

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

474/2023/R/EEL

**ORIENTAMENTI PER LA REGOLAZIONE
INFRASTRUTTURALE
DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA
ELETTRICA
PER IL SESTO PERIODO DI REGOLAZIONE 2024-2027**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti
nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente 18 aprile 2023, 166/2023/R/EEL

Mercato di incidenza: energia elettrica

17 ottobre 2023

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 18 aprile 2023, 166/2023/R/EEL, per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2024-2027, anche tenuto conto della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (cfr. deliberazione 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM).

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) entro il **13 novembre 2023**.*

Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Con riferimento alla pubblicazione delle osservazioni, di cui al punto 1, lettera b), della stessa Informativa, si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all'invio del proprio contributo alla presente consultazione, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 - Milano

*email: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it*

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Base giuridica e finalità del trattamento

a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

b. Pubblicazione delle osservazioni

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

c. Modalità della pubblicazione

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

3. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

4. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

5. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Corso di Porta Vittoria, 27, 20122 Milano, e-mail: rpd@arera.it.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

PARTE I - ASPETTI INTRODUTTIVI	8
TITOLO I - INQUADRAMENTO E OBIETTIVI DELL'INTERVENTO	8
1. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione	8
2. Obiettivi dell'intervento	9
3. Struttura del documento	10
TITOLO II - QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO, CONTESTO DI RIFERIMENTO	11
4. Quadro normativo europeo.....	11
5. Quadro normativo nazionale	12
Disposizioni riguardanti il gestore del sistema di trasmissione	12
Normativa nazionale per la regolazione delle infrastrutture	13
Disposizioni in materia di reti di titolari terzi di RTN.....	14
Disposizioni in materia di Piano per la sicurezza	14
Disposizioni in materia di pianificazione degli investimenti	14
6. Quadro regolatorio	16
Disposizioni generali.....	17
Regolazione output-based.....	17
Attività di misura.....	17
Pianificazione degli investimenti	18
Approccio ROSS per la determinazione dei ricavi di riferimento	18
Tasso di remunerazione del capitale	19
7. Contesto di riferimento.....	19
PARTE II - DETERMINAZIONE DEI RICAVI.....	23
TITOLO I - RICAVI PER LA DETERMINAZIONE DELLA TARIFFA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE.....	23
8. Articolazione dei ricavi di riferimento per il servizio di trasmissione	23
9. Raccordo con i criteri ROSS per costi di capitale e costi operativi	24
Criteri generali e raccordo con i criteri ROSS	24
Tasso di remunerazione.....	25
Trattamento delle immobilizzazioni in corso.....	25
Ammortamenti economico-tecnici.....	25
Criteri di determinazione della baseline di costo operativo per l'anno 2024.....	28
10. Criteri di incentivazione	29
Salvaguardia degli effetti di incentivazione per investimenti dei precedenti periodi regolatori.....	29
Sharing dei ricavi derivanti dallo sfruttamento di infrastrutture esistenti per ulteriori finalità	29
11. Costi relativi al programma per la sicurezza	30
12. Costi relativi all'attività di misura	31

13. Ulteriori oneri riconosciuti.....	31
14. Remunerazione dei titolari di reti di trasmissione diversi dal gestore del sistema di trasmissione	32
 TITOLO II - ALTRI RICAVI RICONOSCIUTI DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE E REGOLAZIONE <i>OUTPUT-BASED</i>	
15. Premessa	34
16. Incentivazione all’ottenimento di contributi pubblici	34
17. Regolazione incentivante la realizzazione di nuova capacità di trasporto	36
18. Regolazione incentivante l’efficienza dei costi di investimento	39
19. Regolazione incentivante la continuità del servizio	41
20. Servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici	44
21. Standard individuali di continuità.....	46
22. Disponibilità e indisponibilità degli <i>asset</i> di rete e dei collegamenti HVDC.....	48
23. Integrazione degli obblighi in materia di qualità nella regolazione della trasmissione	50
24. Altri aspetti <i>output-based</i> e possibili nuovi meccanismi di regolazione.....	51
 TITOLO III - RICAVI PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO	
25. Articolazione dei ricavi di riferimento per il servizio di dispacciamento	54
26. Costi di capitale e costi operativi per il servizio di dispacciamento	54
27. Ulteriori oneri riconosciuti.....	55
Costi incomprimibili	55
Meccanismo di mitigazione volumi	56
 PARTE III - DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI.....	
 TITOLO I - TARIFFA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE.....	
28. Quadro di riferimento sull’articolazione tariffaria del servizio di trasmissione	57
29. Tariffa corrisposta dalle imprese di distribuzione al gestore del sistema di trasmissione	58
Determinazione dei corrispettivi CTR_E e CTR_P	58
Applicazione dei corrispettivi	59
30. Tariffa corrisposta dai clienti finali alle imprese di distribuzione, a copertura dei costi per il servizio di trasmissione	60
Tipologie di utenze di clienti finali	60
Fattori di perdita considerati ai fini della determinazione dei corrispettivi	61
Determinazione dei corrispettivi $TRAS_E$ e $TRAS_P$	62
Tariffa di trasmissione applicata alle imprese distributrici sottese	62
31. Possibile attribuzione di corrispettivi tariffari ai produttori di energia elettrica.....	63
 TITOLO II - CORRISPETTIVI PER ENERGIA REATTIVA IN ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	
	65

32. Corrispettivi per scambi di energia reattiva verso la rete di trasmissione	65
33. Destinazione dei corrispettivi per energia reattiva	69
TITOLO III - COPERTURA COSTI <i>OUTPUT-BASED</i>	71
34. Corrispettivi applicati a copertura dei costi dei meccanismi output based.....	71
PARTE IV - ULTERIORI ASPETTI.....	72
35. Conguagli derivanti dal <i>tariff decoupling</i> di cui ai criteri ROSS.....	72
36. Obblighi informativi	72
Approvazione delle proposte tariffarie e determinazione dei corrispettivi	72
Obblighi informativi in materia di investimenti.....	74
Obblighi informativi in materia di attestazione dei ricavi	75
37. Razionalizzazione delle disposizioni regolatorie	75

PARTE I - ASPETTI INTRODUTTIVI

TITOLO I - INQUADRAMENTO E OBIETTIVI DELL'INTERVENTO

1. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 18 aprile 2023, 166/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 166/2023/R/EEL), per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2024-2027 (6PRTE), anche tenuto conto della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) di cui alla deliberazione 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM (di seguito: deliberazione 163/2023/R/COM) e al relativo Allegato A (di seguito: TIROSS 2024-2031 o anche solo TIROSS).
- 1.2 Nell'ambito del presente documento per la consultazione, l'Autorità illustra i propri orientamenti in materia di criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti per i servizi 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.
- 1.3 Dall'ambito del presente documento per la consultazione sono escluse le tematiche relative a:
 - a) criteri applicativi della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS), oggetto del documento per la consultazione 3 agosto 2023, 381/2023/R/COM (di seguito: DCO 381/2023/R/COM);
 - b) criteri di definizione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto, cfr. deliberazione 23 dicembre 2021, 614/2021/R/COM;
 - c) criteri di predisposizione e valutazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione, disciplinati dalla deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL e successive modifiche e integrazioni;
 - d) criteri di riconoscimento al gestore del servizio di trasmissione dei costi di dispacciamento, ad esclusione dei costi di funzionamento del gestore stesso per lo svolgimento dell'attività.
- 1.4 Il procedimento avviato con deliberazione 166/2023/R/EEL è previsto concludersi entro:
 - a) il 31 dicembre 2023 relativamente agli aspetti generali con applicazione sull'intero periodo 2024-2027;
 - b) il 31 dicembre 2027, per quanto riguarda specifici aspetti applicativi, quali ad esempio la definizione dei criteri applicativi della regolazione ROSS-integrale e l'introduzione o aggiornamento di meccanismi di regolazione *output-based*.

2. Obiettivi dell'intervento

- 2.1 Nella deliberazione 166/2023/R/EEL di avvio del procedimento, l'Autorità ha indicato una durata del periodo di regolazione pari a 4 anni (2024-2027) e ha previsto che:
- lo sviluppo del procedimento proceda in sinergia con i procedimenti in materia di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio avviati con deliberazioni 28 giugno 2021, 271/2021/R/COM (di seguito: deliberazione 271/2021/R/COM) e 25 ottobre 2022, 527/2022/R/COM (di seguito: deliberazione 527/2022/R/COM), rispettivamente per l'approccio ROSS-base e ROSS integrale;
 - in particolare, nell'ambito del procedimento si declinino, per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, i criteri generali ROSS-base definiti dal TIROSS 2024-2031 e, in un secondo momento, i criteri applicativi ROSS-integrale, anche attraverso eventuali sperimentazioni;
 - sia valutata la razionalizzazione, possibilmente in un unico testo, delle diverse disposizioni riguardanti la regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione attualmente definite dal TIT 2020-2023 (Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL), della Regolazione *output-based* della trasmissione 2020-2023 (Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2019, 567/2019/R/EEL), dalla deliberazione n. 250/04 e da altre deliberazioni attuative.
- 2.2 Inoltre, nella medesima deliberazione 166/2023/R/EEL, fra gli obiettivi specifici del procedimento, l'Autorità ha previsto di:
- valutare la possibile introduzione di nuovi indicatori e meccanismi incentivanti degli *output* del servizio di trasmissione, in un'ottica di razionalizzazione e semplificazione delle disposizioni attualmente vigenti;
 - in particolare, valutare l'introduzione di meccanismi che tendano a minimizzare le indisponibilità degli interventi di sviluppo con tecnologia *High Voltage Direct Current* (HVDC);
 - aggiornare la remunerazione dei titolari terzi della rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN);
 - valutare misure per la razionalizzazione della proprietà degli elementi di rete in alta e in altissima tensione in modo da conseguire efficientamenti di esercizio.
- 2.3 Rispetto al precedente elenco, gli orientamenti dell'Autorità per la razionalizzazione della rete in alta tensione sono presentati nel documento per la consultazione 26 settembre 2023, 423/2023/R/EEL, riguardo la regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica.

S I. Osservazioni in merito a eventuali ulteriori obiettivi dell'intervento dell'Autorità.

3. Struttura del documento

3.1 Il presente documento comprende:

- a) la presente Parte I, di carattere introduttivo, in cui è riportato il quadro normativo e regolatorio e il contesto di riferimento (Titolo II);
- b) la Parte II, nella quale sono riportati gli orientamenti in materia di criteri per la determinazione dei ricavi per il servizio di trasmissione (Titolo I), i criteri per la determinazione dei ricavi e versamenti relativi alla regolazione *output-based* e gli obblighi di qualità del servizio (Titolo II), nonché i ricavi per il servizio di dispacciamento (Titolo III);
- c) la Parte III, nella quale sono riportati gli orientamenti in materia di determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasmissione (Titolo I), per gli scambi di energia reattiva verso la rete di trasmissione (Titolo II) e i criteri di regolazione *output-based* (Titolo III);
- d) la Parte IV, nella quale sono riportati gli orientamenti su ulteriori aspetti.

TITOLO II - QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO, CONTESTO DI RIFERIMENTO

4. Quadro normativo europeo

- 4.1 Il quadro normativo dell'Unione definisce il ruolo del gestore del sistema di trasmissione, che è tenuto - fra altri compiti definiti all'articolo 40 della Direttiva (UE) 2019/944 - a:
- a) garantire la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasmissione di energia elettrica, esercitare, gestire e sviluppare, a condizioni economiche di mercato, un sistema di trasmissione sicuro, affidabile ed efficiente, tenendo nella debita considerazione l'ambiente, in stretta collaborazione con i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione limitrofi;
 - b) contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento mediante un'adeguata capacità di trasmissione e affidabilità del sistema;
 - c) assicurare la non discriminazione tra gli utenti o le categorie di utenti del sistema.
- 4.2 L'articolo 6 della Direttiva (UE) 2019/944 dispone che gli Stati membri debbano garantire l'attuazione di un sistema di accesso dei terzi ai sistemi di trasmissione basato su tariffe pubblicate, praticabili a tutti i clienti, ed applicato obiettivamente e senza discriminazioni tra gli utenti del sistema.
- 4.3 L'articolo 58 della Direttiva (UE) 2019/944 include, fra gli obiettivi generali dell'autorità di regolazione, assicurare che ai gestori dei sistemi e agli utenti del sistema siano offerti incentivi adeguati, sia a breve che a lungo termine, per migliorare l'efficienza delle prestazioni del sistema e promuovere l'integrazione del mercato.
- 4.4 Infine, secondo la medesima direttiva i compiti dell'Autorità includono:
- a) stabilire o approvare, in base a criteri trasparenti, le tariffe di trasmissione o le relative metodologie di calcolo, o entrambe;
 - b) provvedere affinché i gestori dei sistemi di trasmissione mettano a disposizione capacità di interconnessione;
 - c) vigilare sui programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione;
 - d) monitorare e valutare le prestazioni dei gestori dei sistemi di trasmissione;
 - e) stabilire o approvare norme e requisiti in materia di qualità del servizio e dell'approvvigionamento.
- 4.5 L'articolo 18 del Regolamento (UE) 2019/943 contiene norme generali in tema di tariffe per i servizi di rete, applicabili negli Stati membri dal 1° gennaio 2020, con particolare riferimento ai seguenti aspetti:
- a) i corrispettivi *“per l'accesso alla rete, compresi i corrispettivi per la connessione alla rete, per l'utilizzo della rete e, ove applicabile, per il*

