Anno	Deflatore	Anno	Deflatore
1959	37,49257	1981	4,15413	2003	1,42312
1960	35,98761	1982	3,60964	2004	1,37906
1961	35,19224	1983	3,23523	2005	1,33713
1962	33,75859	1984	2,96352	2006	1,30584
1963	31,22628	1985	2,71792	2007	1,26956
1964	29,91875	1986	2,61774	2008	1,23851
1965	29,82433	1987	2,50802	2009	1,19844
1966	29,02186	1988	2,37573	2010	1,19868
1967	28,06800	1989	2,25389	2011	1,17101
1968	27,43641	1990	2,11387	2012	1,13633
1969	25,90761	1991	1,99710	2013	1,12064
1970	22,80089	1992	1,92065	2014	1,11952
1971	21,65204	1993	1,85018	2015	1,11729
1972	20,96259	1994	1,78910	2016	1,11395
1973	17,49140	1995	1,71976	2017	1,11395
1974	13,49653	1996	1,66309	2018	1,10730
1975	11,51254	1997	1,61981	2019	1,10070
1976	9,62190	1998	1,59131	2020	1,09088
1977	8,19470	1999	1,56787	2021	1,08653
1978	7,23648	2000	1,52471	2022	1,05900
1979	6,29189	2001	1,49048	2023	1,00000
1980	5,07827	2002	1,45201		