- potenziamento della rete*” non includano costi non correlati a sostegno di altri obiettivi politici;
- b) i criteri di determinazione dei corrispettivi di rete sostengano in modo neutrale l’efficienza globale del sistema nel lungo termine tramite i segnali di prezzo ai clienti e ai produttori;
 - c) i corrispettivi di rete non siano discriminatori, né in modo positivo né negativo, nei confronti dello stoccaggio dell’energia o dell’aggregazione [di risorse] né costituire un disincentivo all’autoproduzione, all’autoconsumo o alla partecipazione alla gestione della domanda;
 - d) le metodologie relative alle tariffe riflettano i costi fissi degli operatori dei sistemi di trasmissione.
- 4.6 Inoltre, ai sensi del medesimo articolo, le metodologie relative alle tariffe forniscono incentivi adeguati ai gestori dei sistemi di trasmissione, sia a breve che a lungo termine, al fine di migliorare l’efficienza, compresa l’efficienza energetica, promuovere l’integrazione del mercato e la sicurezza dell’approvvigionamento, sostenere investimenti efficienti, sostenere le attività di ricerca correlate e agevolare l’innovazione nell’interesse del consumatore in settori quali la digitalizzazione, i servizi di flessibilità e l’interconnessione.
- 4.7 Infine, il Regolamento (UE) 2019/943 introduce un meccanismo transnazionale di compensazione dell’uso dell’infrastrutture e delle perdite determinate tra flussi di potenza transfrontalieri, detto *Inter-TSO compensation mechanism*, in breve ITC.
- 4.8 Nell’ambito degli obiettivi dell’Unione Europea in materia di energia e clima, il Regolamento (UE) 2022/869 in materia di infrastrutture energetiche transeuropee, che modifica il Regolamento (UE) 347/2013, individua aree e corridoi prioritari per lo sviluppo delle infrastrutture energetiche, facilitando inoltre l’attuazione tempestiva di progetti di interesse comune e progetti di interesse reciproco, fornendo norme e orientamenti per la ripartizione dei costi a livello transfrontaliero e incentivi correlati al rischio e determinando le condizioni per l’ammissibilità dei progetti all’assistenza finanziaria dell’Unione Europea.

5. Quadro normativo nazionale

Disposizioni riguardanti il gestore del sistema di trasmissione

- 5.1 L’articolo 36, comma 1, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11) dispone che l’attività di trasmissione e dispacciamento dell’energia sia riservata allo Stato e sia svolta in regime di concessione dalla società Terna S.p.A. (di seguito: Terna), che opera come gestore del sistema di trasmissione ai sensi dell’articolo 1, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99), secondo modalità definite nella concessione.
- 5.2 Il successivo comma 2 del medesimo articolo dispone che il gestore del sistema di trasmissione nazionale non possa, né direttamente, né indirettamente, esercitare

attività di produzione e di fornitura di energia elettrica, né gestire, neppure temporaneamente, infrastrutture o impianti di produzione di energia elettrica.

- 5.3 Il medesimo articolo definisce le procedure per la certificazione del gestore del sistema di trasmissione nazionale. In particolare, Terna è certificata come gestore del sistema in separazione proprietaria, come definito dall’Autorità con deliberazione 5 aprile 2013, 142/2013/R/EEL.

Normativa nazionale per la regolazione delle infrastrutture

- 5.4 La legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all’Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione infrastrutturale.
- 5.5 L’articolo 1, comma 1, di tale legge indica le finalità di garantire la promozione della concorrenza e dell’efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, nonché adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull’intero territorio nazionale.
- 5.6 L’articolo 1, comma 1, di tale legge identifica inoltre gli obiettivi da perseguire nel “sistema tariffario”. In particolare, l’ordinamento tariffario deve:
- a) essere “certo, trasparente e basato su criteri predefiniti”;
 - b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso “*la promozione della concorrenza e dell’efficienza*”;
 - c) “armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”.
- 5.7 L’articolo 42, comma 1, del decreto legislativo 93/11 integra le finalità dell’articolo 1 della legge 481/95 includendo quelle di:
- a) eliminare le restrizioni agli scambi di energia elettrica tra gli Stati membri e sviluppare adeguate capacità di trasmissione transfrontaliere, per soddisfare la domanda e migliorare l’integrazione dei mercati nazionali;
 - b) assicurare condizioni regolatorie appropriate per il funzionamento efficace e affidabile delle reti dell’elettricità, tenendo conto degli obiettivi a lungo termine;
 - c) contribuire a conseguire, nel modo più efficace sotto il profilo dei costi, lo sviluppo di sistemi non discriminatori sicuri, affidabili ed efficienti orientati al consumatore;
 - d) agevolare l’accesso alla rete di nuova capacità di generazione, in particolare eliminando gli ostacoli che potrebbero impedire l’accesso di nuovi operatori del mercato e l’immissione dell’energia elettrica e del gas da fonti rinnovabili;
 - e) assicurare che ai gestori e agli utenti dei sistemi di trasmissione dell’energia elettrica siano offerti incentivi adeguati, a breve e a lungo termine, per migliorare l’efficienza, e soprattutto l’efficienza energetica, delle prestazioni dei sistemi, promuovendo l’integrazione dei mercati.

- 5.8 Coerentemente con tali obiettivi, l’Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17, legge n. 481/95).
- 5.9 L’articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 481/95, come modificato con il decreto-legge 1 marzo 2022, n. 17, come convertito dalla legge 27 aprile 2022, n. 34, dispone che l’Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all’andamento del mercato e del reale costo di approvvigionamento della materia prima, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l’efficienza del servizio e l’adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale.

Disposizioni in materia di reti di titolari terzi di RTN

- 5.10 Con decreto del Ministro dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato 22 dicembre 2000, su proposta dell’Autorità, è stata approvata la convenzione tipo per la disciplina degli interventi di manutenzione e sviluppo della RTN e dei dispositivi di interconnessione con altre reti di cui all’articolo 3, comma 8, del decreto legislativo 79/99, che regola i rapporti tra il gestore della RTN e gli altri titolari di porzioni di RTN (di seguito: convenzione tipo).
- 5.11 Il suddetto articolo 3, comma 8, dispone che la convenzione tipo preveda, tra l’altro, un’adeguata remunerazione delle attività e degli investimenti, tenuto conto degli obblighi normativi a carico degli operatori.

Disposizioni in materia di Piano per la sicurezza

- 5.12 Ai sensi dell’articolo 1 *quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03, il gestore della RTN, entro il 31 maggio di ogni anno, presenta, per l’approvazione, al Ministro delle Attività Produttive (ora Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica), a valere per l’anno successivo, un programma per l’adeguamento e l’eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico, indicando il relativo impegno economico per l’attuazione. L’Autorità determina, con propria deliberazione, gli opportuni adeguamenti tariffari per la copertura dei costi di realizzazione del programma.

Disposizioni in materia di pianificazione degli investimenti

- 5.13 L’articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/11, come modificato dalla legge 11 settembre 2020, n. 120, riguardo la *governance* del Piano di sviluppo, prevede che:
- a) Terna predisponga un Piano decennale di sviluppo della RTN (di seguito: Piano di sviluppo) ogni due anni;
 - b) il Ministro dello Sviluppo Economico (attualmente il Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica), acquisito il parere delle Regioni interessate e tenuto conto delle valutazioni formulate dall’Autorità, approvi il Piano di sviluppo.

- 5.14 Inoltre, l'articolo 9 della concessione prevede che il concessionario del servizio, al fine di assicurare uno sviluppo della RTN in linea con le necessità, predisponga un Piano di sviluppo che contenga, tra l'altro, i seguenti elementi:
- a) un'analisi costi-benefici degli interventi e l'individuazione degli interventi prioritari;
 - b) l'indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico preventivato;
 - c) una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente, con l'indicazione delle cause delle mancate realizzazioni o dei ritardi, dei tempi effettivi di realizzazione e dell'impegno economico sostenuto;
 - d) un impegno della concessionaria a conseguire un piano minimo di realizzazioni nel periodo di riferimento, con indicatori specifici di risultato, in particolare per quanto riguarda la riduzione delle congestioni;
 - e) un'apposita sezione relativa alle infrastrutture di rete per lo sviluppo delle fonti rinnovabili volta a favorire il raggiungimento degli obiettivi nazionali con il massimo sfruttamento della potenza installata, nel rispetto dei vincoli di sicurezza del sistema elettrico.
- 5.15 L'articolo 36, comma 13, del decreto legislativo 93/11, prevede che l'Autorità:
- a) sottoponga il Piano di sviluppo, secondo i propri autonomi regolamenti, a una consultazione pubblica;
 - b) renda pubblici i risultati di tale consultazione;
 - c) trasmetta gli esiti della propria valutazione al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica.
- 5.16 L'articolo 36, comma 14, del decreto legislativo 93/11, prevede che l'Autorità controlli e valuti l'attuazione del Piano di sviluppo; l'articolo 36, comma 14-bis, del decreto legislativo 93/11, introdotto dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, prevede che l'Autorità verifichi la coerenza del Piano di sviluppo con i fabbisogni individuati nell'ambito della procedura di consultazione pubblica e con il Piano decennale di sviluppo della rete dell'Unione Europea; inoltre, che l'Autorità valuti la coerenza del Piano di sviluppo con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima; e che, in esito a tali verifiche, l'Autorità possa richiedere al gestore della RTN di modificare il Piano di sviluppo presentato.
- 5.17 L'articolo 43, comma 3, del decreto legislativo 93/11 prevede che l'Autorità vigili sui programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione.
- 5.18 L'articolo 43, comma 6, del decreto legislativo 93/11 dispone che l'Autorità effettui un'analisi dei programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione sotto il profilo della loro conformità [al Piano] di sviluppo della rete a livello comunitario e che tale analisi possa includere raccomandazioni per la modifica dei predetti piani di investimento.

6. Quadro regolatorio

6.1 Si riporta nella Tabella 1 una sintesi dei provvedimenti connessi al presente procedimento e degli specifici argomenti correlati.

Tabella 1: Quadro regolatorio

Numero	Tipo doc	Titolo	Argomento
250/04	deliberazione	Direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. per l'adozione del codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004	Output-based - Trasmissione elettrica
653/2015/R/eel	deliberazione	Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023	Output-based - Trasmissione elettrica
654/2015/R/eel	deliberazione	Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica 2016-2023	Regolazione tariffaria
627/2016/R/eel	deliberazione	Disposizioni per la consultazione del Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica e approvazione di requisiti minimi del Piano per le valutazioni di competenza dell'Autorità	Piano di sviluppo – Trasmissione
568/2019/R/eel	deliberazione	Aggiornamento della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 Approvazione del Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica (TIME)	Regolazione tariffaria Misura elettrica
567/2019/R/eel	deliberazione	Aggiornamento della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023	Output-based - Trasmissione elettrica
271/2021/R/com	deliberazione	Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS-base) per la determinazione del costo riconosciuto per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas	ROSS base
614/2021/R/com	deliberazione	Tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027: criteri per la determinazione e l'aggiornamento	WACC
597/2021/R/eel	deliberazione	Definizione di un sistema di incentivazione ai fini della riduzione dei costi di dispacciamento	Incentivazione output-based MSD
2/2022/A	deliberazione	Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente	Quadro Strategico
527/2022/R/com	deliberazione	Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di criteri di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS integrale)	ROSS integrale
166/2023/R/eel	deliberazione	Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027	6PRTE
163/2023/R/com	deliberazione	Testo integrato dei criteri e dei principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031): approvazione della parte I, recante le disposizioni comuni, e della parte II, dedicata al ROSS-base	ROSS base

Disposizioni generali

- 6.2 Con la deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2015/R/EEL), l’Autorità ha approvato la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 ed in particolare:
- il Testo integrato delle disposizioni per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica - disposizioni per il periodo 2016-2019 (TIT 2016-2019);
 - il Testo integrato delle disposizioni per l’erogazione del servizio di misura dell’energia elettrica (TIME 2016-2019);
 - il Testo integrato delle condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione - disposizioni per il periodo 2016-2019 (TIC).
- 6.3 Con la deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL, l’Autorità ha aggiornato la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 (inclusi TIT, TIME e TIC).
- 6.4 Con la deliberazione 23 dicembre 2021, 614/2021/R/COM (di seguito: 614/2021/R/COM) e il relativo Allegato A, l’Autorità ha approvato i “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 (TIWACC 2022-2027)”.

Regolazione output-based

- 6.5 Con la deliberazione 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL, l’Autorità ha approvato la regolazione *output-based* della qualità e previsto l’introduzione di altri meccanismi di incentivazione del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2016-2023.
- 6.6 Nel corso degli anni 2017, 2018 e 2019, la regolazione *output-based* è stata progressivamente definita e integrata.
- 6.7 Infine, tale regolazione è stata aggiornata per il semiperiodo 2020-2023 con la deliberazione 27 dicembre 2019, 567/2019/R/EEL.
- 6.8 La regolazione *output-based* del servizio di trasmissione è coordinata con altri meccanismi di regolazione *output-based*, in particolare negli ultimi anni:
- la deliberazione 20 dicembre 2018, 699/2018/R/EEL, ha previsto meccanismi di incentivazione alla realizzazione di capacità di trasporto intrazonali;
 - la deliberazione 21 dicembre 2021, 579/2021/R/EEL, ha introdotto l’incentivazione ai fini della riduzione dei costi di dispacciamento.

Attività di misura

- 6.9 Con la deliberazione 4 agosto 2016, 458/2016/R/EEL, l’Autorità ha razionalizzato la regolazione della misura dell’energia elettrica, integrando in un unico provvedimento la regolazione della misura dell’energia elettrica immessa e

prelevata e la misura dell'energia elettrica prodotta, rivedendo le definizioni sottostanti e le responsabilità delle diverse operazioni che compongono l'attività di misura.

Pianificazione degli investimenti

- 6.10 Con la deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL, l'Autorità ha aggiornato e integrato le proprie disposizioni per la consultazione pubblica del Piano di sviluppo.
- 6.11 Con la deliberazione 19 luglio 2022, 335/2022/I/EEL, l'Autorità ha trasmesso al Ministro della Transizione Ecologica il proprio parere in merito allo schema di Piano di sviluppo 2021, ultimo piano valutato dall'Autorità.
- 6.12 La consultazione dell'Autorità sullo schema di Piano di sviluppo 2023 si è conclusa il 16 ottobre u.s..
- 6.13 A maggio 2023, Terna ha proposto il programma per la sicurezza 2023, nonché il Piano 2023 in materia in resilienza delle reti di trasmissione.

Approccio ROSS per la determinazione dei ricavi di riferimento

- 6.14 Con il Quadro Strategico 2022-2025, approvato con la deliberazione 13 gennaio 2022, 2/2022/A, l'Autorità ha tra l'altro:
 - a) confermato l'intenzione di adottare, con la necessaria gradualità, l'approccio ROSS come strumento per lo sviluppo selettivo e l'uso efficiente delle infrastrutture nell'ottica di transizione energetica;
 - b) previsto criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas (ROSS-base)
 - c) previsto una metodologia, nonché lo sviluppo di sistemi di reportistica e monitoraggio, per la verifica dell'effettivo livello di spesa, a fronte dell'effettivo grado di raggiungimento degli output e delle performance tecniche e di qualità, per il completamento dei criteri ROSS (ROSS-integrale).
- 6.15 Con deliberazione 271/2021/R/COM, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale per la determinazione del costo riconosciuto (ROSS-base) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.
- 6.16 Con la deliberazione 527/2022/R/COM, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione dei criteri di regolazione secondo il modello ROSS-integrale, che introducano come principale nuovo elemento rispetto al ROSS-base la formulazione di piani di investimento (*business plan*) per le previsioni di spesa e di obiettivi di servizio e diano piena attuazione allo sviluppo della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio.
- 6.17 Con la deliberazione 163/2023/R/COM, l'Autorità ha approvato la Parte I, relativa a criteri comuni, e la Parte II, relativa al ROSS-base, del TIROSS 2024-2031. Con tale deliberazione, l'Autorità ha previsto che i criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto secondo le logiche ROSS-base siano applicati a tutti i servizi

infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas a partire dal sesto periodo di regolazione.

- 6.18 Il TIROSS 2024-2031, inoltre, prevede che la concreta applicazione di tali criteri generali ai singoli servizi, con particolare riferimento ai parametri rilevanti ai fini della determinazione dei ricavi ammessi dei gestori infrastrutturali (che per i servizi di distribuzione assumono la denominazione di tariffe di riferimento, nel seguito richiamati per tutti i servizi come ricavi ammessi), sia demandata alle specifiche regolazioni settoriali.
- 6.19 Con il DCO 381/2023/R/COM l’Autorità ha esposto i propri orientamenti in materia di modalità applicative dei criteri ROSS-base per i servizi di trasporto gas, trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, a decorrere dal 2024.
- 6.20 Come chiarito nel DCO 381/2023/R/COM, saranno oggetto di separati documenti per la consultazione e tavoli di lavoro – da svolgere a decorrere dal 2024 – la definizione degli indicatori finalizzati al monitoraggio dell’andamento delle spese di capitale e dell’avanzamento fisico degli investimenti (previsti dall’Articolo 43 del TIROSS), i criteri di rendicontazione e monitoraggio della spesa (previsti dall’Articolo 28 del TIROSS) e le analisi dei rendimenti economico finanziari e finanziabilità (sezione VII del TIROSS).

Tasso di remunerazione del capitale

- 6.21 Con il comma 9.1 della deliberazione 614/2021/R/COM in materia di criteri per la determinazione e l’aggiornamento del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 l’Autorità, in relazione al coefficiente β^{asset} , aggiornato di norma in occasione della revisione tariffaria specifica di ciascun servizio regolato ha disposto che, con successivo procedimento, saranno rivisti i criteri di aggiornamento del parametro β^{asset} per tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas. Tale revisione, inclusi gli ulteriori approfondimenti in merito alla differenziazione del parametro β^{asset} tra i vari servizi regolati, sarà completata entro l’aggiornamento del WACC (da effettuarsi nel 2024) per il secondo sub-periodo WACC 2025-2027.
- 6.22 L’Autorità ha inoltre disposto che nell’ambito di tale procedimento siano altresì definite le decorrenze applicative dei parametri β^{asset} definiti sulla base della nuova metodologia, e che nelle more del completamento di tale procedimento sia valutata la possibilità, a seguito di specifiche fasi di consultazione, di una proroga fino all’anno 2024 dei valori del β^{asset} in vigore dall’anno 2022 per i servizi le cui regolazioni specifiche di settore terminano la propria validità nell’anno 2023 (segnatamente, trasmissione e distribuzione elettrica, trasporto gas e rigassificazione del Gnl).

7. Contesto di riferimento

- 7.1 Si riportano di seguito le principali dinamiche dei ricavi e delle variabili economiche e tecniche del servizio di trasmissione nel corso degli ultimi anni:
- a) andamento ricavi riconosciuti di origine tariffaria (Tabella 2);

- b) andamento ricavi riconosciuti (premi/penalità) legati a meccanismi *output-based*, tipicamente gestiti extra-tariffa (Tabella 3);
c) andamento *driver* tariffari e corrispettivi (Tabella 4).

7.2 Nella lettura delle informazioni riguardanti la regolazione *output-based* (per la parte diversa dalla regolazione della qualità), va tenuto presente che nuovi meccanismi di incentivazione - evidenziati in colore giallo - sono stati introdotti nel 2017, 2018, 2019 e 2020. Inoltre, alla fine di quest'ultimo anno, Terna ha reso disponibili incrementi di capacità di trasporto con nuove soluzioni a bassa intensità di capitale, che hanno attivato le premialità corrisposte con la deliberazione 18 gennaio 2022, 23/2022/R/EEL. Per maggiori informazioni sui miglioramenti di *performance* che hanno determinato premi per Terna si rimanda ai capitoli 17 e 19.

Tabella 2: Andamento dei ricavi di riferimento (M€)

(valorin in M€)	2020	2021	2022	2023
Ricavi di riferimento	2.046,4	2.087,4	2.060,8	2.191,2
Ricavi di riferimento trasmissione	1.939,5	1.976,0	1.940,2	2.067,1
Costi relativi al servizio di trasmissione	1.801,7	1.834,5	1.771,8	1.858,3
Remunerazione del capitale	818,3	832,3	763,6	803,9
Ammortamento	595,7	621,4	636,2	677,6
Incentivi (maggiore remunerazione)	102,1	97,1	92,3	78,8
Costi operativi	285,6	283,7	279,7	298,1
<i>di cui efficientabili (trasmissione)</i>	246,6	246,0	246,1	256,8
<i>di cui efficientabili (asset FSI)</i>	36,1	34,4	32,8	32,5
<i>di cui non efficientabili (oneri ENTSO-E)</i>	3,0	3,8	4,2	4,6
<i>di cui altro (leasing, Y-factor, conguagli e rettifiche)</i>	-	-	0,5	3,3
Costi relativi al Piano di difesa	111,2	121,6	134,5	162,5
Remunerazione del capitale	41,6	52,4	58,1	70,6
Ammortamento	49,5	50,0	58,0	73,5
Incentivi (maggiore remunerazione)	4,6	3,8	3,0	2,4
Costi operativi	15,5	15,4	15,4	15,9
Costi relativi all'attività di misura	0,1	0,1	0,2	0,4
Costi relativi al meccanismo ITC	25,9	22,1	28,8	50,5
Altre partite	0,6	-	2,4	4,8
Variazione <i>sharing</i> ricavi ulteriori servizi	-	1,4	3,0	-
Conguagli e rettifiche	0,6	-	3,7	1,8
Ricavi di riferimento dispacciamento	106,9	111,4	120,7	124,1
Remunerazione del capitale	12,8	13,2	12,9	14,5
Ammortamento	25,5	25,7	27,5	32,1
Costi operativi	68,2	71,3	75,8	79,5
<i>di cui efficientabili</i>	62,4	62,3	62,1	64,3
<i>di cui non efficientabili</i>	5,7	9,0	13,7	15,2
Altre partite (conguagli e rettifiche)	0,3	0,2	0,2	0,0
Meccanismo mitigazione volumi	-	0,9	4,3	-

I costi relativi al servizio di trasmissione includono anche i costi afferenti alle reti acquisiti da Terna dalla società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A., riconosciuti ai sensi della deliberazione 517/2015/R/EEL.

Tabella 3: Impatti economici della regolazione *output-based* per il periodo 2016-2021

(valori in M€)

		2016	2017	2018	2019	2020	2021	Totale
REGOLAZIONE PREMI PENALITÀ DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	Premi e penalità per la qualità del servizio di trasmissione in relazione alla regolazione incentivante dell'energia non fornita di riferimento	25,6	-	22,8	13,6	23,0	18,6	103,7
COMPARTECIPAZIONE DI TERNA ALLE PENALITÀ PER MANCATO RISPETTO DI LIVELLI SPECIFICI DI CONTINUITÀ PER UTENTI MT	Pagamento delle quote di penalità alle imprese distributrici per mancato rispetto di livelli specifici di continuità per utenti MT	- 0,1	- 0,2	- 0,4	- 0,4	- 0,1	- 0,2	- 1,3
REGOLAZIONE DELLE INTERRUZIONI PROLUNGATE O ESTESE	Versamento al Fondo per eventi eccezionali	- 2,9	- 2,1	- 1,4	- 0,7	- 0,9	- 0,3	- 8,4
	Prelievo dal Fondo per eventi eccezionali	-	0,0	1,4	-	-	-	1,5
	Pagamento dei rimborsi agli utenti connessi alle reti di distribuzione MT e BT per interruzioni di propria responsabilità	- 0,0	- 0,0	- 1,4	- 0,0	- 0,2	- 0,0	- 1,8
REGOLAZIONE SERVIZI DI MITIGAZIONE RESI DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	Pagamento alle imprese distributrici del servizio reso per la continuità per effetto di controalimentazioni da reti MT	- 0,7	- 6,0	- 3,2	- 2,0	- 9,9	- 3,0	- 24,6
REGOLAZIONE INDIVIDUALE DELLA CONTINUITÀ PER CLIENTI FINALI AAT O AT	Versamento ai clienti finali AT per mancato rispetto dei livelli specifici di continuità	- 0,4	- 0,4	- 0,2	- 0,1	- 0,2	- 0,2	- 1,4
ALTRI MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE DEGLI OUTPUT DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	Strumenti propedeutici alla regolazione <i>output-based</i>	-	1,5	1,5	1,5	-	-	4,5
	Realizzazione di capacità aggiuntiva di trasporto	-	-	-	-	103,6	-	103,6
	Efficienza dei costi di investimento	-	-	-	-	40,0	-	40,0
	Unificazione della rete di trasmissione nazionale	-	-	-	-	-	1,6	1,6
Totale		21,6	- 7,2	19,1	12,0	155,3	16,5	217,3

Tabella 4: Andamento dei parametri tariffari

		2020	2021	2022	2023
Driver tariffari					
Energia di riferimento	(kWh)	242.744.468.857	223.417.139.046	236.763.694.360	237.890.490.083
Potenza di riferimento	(kW/a)	54.398.367	51.605.645	53.545.297	55.028.414
Componente CTR					
CTR monomia pro-forma	(€cent/kWh)	0,799	0,884	0,819	0,869
di cui CTR ^{PaD}	(€cent/kW/a)	204,3291	235,6323	251,1028	295,2438
di cui CTR ^{Premium}	(€cent/kW/a)	232,0192	231,7080	211,6261	180,6502
di cui CTR ^{ITC}	(€cent/kW/a)	47,5694	42,8677	53,8475	91,8609
di cui CTR ^{MIS}	(€cent/kW/a)	0,2215	0,2730	0,4569	0,6594
CTR_E	(€cent/kWh)	0,080	0,088	0,082	0,087
CTR_P	(€cent/kW/a)	3.208,846	3.446,214	3.261,084	3.380,854
Componente TRAS					
TRAS_P	(€cent/kW/a)				
a) domestici		-	-	-	-
b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica		-	-	-	-
c) Utenze in bassa tensione per alimentazione infrastrutture di ricarica pubblica di veicoli elettrici		-	-	-	-
d) Altre utenze in bassa tensione		-	-	-	-
e) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica		-	-	-	-
f) Altre utenze in media tensione		-	-	-	-
g) Utenze in alta tensione		2.088,46	2.173,09	2.233,30	2.223,17
h) Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV		2.088,46	2.173,09	2.233,30	2.223,17
i) Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV		2.088,46	2.173,09	2.233,30	2.223,17
TRAS_E	(€cent/kWh)				
a) domestici (*)		0,761	0,794	0,778	0,848
b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica		0,761	0,794	0,778	0,848
c) Utenze in bassa tensione per alimentazione infrastrutture di ricarica pubblica di veicoli elettrici		0,761	0,794	0,778	0,848
d) Altre utenze in bassa tensione		0,761	0,794	0,778	0,848
e) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica		0,709	0,741	0,726	0,792
f) Altre utenze in media tensione		0,709	0,741	0,726	0,792
g) Utenze in alta tensione		0,069	0,073	0,071	0,078
h) Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV		0,069	0,072	0,071	0,077
i) Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV		0,069	0,072	0,070	0,077

^(*) La componente TRAS_E dei clienti domestici confluisce nella componente σ_3 della tariffa obbligatoria TD, espressa in centesimi di €/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione.

PARTE II - DETERMINAZIONE DEI RICAVI

TITOLO I - RICAVI PER LA DETERMINAZIONE DELLA TARIFFA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

8. Articolazione dei ricavi di riferimento per il servizio di trasmissione

8.1 In termini generali, per il 6PRTE si propone che i ricavi di riferimento per la determinazione dei corrispettivi tariffari del servizio di trasmissione (RT^T), determinati secondo le logiche ROSS a partire dalla *baseline* della spesa totale, continuino ad essere articolati secondo le medesime quote di ricavo attualmente previste nel 5PRTE, ossia delle quote a copertura di:

- a) costi relativi al servizio di trasmissione:
 - i. remunerazione del capitale investito netto riconosciuto;
 - ii. ammortamenti economico - tecnici;
 - iii. costi operativi;
 - iv. incentivi riconosciuti nei precedenti periodi di regolazione come maggiorazione della remunerazione del capitale, nonché nuovi meccanismi di incentivazione, ove non gestiti per il tramite della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (di seguito: Cassa);
- b) costi relativi al programma per la sicurezza di cui all'articolo 1 *quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03:
 - i. remunerazione del capitale investito netto riconosciuto;
 - ii. ammortamenti economico - tecnici;
 - iii. costi operativi;
 - iv. incentivi riconosciuti nei precedenti periodi di regolazione come maggiorazione della remunerazione del capitale;
- c) costi relativi all'attività di misura a livello della rete di trasmissione:
 - i. remunerazione del capitale investito netto riconosciuto;
 - ii. ammortamenti economico - tecnici;
 - iii. costi operativi;
- d) oneri relativi al meccanismo di *Inter-TSO compensation*.

8.2 Nel successivo Capitolo 9 sono descritte le proposte di raccordo tra gli attuali criteri di determinazione dei ricavi di riferimento rilevanti al fine della determinazione dei corrispettivi tariffari e i criteri applicativi ROSS in fase di definizione (cfr. DCO 381/2023/R/COM), relativamente alle quote di ricavo a copertura dei costi di capitale e dei costi operativi.

8.3 Si evidenzia che nell'ambito dei costi relativi al servizio di trasmissione sono ricompresi i costi afferenti alle reti acquisite dalla società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A., riconosciuti secondo i criteri di cui alla deliberazione 517/2015/R/EEL. Tali criteri prevedono in particolare: i) un sentiero di degrado parametrico in 29 anni, con un tasso di dismissione forfettario pari a 0,5%; ii)

l'applicazione di un recupero di produttività pari a 1,6% per i primi due aggiornamenti e pari a 4,8% nei successivi nove aggiornamenti.

S 2. Osservazioni in merito all'articolazione dei ricavi di riferimento.

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

- 9.1 Nel presente capitolo sono rappresentati, per completezza, gli orientamenti dell'Autorità per la transizione verso criteri di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (c.d. ROSS), secondo quanto già prospettato nel DCO 381/2023/R/COM.
- 9.2 La relativa fase di consultazione si è conclusa il 21 settembre 2023 e nell'ambito del provvedimento di adozione dei criteri applicativi ROSS-base l'Autorità terrà conto delle osservazioni pervenute.

Criteri generali e raccordo con i criteri ROSS

- 9.3 Nel DCO 381/2023/R/COM l'Autorità ha delineato gli orientamenti sulle modalità applicative di alcuni principi generali fissati dal TIROSS 2024-2031 (deliberazione 163/2023/R/COM) e sulle modalità di quantificazione dei parametri del ROSS base, per i servizi di trasporto gas, trasmissione e distribuzione di energia elettrica, i cui periodi regolatori si avviano dal 2024.
- 9.4 In particolare, il capitolo 8 del DCO 381/2023/R/COM ha illustrato le misure specifiche di raccordo per le determinazioni tariffarie relative all'anno 2024, primo anno di applicazione dei criteri del TIROSS, confermando in particolare, anche per il servizio di trasmissione, il principio del *tariff decoupling* tra ricavi rilevanti per la determinazione delle tariffe e ricavo ammesso del gestore.
- 9.5 Per gli anni successivi al 2024, sulla base degli orientamenti del DCO 381/2023/R/COM, l'Autorità ha inteso prevedere che:
- a) le componenti di costo riconosciuto siano determinate in funzione di una *baseline* di spesa totale definita tenendo conto dei criteri di regolazione ROSS-base e, per il gestore del sistema di trasmissione, anche dell'approccio ROSS-integrale a decorrere dal 2026 (cfr. deliberazione 527/2022/R/COM di avvio di procedimento in materia di ROSS integrale);
 - b) il valore dei costi di capitale degli investimenti sostenuti fino al 31 dicembre 2023 (c.d. *legacy*) sarà aggiornato in continuità di criteri, gestendo quindi puntualmente, per cespiti 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 durate convenzionali e delle eventuali alienazioni e dismissioni) e confermando la trattazione parametrica del capitale investito precedente al 2004 e derivante da acquisizioni di *asset*.
- 9.6 Sul raccordo ai fini dell'applicazione dei criteri ROSS-base si rimanda agli esiti del DCO 381/2023/R/COM.

- 9.7 Con riferimento ai costi afferenti alle reti acquisite dalla società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A., l’Autorità intende confermare i criteri di cui alla deliberazione 517/2015/R/EEL, per quanto ancora applicabili nel corso del 6PRTE.

Tasso di remunerazione

- 9.8 Il tasso di remunerazione reale pre-tasse del capitale investito netto riconosciuto è determinato e aggiornato secondo i criteri di cui al TIWACC 2022-2027.
- 9.9 Per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011 ed entro il 31 dicembre 2014, si intende confermare anche nel nuovo periodo di regolazione la previsione a copertura del *lag* regolatorio secondo cui il valore del tasso di remunerazione è incrementato dell’1%.

Trattamento delle immobilizzazioni in corso

- 9.10 Nel corso del 5PRTE, l’Autorità ha modificato il trattamento delle immobilizzazioni in corso per il servizio di trasmissione, introducendo un riconoscimento decrescente nel corso degli anni.
- 9.11 Inoltre, con le deliberazioni 21 dicembre 2017, 884/2017/R/EEL e 8 marzo 2018, 129/2018/R/EEL, l’Autorità ha previsto un trattamento dedicato delle immobilizzazioni in corso relative a progetti ad elevato rischio e a maggior durata di realizzazione, da attivarsi a seguito di istanza di Terna. Queste disposizioni non hanno trovato concreta applicazione a “grandi progetti” di trasmissione, come nelle intenzioni iniziali, e sono state abrogate a inizio 2023, con la deliberazione 15/2023/R/EEL, al fine di razionalizzare il quadro regolatorio.
- 9.12 Per quanto riguarda il trattamento delle immobilizzazioni in corso, nel DCO 381/2023/R/COM, l’Autorità ha proposto di confermare il criterio vigente nel 5PRTE, che prevede l’applicazione di tassi di remunerazione decrescenti al crescere dell’anzianità dell’investimento, con remunerazione nulla per anzianità superiori a quattro anni (in tal caso, 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, calcolati per il periodo ulteriore al quarto anno, nei limiti del tasso pari al WACC rideterminato assumendo un rapporto tra capitale di terzi e capitale proprio pari a 4).
- 9.13 Sui criteri di remunerazione delle immobilizzazioni in corso si rimanda agli esiti del DCO 381/2023/R/COM.

Ammortamenti economico-tecnici

- 9.14 Preliminarmente, si ricorda inoltre che, ai sensi del punto 3 della deliberazione 565/2020/R/EEL, in sede di aggiornamento delle tariffe di trasmissione per l’anno 2021 è stato introdotto un nuovo cespite, denominato Sistemi digitali di stazione, al fine di ricomprendere gli investimenti in sistemi di automazione di stazione in tecnologia digitale entrati in esercizio dal 2019, caratterizzati da vita utile economico-tecnica inferiore a quella delle Stazioni elettriche. A tal proposito, l’Autorità ha previsto:

- a) che i cespiti afferenti ai Sistemi digitali di stazione messi in esercizio dal 2004 al 2018 continuino ad essere ammortizzati in base ad una vita utile regolatoria del cespite Stazioni elettriche a cui sono attribuiti, pari a 33 anni;
 - b) per dismissioni successive al 14° anno di esercizio, in via straordinaria rispetto alle ordinarie regole di riconoscimento tariffario che non prevedono il riconoscimento di minusvalenze generate da dismissioni anticipate di cespiti, di riconoscere nella tariffa di trasmissione l'intero valore netto residuo del cespite rivalutato all'anno della dismissione, attraverso una restituzione in un periodo non inferiore a 5 anni, senza ulteriori rivalutazioni e senza riconoscimento dei relativi oneri finanziari, al fine di contenere gli impatti sulle tariffe elettriche; a tal fine, il gestore del sistema di trasmissione è tenuto, in sede di proposta tariffaria, a:
 - i. rendere disponibile una previsione, aggiornata annualmente con riferimento al triennio successivo, delle esigenze di dismissione per obsolescenza tecnologica dei sistemi digitali di stazione messi in esercizio nel periodo 2004-2018, documentabili anche in relazione alle diverse famiglie tecnologiche e al loro diverso grado di standardizzazione;
 - ii. evidenziare con cadenza annuale le dismissioni realizzate, motivando eventuali scostamenti significativi rispetto al previsto e fornendo elementi adeguati a documentare l'effettiva necessità della dismissione.
- 9.15 L'Autorità intende 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, come prospettato nel punto 16.6 del DCO 381/2023/R/COM.
- 9.16 Ai fini di una maggiore semplificazione, pur mantenendo inalterate le vite utili regolatorie, si intende rivedere ed accorpare alcune categorie di cespiti (Tabella 5).

Tabella 5: Durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti relativi alla trasmissione

5PRTE		6PRTE (orientamento)	
Categoria di cespiti	Durata convenzionale (anni)	Categoria di cespiti	Durata convenzionale (anni)
Linee di trasmissione	45	Linee di trasmissione	45
Stazioni elettriche	33	Stazioni elettriche	33
Sistemi digitali di stazione (*)	15	Sistemi digitali di stazione	15
Fabbricati	40	Fabbricati	40
Impianti di teletrasmissione	10	Impianti di teletrasmissione	10
Impianti di teletrasmissione - Fibra ottica	20	Impianti di teletrasmissione - Fibra ottica	20
Telefoni cellulari e satellitari	5	Immobilizzazioni materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)	5
Impianti di teleconduzione e controllo	20	Impianti di teleconduzione e controllo	20
Impianti di teleconduzione e controllo - Calcolatori	10	Impianti di teleconduzione e controllo - Calcolatori	10
Gruppi di misura	15	Gruppi di misura	15
TA/TV	20	Trasformatori (TA/TV)	20
Sistemi di telegestione e telelettura per il rilievo delle curve orarie	5	Sistemi informativi	5
Attrezzature	10	Altre immobilizzazioni materiali	10
Mezzi di trasporto	5	Immobilizzazioni materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)	5
Mobili e arredi	17	Mobili e arredi	17
Macchine d'ufficio	5	Immobilizzazioni materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)	5
Sistemi elaborazione dati e stazioni di lavoro	5	Sistemi informativi	5
Altre immobilizzazioni materiali	10	Altre immobilizzazioni materiali	10
Altri impianti	20	Altri impianti (inclusi impianti presso Terzi)	20
Sistemi di accumulo	12	Sistemi di accumulo	12
Impianti propri presso terzi	20	Altri impianti (inclusi impianti presso Terzi)	20
Immobilizzazioni immateriali	5	Altre immobilizzazioni immateriali	5
Software	5	Sistemi informativi	5
		Spese preliminari di sviluppo intervento	5
		Terreni	-

(*) Categoria di cespiti introdotta con deliberazione 22 dicembre 2020, 565/2020/R/EEL

- 9.17 Con la deliberazione 24 gennaio 2023, 15/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 15/2023/R/EEL), è stato previsto, in sede di aggiornamento dei requisiti minimi per il Piano di sviluppo, che Terna possa presentare istanza all'Autorità durante il biennio 2023-2024 per l'autorizzazione alle spese preliminari per la definizione di un progetto di investimento, entro il tetto del 5% dei costi di investimento di ciascun progetto. Nei mesi scorsi, Terna ha presentato istanze relativamente a gran parte dei progetti "Hypergrid" dello schema di Piano di sviluppo 2023.
- 9.18 Con la medesima deliberazione è stata rinviata a successive valutazioni nell'ambito del procedimento per il 6PRTE l'eventuale introduzione di un cespiti dedicato alle spese preliminari alla realizzazione di tali progetti, ciò al fine di consentire in ogni caso al gestore di recuperare tali spese preliminari di investimento anche nel caso in cui l'investimento non venga poi realizzato (in tal caso, a regole vigenti, per la

parte capitalizzabile, il gestore contabilizzerebbe una dismissione di LIC, senza possibilità di recuperare le spese).

- 9.19 L'Autorità ritiene che le spese preliminari dei progetti individuati dall'Autorità a seguito dell'approvazione dell'istanza di cui al punto 2, lettera a), della deliberazione 15/2023/R/EEL possano essere ricomprese in uno specifico cespite "Spese preliminari di sviluppo intervento", ammortizzando tali spese in un orizzonte di 5 anni.
- 9.20 Si ricorda infine che nell'ambito del DCO 381/2023/R/COM l'Autorità ha anche manifestato l'orientamento, con riferimento a tutti i servizi regolati del settore energetico, di allineare 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 (a $t-1$).
- 9.21 Le decisioni relativamente a tale tema saranno adottate in esito al suddetto DCO.

S 3.Osservazioni in merito alle categorie di cespiti e alla relativa durata convenzionale regolatoria.

Criteria di determinazione della baseline di costo operativo per l'anno 2024

- 9.22 Nel DCO 381/2023/R/COM l'Autorità ha previsto che:
- a) la *baseline* di costo operativo per l'anno 2024 sia definita in continuità con quanto previsto nei periodi regolatori precedenti, considerando i costi operativi effettivi ammessi al riconoscimento tariffario relativi al 2022, come desumibili dai conti annuali separati;
 - b) ai fini della determinazione dei costi operativi effettivi del 2022, qualora si riscontrassero significativi scostamenti in eccesso tra le voci di costo sostenute nell'anno 2022 e quelle sostenute negli anni precedenti, i costi operativi effettivi siano determinati sulla base di una media della specifica voce di costo negli anni 2020-2022, escludendo la quota parte di natura non ricorrente;
 - c) non siano ricomprese tra i costi operativi effettivi le voci di costo operativo generalmente non ammesse al riconoscimento tariffario, in coerenza con le previsioni del comma 5.3 del TIROSS.
- 9.23 L'Autorità, nel DCO 381/2023/R/COM, ha inoltre proposto l'applicazione di una simmetrica ripartizione tra utenti e gestori delle efficienze realizzate nel corso del 5PRTE, lasciando ai gestori una quota di efficienza, opportunamente rivalutata per gli effetti inflattivi, pari al 50% nel primo anno, al 37,5% nel secondo anno, al 25% nel terzo anno e al 12,5% nel quarto anno del 6PRTE.
- 9.24 Infine l'Autorità ha previsto di escludere dalla base di costo operativo rilevante ai fini dell'individuazione della *baseline* dei costi efficientabili alcune specifiche tipologie di costi operativi non comprimibili (c.d. costi incomprimibili o "on top", 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), confermando le disposizioni vigenti nel 5PRTE che ne prevedono un riconoscimento sulla base dei costi effettivi.

9.25 Sui criteri di determinazione della *baseline* di costo operativo per l'anno 2024 si rimanda agli esiti del DCO 381/2023/R/COM.

10. Criteri di incentivazione

Salvaguardia degli effetti di incentivazione per investimenti dei precedenti periodi regolatori

10.1 L'Autorità intende confermare, in continuità con l'articolo 19 del TIT 2020-2023, la previsione secondo cui agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione già incentivati è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione (incentivazione *input-based*) vigente nel periodo di regolazione in cui tali investimenti sono stati realizzati. In particolare:

- a) agli investimenti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2015, è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione prevista ai sensi delle disposizioni di cui alle deliberazioni n. 5/04, n. 348/07 e ARG/elt 199/11¹, per le relative tipologie di investimento e durate;
- b) agli investimenti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2016 al 31 dicembre 2019, è confermato il riconoscimento degli incentivi previsti dalle disposizioni del TIT 2016-2019, per la durata e nei limiti di quanto previsto dagli articoli 20 e 21;
- c) agli investimenti realizzati dal 2020 non è applicata alcuna incentivazione *input-based*.

Sharing dei ricavi derivanti dallo sfruttamento di infrastrutture esistenti per ulteriori finalità

10.2 L'Autorità, con la deliberazione 654/2015/R/EEL, ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di trasmissione per il periodo 2016-2019, ha tenuto conto dei ricavi di carattere ricorrente derivanti principalmente dal c.d. servizio di "appoggio" della fibra ottica sugli impianti di trasmissione da parte degli operatori di telecomunicazione. Tali ricavi derivano sostanzialmente dallo sfruttamento di spazi e infrastrutture oggetto di remunerazione tariffaria e, come tali, non possono essere trattenuti da Terna integralmente. In una logica di regolazione incentivante, l'Autorità ha ritenuto opportuno favorire l'utilizzo delle infrastrutture regolate già esistenti anche per ulteriori finalità (purché non interferenti con l'utilizzo ai fini della trasmissione elettrica), portando in deduzione

¹ Rientrano in questo ambito anche:

- gli investimenti strategici di sviluppo della RTN individuati dall'Autorità ai sensi della deliberazione 40/2013/R/EEL, con le relative date obiettivo e *milestone*, come aggiornati da ultimo con deliberazione 397/2015/R/EEL, a cui erano applicati anche un meccanismo di incentivazione all'accelerazione della realizzazione degli investimenti e un meccanismo di penalità in caso di ritardo nella messa in esercizio (cfr. articoli 25.29 del TIT 2012-2015);
- gli investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo ammessi al trattamento incentivante con deliberazioni 43/2013/R/EEL e 66/2013/R/EEL, a cui l'incentivazione è applicata a condizione che siano soddisfatti specifici requisiti previsti per tali progetti.

dal costo operativo effettivo soltanto il 50% dei suddetti ricavi (consentendo quindi al gestore di trasmissione di trattenerne la restante parte).

- 10.3 Con la deliberazione 568/2019/R/EEL, l’Autorità ha previsto di applicare un meccanismo di simmetrica ripartizione tra clienti finali e impresa dei ricavi netti derivanti dall’utilizzo dell’infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico, al fine di consentire a gestore e clienti finali di beneficiare delle “economie di scopo” conseguite dal sistema, per effetto dell’utilizzo congiunto di infrastrutture funzionali all’offerta di servizi in settori differenti, preservando al contempo l’incentivo del gestore del sistema di trasmissione a svolgere tali attività, A tal fine, l’Autorità ha previsto che lo *sharing* dei ricavi netti fosse riconosciuto nell’ambito dei costi operativi, aggiornandoli annualmente anche tenendo conto della variazione annuale di tali ricavi netti rispetto a quelli dell’anno precedente.
- 10.4 L’Autorità, per il 6PRTE, intende confermare nella sostanza il meccanismo di *sharing* dei ricavi vigente, prevedendo inoltre che il 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 beneficio dei clienti finali del servizio elettrico, a condizione che ciò sia compatibile con il mantenimento degli standard di qualità e sicurezza del servizio di trasporto.
- 10.5 L’Autorità ritiene tuttavia che dall’offerta dei suddetti servizi in nessun caso possano derivare oneri impropri aggiuntivi per i servizi regolati, quali costi operativi incrementali o altre voci di costo (es. minusvalenze collegate alla dismissione anticipate di cespiti).
- 10.6 Ai fini della gestione del meccanismo di incentivazione, si ritiene opportuno che, in sede di attestazione dei ricavi, il gestore del sistema di trasmissione rendiconti i ricavi complessivamente conseguiti dall’offerta di servizi ulteriori, eventuali costi direttamente riconducibili a tali servizi, e individui i ricavi da trattenere a titolo di incentivo e quelli da restituire al sistema, tramite versamento su uno specifico conto di Cassa.
- 10.7 L’offerta dei suddetti servizi è 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.

S 4.Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione.

11. Costi relativi al programma per la sicurezza

- 11.1 L’Autorità intende prevedere che i costi (di capitale e operativi) relativi agli interventi del programma per la sicurezza di cui all’articolo 1 *quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03 trovino copertura secondo le medesime modalità previste per il servizio di trasmissione.

12. Costi relativi all'attività di misura

- 12.1 Con la deliberazione 568/2019/R/EEL l'Autorità ha previsto di monitorare l'andamento dei costi di capitale sostenuti dal gestore del sistema di trasmissione conseguenti al trasferimento a Terna delle responsabilità previste dal TIME (Allegato B alla deliberazione 568/2019/R/EEL) e valutare nel corso del periodo 2020-2023, a fronte dell'emergere di una effettiva significatività di tali costi, una eventuale modifica dei criteri di riconoscimento, eventualmente trasferendoli nel perimetro delle tariffe relative al servizio di misura e attivando contestualmente i necessari meccanismi perequativi.
- 12.2 Come si evince dalla Tabella 2, i costi di capitale relativi all'attività di misura (quelli operativi sono ricompresi nell'ambito dei costi per l'attività di trasmissione), hanno mantenuto un peso marginale rispetto ai costi del servizio di trasmissione.
- 12.3 L'Autorità intende prevedere che i costi relativi all'attività di misura per le funzioni attribuite al gestore del sistema di trasmissione ai sensi del TIME trovino copertura secondo le medesime modalità previste per il servizio di trasmissione.
- 12.4 L'Autorità intende pertanto confermare le vigenti modalità di recupero di tali costi, in particolare includendoli nel perimetro dei costi da recuperare mediante l'applicazione della tariffa per il servizio di trasmissione, anche al fine di garantire semplicità amministrativa rispetto alla definizione di specifici meccanismi di perequazione che si renderebbero necessari qualora tali costi fossero ricompresi nell'ambito della tariffa di misura applicata dai distributori ai clienti finali.

S 5. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione degli oneri relativi all'attività di misura.

13. Ulteriori oneri riconosciuti

- 13.1 Nell'ambito del DCO 381/2023/R/COM, l'Autorità ha confermato il riconoscimento dei c.d. costi "on top" o incomprimibili sulla base dei costi effettivi, escludendoli quindi dai costi efficientabili soggetti all'applicazione dei criteri ROSS. Con riferimento al servizio di trasmissione, si tratta in particolare dei costi relativi a:
- fee* di partecipazione ad attività internazionali di natura obbligatoria (ad esclusione dei relativi costi del personale che invece rientrano comunque nei costi efficientabili), quali ad esempio i costi fissi di partecipazione ad associazioni (ENTSO-E) e progetti internazionali; non sono invece ricompresi nei costi incomprimibili, come evidenziato nelle premesse della deliberazione 568/2019/R/EEL, i costi delle attività relative ai profili euro-unitari legati al personale nonché i costi per il funzionamento delle procedure relative al *capacity market*, in quanto efficientabili;
 - oneri derivanti a Terna dall'adesione ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere dovuti agli scambi

transfrontalieri di energia elettrica (c.d. meccanismo di *Inter-TSO compensation*).

- 13.2 In particolare, si intende prevedere 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.

S 6. Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento degli altri oneri.

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

- 14.1 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.
- 14.2 Ai fini della remunerazione dei titolari terzi di RTN, la regolazione oggi vigente (articolo 20 del TIT) definisce criteri per la determinazione della componente fissa del canone annuale di competenza dei titolari di RTN (cfr. articolo 18 della convenzione tipo) prevedendo che dal ricavo tariffario da ripartire tra tutti i titolari di rete non siano considerati specifici costi di competenza esclusiva del gestore del sistema di trasmissione (es. costi relativi al programma per la sicurezza, alla misura, agli accumuli e al meccanismo ITC), individuati mediante corrispettivi unitari di capacità *pro forma*.
- 14.3 I titolari terzi, ai sensi del comma 4.4 del TIT, forniscono al gestore del sistema di trasmissione, entro il 30 settembre di ciascun anno del NPR2, i dati e le informazioni necessarie ai fini tariffari; pertanto, il gestore del sistema di trasmissione ottempera agli obblighi informativi ai fini tariffari con riferimento all’intero perimetro della RTN.
- 14.4 Numerose porzioni di rete dei titolari terzi RTN sono confluite sotto la titolarità di Terna, anche per effetto dei processi di acquisizione delle porzioni di rete dei titolari terzi, incentivati dall’Autorità al fine di unificare la proprietà della rete (cfr. deliberazione 10 aprile 2006, n. 73/06 e articolo 47 del TIQ.TRA).
- 14.5 Ad oggi Terna possiede quasi interamente le infrastrutture della RTN. Risultano soltanto un insieme di *asset*, relativo alla *merchant line* Tarvisio – Arnoldstein (AT) e attualmente non oggetto di remunerazione tariffaria, che a fine esenzione sarà ceduto a Terna, e un titolare terzo, Brulli Trasmissione S.r.l., titolare di un unico cespite (una stazione elettrica) in relazione al quale Terna corrisponde un canone annuo fisso, determinato in esito alla Procedura di Confronto Concorrenziale, a remunerazione della proprietà dell’*asset*.
- 14.6 L’avviso di confronto concorrenziale GRTN/2002/T/001 volto all’individuazione del Titolare della (allora) nuova stazione elettrica a 380 kV denominata Voghera ha previsto che “*dalla data di accettazione definitiva, da parte del GRTN, della Stazione elettrica, il GRTN riconoscerà al Titolare il canone annuale, determinato in sede di gara, per la durata di anni 20 (venti)*”.

- 14.7 In sede di risposta alla consultazione 15 settembre 2020, 336/2020/R/EEL, relativa all'aggiornamento dei criteri per la remunerazione dei costi dei titolari terzi, un (precedente) co-titolare aveva osservato che l'orientamento dell'Autorità di aggiornamento delle remunerazioni non era *“applicabile nel caso di operatori risultati affidatari di asset facenti parte della RTN a seguito di una procedura di confronto concorrenziale indetta dal GRTN (ora Terna) e avente ad oggetto “la progettazione, la realizzazione, l'esercizio e la manutenzione [di uno specifico asset individuato dal Gestore nell'ambito del programma di sviluppo della RTN]” puntualmente definito dal capitolato tecnico predisposto dal gestore stesso a fronte del riconoscimento di un canone fisso, così come risultante dalla procedura stessa in base all'offerta economica presentata dall'aggiudicatario a partire dal canone posto a base d'asta, per un periodo di 20 anni (a partire dalla data di accettazione definitiva delle opere realizzate)”*.
- 14.8 Sia in ragione di tale osservazione, sia della progressiva unificazione mediante cessioni da parte degli altri titolari terzi, l'Autorità non è intervenuta per aggiornare le remunerazioni dei titolari terzi.
- 14.9 Nel 6PRTE, l'Autorità intende:
- a) semplificare le disposizioni di cui all'articolo 20 del TIT 2020-2023, superando l'articolazione dei corrispettivi unitari di capacità proforma necessari a individuare i costi di esclusiva competenza del gestore del sistema di trasmissione;
 - b) confermare l'attuale modalità di riconoscimento di costi (che, come nel precedente periodo regolatorio, sarà effettuato verso Terna) fino alla scadenza dei venti anni dall'accettazione definitiva dell'*asset* dell'unico titolare terzo di RTN oggi esistente;
 - c) confermare altresì il termine di tale riconoscimento dopo la suddetta scadenza.
- 14.10 I parametri *fi* di cui alla deliberazione 13 dicembre 2021, 304/01, di fatto già oggi inapplicati in considerazione del fatto che l'unico titolare terzo esistente riceve, finché dovuta, una remunerazione a canone fisso, perdono di efficacia nel quadro delineato per il 6PRTE.

S 7.Osservazioni in merito ai criteri di remunerazione dei titolari di reti di trasmissione nazionale diversi dal gestore del sistema di trasmissione.

TITOLO II - ALTRI RICAVI RICONOSCIUTI DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE E REGOLAZIONE *OUTPUT-BASED*

15. Premessa

- 15.1 Nell'ambito del procedimento per la regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027, l'Autorità ha recentemente pubblicato il documento per la consultazione 26 settembre 2023, 423/2023/R/EEL.
- 15.2 Tale documento include anche alcuni orientamenti che impattano sulla regolazione *output-based* o sulle attività di Terna, in particolare:
- a) incentivazione alla cessione da parte delle imprese distributrici e all'acquisizione da parte di Terna di linee e cavi in alta tensione (capitolo 7 del documento);
 - b) incentivazione alla cessione da parte delle imprese distributrici e all'acquisizione da parte di Terna di altri *asset* in alta tensione, quali in particolare stalli e sistemi sbarre AT (ancora nel capitolo 7 del documento);
 - c) aggiornamento della valorizzazione dei coefficienti premi/penalità della regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione sulla base dei risultati dello studio sul valore dell'energia non servita a seguito di interruzioni senza preavviso condotto da Terna nel 2020-2021 su mandato dell'Autorità (capitolo 19 del documento; tale proposta non è direttamente pertinente alla regolazione della trasmissione, ma logiche di coerenza tra servizi di fatto ne comportano l'applicazione);
 - d) rimozione della contribuzione da parte degli operatori di rete al fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali FEERAPS (punto 22.10 del documento).

16. Incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici

- 16.1 A partire dal 2016, l'Autorità ha progressivamente introdotto incentivazioni all'ottenimento di contributi pubblici:
- a) uno di carattere generale, applicato nell'ambito della regolazione tariffaria dal 2016 ai contributi pubblici in conto capitale (ad eccezione di quelli di cui alla successiva lettera b)² e dei contributi per il progetto HVDC Italia - Tunisia³), in base al quale i contributi non sono portati in detrazione della quota di ammortamento riconosciuta per i primi 5 anni del periodo di ammortamento fino al raggiungimento di una soglia massima pari al 10% del valore del

² Cfr. articolo 41, comma 5 della Regolazione *output-based* della trasmissione 2020-2023.

³ Cfr. capitolo 5.6 dell'Allegato A alla deliberazione 11 giugno 2020, 176/2020/R/EEL.

- contributo percepito (cfr. comma 17.7 del TIT 2016-2019 e comma 17.10 del TIT 2020-2023);
- b) uno applicato, in via sperimentale per gli anni 2018-2021 ai sensi dell'articolo 41 della Regolazione *output-based* della trasmissione, specificamente per i finanziamenti *Connecting Europe Facility* (CEF), in base al quale Terna aveva titolo a ricevere un'integrazione al costo riconosciuto pari al 15% del contributo, nei limiti di un valore pari al 7,5% dell'azione; con esclusione dell'incentivo per i primi 30 milioni di € di contributi CEF ricevuti.
- 16.2 La vita utile dei contributi ai fini del meccanismo del TIT è stata convenzionalmente legata a quella delle linee di trasmissione, pari a 45 anni.
- 16.3 Negli anni 2016-2022, i contributi pubblici e privati complessivamente percepiti per il servizio di trasmissione sono stati pari a circa 140 milioni di €, di cui nessun contributo CEF, a fronte di circa 6,2 miliardi di € di investimenti entrati in esercizio.
- 16.4 Anche tenendo conto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), per cui sono aggiudicati a Terna 150 milioni di € per l'incremento della resilienza della rete di trasmissione con termine delle attività al 30 giugno 2026 e dei finanziamenti legati al capitolo RePowerEU del PNRR, per cui sono prospettati oltre 800 milioni di € di contributi per progetti di trasmissione, è ipotizzabile un significativo incremento dei contributi per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica nell'orizzonte del 6PRTE.
- 16.5 Anche sulla base delle comunicazioni del gestore del sistema di trasmissione relative alle proiezioni economiche e patrimoniali per il periodo 2024-2027 (articolo 34 del TIROSS), si può stimare che nei prossimi anni la disponibilità di contributi pubblici per il servizio di trasmissione riguardi almeno il 10% degli investimenti attesi.
- 16.6 L'Autorità intende confermare, nella sostanza, il meccanismo di incentivazione all'ottenimento dei contributi in conto capitale da parte del gestore del sistema di trasmissione di cui al comma 17.10 del TIT 2020-2023, che prevede la mancata detrazione del contributo ai fini del calcolo dell'ammortamento (quindi, di fatto, riconoscendo al gestore un incentivo pari alle quote di ammortamento del contributo), definendo una nuova modalità applicativa più semplice.
- 16.7 Inoltre, l'Autorità intende associare alla riduzione degli impatti sulle tariffe specifiche modalità volte a favorire un migliore impiego dei contributi stessi in progetti a maggiore utilità per il sistema elettrico e non oggetto di valutazioni critiche da parte dell'Autorità.
- 16.8 L'Autorità intende quindi prevedere che dal 2024 i risultati dell'analisi costi benefici, strumento da anni consolidato da parte di Terna, vengano utilizzati per la definizione di livelli di premialità per l'ottenimento dei contributi pubblici.
- 16.9 In particolare, dal 2024 potrebbe essere adottata la seguente valorizzazione, a condizione che l'Autorità non abbia espresso parere contrario sullo specifico progetto:

- a) 5% del contributo ricevuto, con benefici / costi pari almeno a 1 e inferiori a 1,5;
 - b) 7% del contributo ricevuto, con benefici / costi pari almeno a 1,5 e inferiori a 2;
 - c) 9% del contributo ricevuto, con benefici / costi pari almeno a 2 e inferiori a 3;
 - d) 11% del contributo ricevuto, con benefici / costi pari almeno a 3 e inferiori a 4;
 - e) 13% del contributo ricevuto, con benefici / costi pari almeno a 4.
- 16.10 Tenuto conto della maggiore entità dei contributi attesi per il servizio di trasmissione, al fine di garantire maggiore stabilità nelle voci di ricavo riconosciuto a copertura dei costi del servizio e una semplificazione amministrativa dei meccanismi gestionali dell'incentivazione definita dal comma 17.10 del TIT 2020-2023, si ritiene opportuno prevedere che le quote di ammortamento del contributo riconosciute a titolo di incentivo siano erogate, nei limiti di cui sopra, con una specifica incentivazione gestita tramite un fondo della Cassa, e non nell'ambito della componente di ricavo a copertura degli ammortamenti.
- 16.11 Le quote di ammortamento/incentivo potrebbero essere riconosciute per un intervallo di tempo coerente con la dinamica di ammortamento (ossia 2 anni con incentivo al 5% e 6 anni con incentivo al 13%) oppure in un intervallo temporale fisso ricompreso nel *range* degli intervalli proposti (ad esempio 3 anni). Si intendono valutare le risposte alla consultazione per definire l'opzione da implementare.
- 16.12 Il suddetto meccanismo è applicabile a decorrere dagli incentivi percepiti dal 2024.

S 8.Osservazioni riguardo l'incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici.

17. Regolazione incentivante la realizzazione di nuova capacità di trasporto

- 17.1 Gli articoli 44 e 45 della Regolazione *output-based* della trasmissione 2020-2023 definiscono un meccanismo incentivante la realizzazione di capacità aggiuntiva di trasporto fino a valori di capacità obiettivo che sono definiti dall'Autorità, tenendo conto dei relativi studi effettuati periodicamente da Terna.
- 17.2 Il meccanismo prevede premi per Terna che sono dimensionati sulla base delle rendite di congestione preesistenti nella misura dell'80% e del beneficio di *socio-economic welfare* (corrispondente in buona misura a riduzione delle congestioni) associato alla realizzazione della nuova capacità nella misura del 20%, nell'ottica di lasciare a Terna grossomodo un'annualità dei benefici, mentre le altre annualità (che sono 24, secondo l'approccio convenzionale adottato dall'Autorità) vanno a vantaggio del sistema elettrico e dei suoi utenti.
- 17.3 Il meccanismo prevede inoltre la definizione da parte dell'Autorità di capacità di partenza e di capacità di trasporto obiettivo per ogni sezione di rete. Terna ha diritto al premio massimo per una sezione al raggiungimento dell'intera capacità obiettivo

oppure, se l'obiettivo non è interamente raggiunto, a una quota parte del premio massimo proporzionalmente alla capacità realizzata.

- 17.4 I parametri del meccanismo incentivante sono stati aggiornati con la deliberazione 26 ottobre 2021, 446/2021/R/EEL, a seguito dell'edizione 2020 del rapporto Terna di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo.
- 17.5 Nel documento per la consultazione 13 settembre 2022, 422/2022/R/EEL, l'Autorità ha indicato il proprio orientamento a prevedere una prossima edizione del rapporto di individuazione delle capacità di trasporto obiettivo nel corso del 2024, in parallelo con l'attività di individuazione dei *gap* infrastrutturali che sarà svolta da parte di ENTSO-E nell'ambito del TYNDP 2024, ai sensi dell'articolo 13 del Regolamento (UE) 2022/869, c.d. nuovo regolamento TEN-E.
- 17.6 Cinque soggetti partecipanti alla consultazione hanno concordato con l'orientamento dell'Autorità di prevedere una nuova edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo nel 2024. Tre soggetti hanno sottolineato l'opportunità di integrare maggiormente il rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo come presupposto del Piano di sviluppo.
- 17.7 Il meccanismo incentivante prevede infine un tetto pluriennale alle premialità (150 milioni di € complessivi per il periodo quinquennale 2019-2023), obblighi di pubblicazione in capo a Terna e una clausola di *claw-back* del premio o parte di esso in caso la capacità effettiva resa disponibile al mercato sia inferiore rispetto alla capacità di trasporto convenzionale su base annua comunicata da Terna.
- 17.8 Il meccanismo incentivante ha contribuito a stimolare Terna a incrementare la capacità di trasporto, soprattutto con soluzioni c.d. *capital light*, a bassa intensità di spesa, con i risultati (1450 MW di capacità interzonale complessiva), i costi (poco più di 5 milioni di € di CAPEX a fronte di un costo di riferimento atteso di oltre 1000 milioni di € per l'eventuale impiego di soluzioni tradizionali di sviluppo rete) e gli effetti economici determinati con la deliberazione 25 gennaio 2022, 23/2022/R/EEL.
- 17.9 Contestualmente all'adozione del presente documento, l'Autorità ha adottato la deliberazione di riconoscimento di nuove premialità relative agli incrementi di capacità di trasporto realizzati nel corso del 2022.

Orientamenti dell'Autorità

- 17.10 Alla luce dei risultati ottenuti e della significativa necessità di nuova capacità di trasporto nel contesto della transizione energetica, l'Autorità intende confermare per il 6PRTE un meccanismo incentivante la realizzazione di capacità di trasporto tra zone.
- 17.11 Nel dettaglio, l'Autorità intende confermare il proprio orientamento che Terna predisponga una prossima edizione (la quarta) del rapporto di individuazione delle capacità di trasporto obiettivo nel corso del 2024, in parallelo con l'attività ENTSO-E di individuazione dei *gap* infrastrutturali.
- 17.12 Per tale rapporto sarebbe previsto obbligo di discussione della metodologia e di consultazione pubblica, in linea con quanto già fatto nelle edizioni precedenti.

- 17.13 Tale rapporto sarebbe propedeutico all'aggiornamento dei parametri del meccanismo incentivante che potrebbe essere effettuata con vigenza dal 1° gennaio 2025, e avere efficacia per il periodo 2025-2027.
- 17.14 Tale orientamento è collegato all'aspettativa di nuovi scenari TYNDP aggiornati a livello europeo, che tengano conto degli aggiornamenti in corso dei Piani Nazionali Integrati Energia e Clima nelle nazioni europee e che quindi dovrebbero essere maggiormente robusti e aggiornati rispetto agli scenari oggi disponibili.
- 17.15 Il meccanismo incentivante per gli anni 2025-2027 potrebbe inoltre prevedere una evoluzione del meccanismo a valorizzazione fissa dei premi, passando a una modulazione in cui:
- a) il coefficiente di valorizzazione possa essere incrementato, linearmente fino a +30% nel caso di tre anni di anticipo, in caso di realizzazione dell'intervento anticipata rispetto a quanto previsto a Piano;
 - b) il coefficiente di valorizzazione possa essere ridotto, linearmente fino a -30% al terzo anno di ritardo, in caso di realizzazione dell'intervento posticipata rispetto a quanto previsto a Piano.
- 17.16 Razionale alla base di questo orientamento è l'intenzione di fornire uno stimolo alla tempestiva realizzazione degli interventi di sviluppo delle capacità tra zone, in modo da rendere disponibile al più presto i benefici sistemici collegati alla realizzazione di tali interventi.
- 17.17 Il medesimo obiettivo è alla base del trattamento regolatorio delle immobilizzazioni in corso. L'identificazione di un meccanismo di incentivazione dedicato per opere che incrementano la capacità di trasporto tra zone, corrispondenti di fatto alle opere più importanti e di maggior impatto (come benefici costi e tempi di realizzazione), evita meccanismi – potenzialmente più complessi - di aggiustamento del trattamento delle immobilizzazioni in corso per uno specifico set di progetti.
- 17.18 Tale stimolo sembra opportuno perché non sono infrequenti i casi di ritardo nella messa in esercizio delle infrastrutture. In tal senso, il monitoraggio condotto dall'Autorità su un paniere di 69 opere (denominate I-NPR1 e O-NPR1 dagli articoli 20 e 21 del TIT 2016-2019) oggetto di incentivazione in termini di costi di investimento e di tempistica di messa in servizio, ha evidenziato una percentuale limitata, ma non trascurabile, di opere non entrate in esercizio entro la loro data obiettivo (aumentata di una franchigia).
- 17.19 In particolare, le opere non entrate in esercizio entro la data obiettivo sono 14 (pari al 20% circa, in termini di numero di opere), mentre quelle entrate in esercizio entro i tempi previsti sono state 55, di cui 16 con costi consuntivati inferiori a quelli stimati e 39 con costi consuntivati superiori a quelli stimati (e quindi non ammesse all'incentivo).
- 17.20 Altro elemento interessante è che le 14 opere "in ritardo" corrispondono a un costo stimato di circa 364 milioni di euro su circa 869 milioni di euro per l'intero paniere delle opere I-NPR1 e O-NPR1, ossia il 42% del costo di investimento. Benché il paniere considerato potrebbe non avere rilevanza statistica, emerge la possibile

conclusione che le opere più costose (e quindi in prima approssimazione più complesse) sono maggiormente esposte a ritardi.

- 17.21 Dovranno inoltre essere valutati accorgimenti specifici per la definizione della premialità sulle sezioni di rete non preesistenti, per le quali la quota parte del premio legato alle “congestioni storiche” sarebbe nulla a priori. La possibilità più immediata sarebbe l’incremento della quota percentuale di premialità collegata al beneficio di *socio-economic welfare* atteso.
- 17.22 Per l’anno 2024, l’Autorità è orientata a una prosecuzione di un anno del meccanismo oggi vigente, con i parametri già definiti e prevedendo l’incremento in misura proporzionale del tetto di premialità pluriennale (quindi andando a un nuovo valore massimo di 180 milioni di € per il periodo di sei anni 2019-2024).

S 9.Osservazioni riguardo l’incentivazione alla realizzazione di nuova capacità di trasporto.

18. Regolazione incentivante l’efficienza dei costi di investimento

- 18.1 L’articolo 46 della Regolazione *output-based* della trasmissione 2020-2023 definisce un meccanismo incentivante l’efficienza dei costi di investimento per la realizzazione della capacità addizionale di trasporto (cfr. capitolo precedente).
- 18.2 Il meccanismo prevede premi per Terna, addizionali a quelli di cui al capitolo precedente, in caso la capacità di trasporto interzonale sia realizzata con un CAPEX effettivo inferiore al CAPEX di riferimento definito dall’Autorità per ciascuna sezione.
- 18.3 Per ciascun incremento di capacità interzonale, i premi addizionali per l’efficienza sono commisurati ai premi per l’incremento della capacità di trasporto interzonale.
- 18.4 Il meccanismo include clausole specifiche per limitare la premialità entro il costo di investimento consuntivato e, al contempo, mantenere uno stimolo alla realizzazione di interventi *capital-light*.
- 18.5 Per costruzione, essendo una maggiorazione del premio “capacità di trasporto” fino al massimo a raddoppiarla, il meccanismo prevede implicitamente un tetto alla premialità.
- 18.6 Inoltre, per uno specifico progetto, il collegamento HVDC Italia - Tunisia, con la deliberazione 21 maggio 2020, 176/2020/R/EEL, l’Autorità ha introdotto uno specifico meccanismo incentivante, che prevede:
- a) la definizione di un CAPEX di riferimento (*target CAPEX*);
 - b) l’introduzione di una banda morta, senza effetti di premio o penalità, per valori del CAPEX effettivo compresi tra il +5% e il -5% del *target CAPEX*;
 - c) in caso di valori di CAPEX effettivo superiori alla banda morta, una penalizzazione (da scontarsi rispetto al CAPEX effettivo) pari al 20% della differenza tra il CAPEX effettivo e il valore superiore della banda morta (ossia il 105% del *target CAPEX*);

d) in caso di valori di CAPEX effettivo inferiori alla banda morta, una premialità (da aggiungersi rispetto al CAPEX effettivo) pari al 20% della differenza tra il valore inferiore della banda morta (ossia il 95% del target CAPEX) e il CAPEX effettivo.

18.7 Nelle valutazioni sull'incentivazione dell'efficienza dei costi, va tenuto presente che l'Autorità ha previsto per il servizio di trasmissione l'introduzione del ROSS-integrale a partire dal 2026. Tali meccanismi integrano il ROSS-base, che prevede una logica di incentivazione all'efficienza relativamente ai soli costi operativi, estendendo la logica anche ai costi di investimento.

Orientamenti dell'Autorità

18.8 Alla luce dei risultati ottenuti, della significativa necessità di nuova capacità di trasporto nel contesto della transizione energetica e dell'opportunità che tale capacità sia realizzata a basso CAPEX, l'Autorità intende confermare per il 2024 il meccanismo incentivante vigente di cui all'articolo 46 della Regolazione *output-based* della trasmissione 2020-2023.

18.9 Quindi, ad esempio, la realizzazione di capacità di trasporto con un CAPEX effettivo pari alla metà del CAPEX di riferimento comporterà un premio addizionale pari al 50% del premio per la capacità.

18.10 Per l'anno 2025, anche in una logica di transizione verso l'approccio ROSS-integrale che comporterà effetti di premio/penalità, l'Autorità intende far evolvere il meccanismo prevedendo non solo un effetto premiale, ma anche un effetto di penalizzazione (simmetrico) in caso la capacità di trasporto sia realizzata con un CAPEX effettivo superiore al CAPEX di riferimento per ciascuna sezione.

18.11 In particolare, il sovra-costi di investimento comporterà una riduzione del premio associato alla realizzazione della capacità di trasporto interzonale, con una riduzione crescente al crescere del sovra-costi.

18.12 Ad esempio, un CAPEX effettivo superiore del 50% al CAPEX di riferimento comporterebbe una penalità pari al 50% del premio per la capacità (ossia un effetto complessivo dei due meccanismi incentivanti pari al dimezzamento del premio per la capacità).

18.13 Per ragioni di contenimento del rischio, l'Autorità è orientata a introdurre tetti massimi a premi e penalità, nella misura di 30 milioni di € per i premi e di 10 milioni di € per le penalità. La scelta di asimmetria tra premi e penalità rispecchia quanto già fatto in diverse circostanze dall'Autorità, inclusa recentemente la deliberazione 21 dicembre 2021, 597/2021/R/EEL.

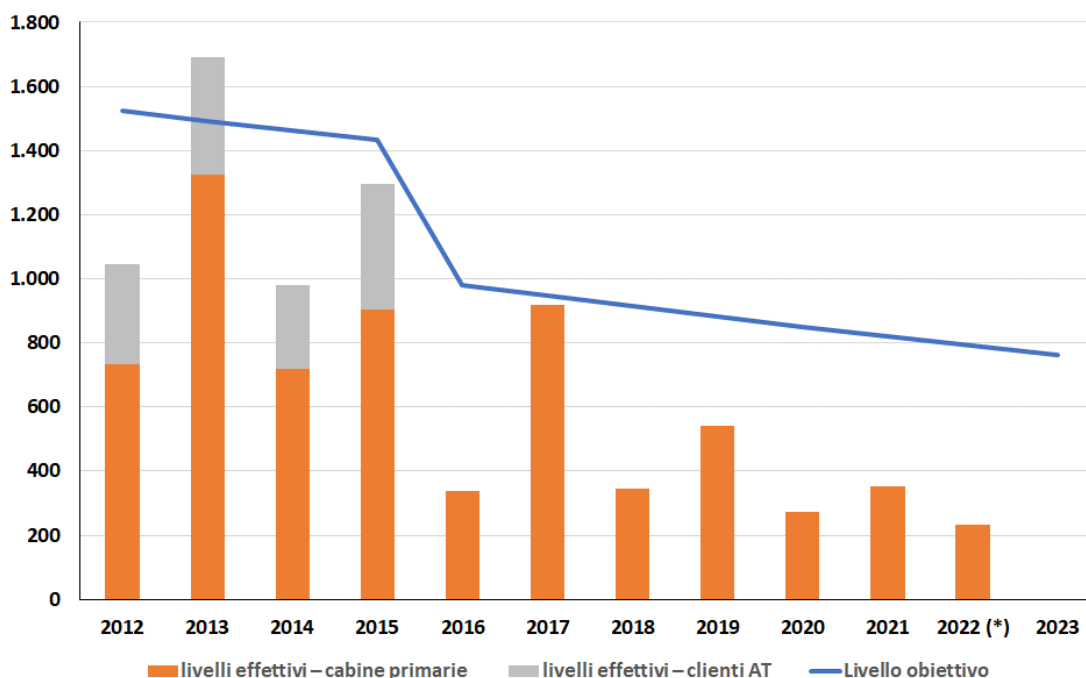
18.14 Infine, si prevede la disattivazione dal 2026 dello specifico meccanismo incentivante in corrispondenza dell'avvio del ROSS-integrale.

<p><i>S 10. Osservazioni riguardo l'incentivazione all'efficienza dei costi di investimento.</i></p>
--

19. Regolazione incentivante la continuità del servizio

- 19.1 La Regolazione *output-based* della trasmissione per il periodo 2020-2023 prevede un meccanismo incentivante la riduzione dell'energia non servita (ENS) alle cabine primarie AT/MT.
- 19.2 L'obiettivo di tale meccanismo è incentivare Terna alla riduzione delle disalimentazioni delle reti di distribuzione.
- 19.3 Il meccanismo incentivante può essere descritto dai seguenti elementi principali:
- a) l'indicatore utilizzato (ENSR) è rappresentato dalla somma dell'ENS annua relativa a disalimentazioni aventi origine nella RTN ad esclusione della porzione di RTN acquisita dalle Ferrovie dello Stato nel 2015 (detta RTN FSI);
 - b) nel computo dell'indicatore ENSR è inclusa la ENS a seguito di disalimentazioni di responsabilità Terna, provocate da terzi o dovute ad eventi meteorologici eccezionali (l'inclusione di eventi eccezionali nell'indicatore ENSR rappresenta uno stimolo per Terna ad operare al fine di ridurre gli effetti di tali eventi meteorologici);
 - c) per ciascuna disalimentazione che comporta un livello di ENS superiore a 250 MWh (incidente rilevante), all'energia non servita si applica convenzionalmente una funzione di limitazione con un valore massimo dell'energia che contribuisce all'indicatore ENSR pari a 625 MWh (tale funzione di limitazione è necessaria per consentire l'applicabilità del meccanismo incentivante; se non fosse presente, il rischio di penalizzazione associato a singoli eventi sarebbe eccessivo per Terna);
 - d) il livello obiettivo annuo dell'indicatore ENSR è determinato facendo riferimento ai valori medi 2012-2015 come livello di partenza riducendone il valore del 3,5% ogni anno;
 - e) il meccanismo prevede, al netto di una franchigia, premi/penalità qualora il livello effettivo annuale dell'indicatore ENSR sia migliore/peggiore del livello obiettivo per lo stesso anno;
 - f) Terna riceve/versa un ammontare pari alla differenza tra i valori obiettivo ed effettivo, moltiplicata per il coefficiente premi/penalità (40.000 €/MWh);
 - g) l'ammontare totale dei premi non può eccedere 30 milioni di € all'anno, mentre l'ammontare totale delle penalità non può eccedere 12 milioni di € all'anno.
- 19.4 Il meccanismo incentivante, introdotto nell'attuale formulazione a partire dal 2012 e affinato in termini di perimetro a partire dal 2016, ha mostrato risultati significativi di riduzione della ENS regolata, in particolare negli ultimi anni (cfr. figura seguente in relazione all'indicatore regolato ENS e Tabella 6 in relazione agli impatti economici).

Figura 2 Energia non servita [MWh]



(*) Dato per l'anno 2022 soggetto a verifica da parte degli Uffici

Tabella 6: Premi e penalità per la qualità del servizio di trasmissione all'indicatore ENS regolata per il periodo 2016-2022

Anno	Premi per la qualità del servizio di trasmissione in relazione all'indicatore ENS regolata [M€]
2016	25,64
2017	0
2018	22,76
2019	13,64
2020	23,04
2021	18,64
2022 (*)	22,28

(*) Dato per l'anno 2022 soggetto a verifica da parte degli Uffici

- 19.5 Nella propria risposta al documento per la consultazione 13 settembre 2022, 422/2022/R/EEL, Terna aveva indicato una possibile evoluzione del meccanismo incentivante la qualità (continuità) del servizio.
- 19.6 In particolare, Terna aveva proposto l'opzione di un incentivo di perimetro più ampio (anche in tema di rinnovo e mantenimento degli *asset* di rete) "potenzialmente vincolata al rispetto di un set di indicatori minimi prestazionali e di sicurezza o, ad esempio, al mantenimento degli attuali indicatori già previsti

dalla regolazione della qualità del servizio, come l'energia non fornita di riferimento [ENSR]. In altri termini l'accesso agli incentivi sarebbe subordinato al mantenimento di livelli di qualità definiti ex ante condivisi con il regolatore. Tale soluzione consentirebbe peraltro di collegare il volume di investimenti di rinnovo e manutenzione con l'attuale meccanismo di incentivazione sulla qualità del servizio della trasmissione elettrica, la cui regolazione ha ormai raggiunto una piena maturità ed ha consentito il raggiungimento di livelli ottimali ed efficienti di ENSR”.

- 19.7 Inoltre, già nel documento per la consultazione 6 ottobre 2011, 39/11, l’Autorità aveva indicato che *“sia da considerare la futura applicazione di un futuro meccanismo incentivante basato su ENSR lorda (ed eventualmente anche su ENR lorda) riferita agli utenti finali. Tale meccanismo dovrebbe comunque essere basato su una adeguata base dati storica”.*

Orientamenti dell’Autorità

- 19.8 L’Autorità ritiene opportuno confermare un meccanismo incentivante la continuità del servizio di trasmissione.
- 19.9 La significativa riduzione dei dati effettivi di ENS regolata degli ultimi anni porta a due considerazioni: da un lato è opportuno valutare la modifica dell’attuale meccanismo incentivante verso una logica di mantenimento dei risultati raggiunti; inoltre, è da considerare che la funzione di limitazione comporta un effetto massimo di singolo episodio (625 MWh) ben maggiore del dato effettivo degli ultimi anni (dell’ordine di 200-300 MWh), che farebbe da riferimento per la definizione dei livelli di partenza e quindi dei livelli obiettivo. Pertanto, un singolo episodio potrebbe avere un impatto anche doppio del livello obiettivo annuale, mettendo a rischio la robustezza del meccanismo incentivante.
- 19.10 L’Autorità intende perciò valutare un nuovo meccanismo incentivante con una logica principalmente di mantenimento, tenendo anche conto dell’osservazione inviata da Terna in risposta alla consultazione 422/2022/R/EEL.
- 19.11 Il nuovo meccanismo incentivante potrebbe essere avviato nel 2025 (o eventualmente anche nel 2026), in modo da poter essere adeguatamente preparato e discusso.
- 19.12 Le caratteristiche del nuovo meccanismo dovrebbero includere:
- l’utilizzo di una metrica riferita all’energia disalimentata a livello dei clienti finali, con l’adozione dell’indicatore ENS-U (in particolare, la ENS-U netta già monitorato da tempo;
 - l’estensione del meccanismo incentivante a tutta la rete di trasmissione (rete rilevante) o almeno anche alla RTN FSI;
 - il conseguente ricalcolo dei livelli di partenza (su un periodo da definire) e una nuova definizione dei livelli obiettivo annuali, che potrebbero essere di mantenimento, ossia uguali al livello di partenza;
 - l’utilizzo di un nuovo coefficiente premi/penalità, nuovi tetti ai premi/penalità e l’eliminazione degli effetti di banda morta (cfr. paragrafo seguente).

- 19.13 Prima di questa nuova regolazione, per lo schema transitorio applicabile almeno per l'anno 2024, l'Autorità è orientata alle seguenti misure:
- a) l'estensione temporale della regolazione vigente almeno per un anno, con conferma dell'indicatore adottato, della funzione di limitazione per incidenti rilevanti, delle cause e del perimetro attualmente in uso;
 - b) la conferma della traiettoria di fissazione dei livelli obiettivo annuali, che prevede un miglioramento del 3,5% rispetto all'obiettivo dell'anno precedente; di conseguenza, il livello obiettivo di ENSR per il 2024 sarebbe pari a 737 MWh (ossia, il livello di partenza di 1016 MWh moltiplicato per $0,965^9$);
 - c) l'utilizzo di nuovo coefficiente di valorizzazione dei premi e delle penalità, che sarebbe 27.000 euro/MWh, per analogia con gli orientamenti presentati per la regolazione della continuità della distribuzione;
 - d) la definizione di nuovi tetti ai premi e alle penalità nella misura di (+) 20 milioni di € all'anno e (-) 8 milioni di € all'anno, adottando una riduzione molto simile al -32% di riduzione del coefficiente di valorizzazione (27.000 €/MWh rispetto a 40.000 €/MWh) e un arrotondamento del risultato così ottenuto;
 - e) l'eliminazione della banda morta, in analogia con la rimozione delle franchigie recentemente indicata per il servizio di distribuzione.

S 11. Osservazioni in merito alla regolazione incentivante la continuità del servizio.

20. Servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici

- 20.1 La Regolazione *output-based* della trasmissione per il periodo 2020-2023 prevede una remunerazione alle imprese distributrici da parte di Terna per la mitigazione (da parte delle imprese distributrici) degli effetti delle disalimentazioni per guasti sulla RTN, normalmente eseguite mediante azioni di riconfigurazione delle reti MT al fine di controalimentare il carico.
- 20.2 Tali azioni di mitigazione, in circostanze in cui determinano un risparmio per Terna in relazione al meccanismo incentivante la continuità del servizio di trasmissione, sono remunerate alle imprese distributrici.
- 20.3 La valorizzazione è pari a 10.000 €/MWh per le prime 4 ore di rialimentazione (a decorrere dal momento di inizio della valorizzazione) e a 3.000 €/MWh per le ore successive, ed è soggetta a diverse condizionalità, fra cui una percentuale minima di utenti controalimentati, maggiore per il caso di cabina primaria AT/MT connessa in schema radiale.
- 20.4 Per la mitigazione si applica un tetto annuo massimo composto da una parte fissa e una parte variabile e dipendente dalla *performance* di Terna in materia di grandi disalimentazioni (potenziali incidenti rilevanti, misurati sulla base della potenziale ENS per effetto di disalimentazione AT e senza considerare gli effetti delle controalimentazioni MT).

- 20.5 In particolare, il tetto annuo massimo ha un valore variabile tra 3 e 18 milioni di €.
- 20.6 Sono infine previste decurtazioni della valorizzazione dei servizi di mitigazione a seguito di mancati adempimenti da parte delle imprese distributrici ad ordini di manovra impartiti da Terna in occasione di disalimentazioni.
- 20.7 Nel periodo 2012-2022 sono stati riconosciuti alle imprese distributrici circa 40 milioni di € in relazione ai servizi di mitigazione, di cui circa 10 milioni di € in occasione di disalimentazioni predisposte da Terna senza un adeguato preavviso (che deve essere di oltre 7 giorni), che pertanto sono classificate come “non programmate”. In questi casi l’utenza MT e BT non subisce una interruzione in quanto l’impresa distributtrice effettua una traslazione preventiva di carico portando l’utenza MT e BT ad essere alimentata da altre cabine primarie AT/MT.
- 20.8 Nella seguente Tabella 7 sono indicati per ogni anno del periodo 2012-2022 il numero di episodi per i quali sono stati riconosciuti i servizi di mitigazione e il corrispondente ammontare.
- 20.9 Si evidenzia che per il periodo 2020-2022 il numero di episodi e il relativo ammontare, in occasione di traslazioni preventive di carico, costituisce circa il 50% del totale (sia in numero che in ammontare).

Tabella 7: Servizi di mitigazione riconosciuti alle imprese distributrici per il periodo 2012-2022

Servizi di mitigazione riconosciuti alle imprese distributrici				
Anno	n° totale casi	Importo riconosciuto complessivo [M€]	di cui n° casi in occasione di disalimentazioni programmate da Terna senza un adeguato preavviso	Di cui importo riconosciuto per traslazioni preventive [M€]
2012	17	2,6	0	0,0
2013	22	4,3	0	0,0
2014	9	1,5	0	0,0
2015	16	1,5	2	0,1
2016	6	0,7	0	0,0
2017	12	6,0	0	0,0
2018	17	3,2	0	0,0
2019	16	2,0	1	0,3
2020	41	9,9	17	4,2
2021	26	5,7	14	4,2
2022	20	2,8	11	1,0
Totale	202	40,0	45	9,7

- 20.10 Già a partire dalle consultazioni prima del periodo regolatorio 2012-2015, Terna ha sistemicamente rigettato l’idea di fondo alla base dei “servizi di mitigazione”.

20.11 Ad esempio, in risposta al documento per la consultazione 26 maggio 2011, 20/11, Terna aveva ribadito “*la sua contrarietà all’applicazione dei servizi di mitigazione in generale e quindi a maggior ragione alla rete di recente acquisizione*”. Terna ha rimarcato che “*la controalimentazione è una delle prestazioni che la rete di distribuzione è tenuta ad assicurare ai fini dell’esercizio della rete e della continuità del servizio*” e che “*il meccanismo previsto è fortemente penalizzante per Terna perché è irrealistica l’ipotesi in cui non vi siano disalimentazioni sulla RTN che richiedano l’intervento della rete di distribuzione*”.

Orientamenti dell’Autorità

20.12 L’Autorità è orientata a confermare la disciplina dei servizi di mitigazione, in quanto rappresenta uno schema *win-win* con effetti positivi sui risultati economici delle regolazioni della continuità sia per le imprese distributrici sia per Terna, e con un vantaggio finale per gli utenti delle reti di distribuzione, che ricevono meno interruzioni.

20.13 Nel dettaglio, per motivi di coerenza con la revisione delle valorizzazioni dell’energia non fornita richiamate nei precedenti capitoli, l’Autorità intende:

- a) aggiornare la valorizzazione per le prime quattro ore a 7.000 €/MWh (anziché 10.000 €/MWh) e per le ore successive a 2.000 €/MWh (anziché 3.000 €/MWh);
- b) aggiornare i tetti annui ai valori di 2-12 milioni di € (anziché 3-18 milioni di €), mantenendo la vigente logica con incrementi in base al numero di potenziali incidenti rilevanti di responsabilità Terna (fino a un massimo di 5);
- c) aggiornare il tetto per singolo evento interruttivo a 2 milioni di euro (anziché 3,5 milioni di euro).

20.14 L’Autorità intende inoltre prevedere una specifica valorizzazione, che potrebbe essere fissa e costante a 1.000 €/MWh, per i servizi di traslazione preventiva di carico.

20.15 Tale orientamento considera sia la minore criticità e maggiore programmabilità delle azioni di traslazione preventiva, sia la presenza comunque di un certo livello di rischio (di successive disalimentazioni su reti MT-BT) per l’impresa distributtrice, che si trova ad esercire le proprie reti in condizioni fuori schema standard.

<i>S 12. Osservazioni in merito alla disciplina dei servizi di mitigazione.</i>

21. Standard individuali di continuità

21.1 La regolazione *output-based* della trasmissione 2020-2023 prevede livelli specifici di continuità per i clienti finali AAT o AT relativi al numero totale di interruzioni non programmate lunghe o brevi di responsabilità di Terna, differenziati in relazione alla connessione dei clienti finali (magliata o radiale), e indennizzi automatici nel caso di superamento dei livelli specifici.

- 21.2 Come mostrato nella seguente Tabella 8, le cabine primarie (a cui sono connessi gli utenti MT e BT) sono per lo più alimentate con tipologia di connessione “magliata”, mentre la maggior parte dei clienti finali AT è alimentata con tipologia di connessione “radiale” che presenta minore affidabilità in relazione alla continuità del servizio.
- 21.3 In realtà la percentuale di cabine primarie in assetto radiale è ancora inferiore rispetto al dato presentato, perché, dove le sbarre AT di cabina primaria sono state cedute dall’impresa distributrice a Terna - ad esempio in Trentino - tali cabine primarie che sono in realtà connesse in assetto magliato sono invece considerate come due cabine primarie equivalenti (corrispondenti ai singoli trasformatori), ciascuna in connessione radiale alla sbarra AT.

Tabella 8: Modalità di connessione degli utenti AT e delle cabine primarie

Tipologia	Radiale	Radiale in derivazione rigida a T	Magliato	Percentuale di connessioni radiali
Cabine primarie	447	74	1.814	22%
Clienti finali AT	439	197	226	74%

- 21.4 La regolazione prevede che Terna corrisponda ad ogni cliente finale AAT o AT un indennizzo pari al prodotto dell’energia non fornita relativa ad ogni disalimentazione di propria responsabilità con durata compresa tra 2 ore e 8 ore, per una quota pari a 2.500 €/MWh.
- 21.5 L’indennizzo massimo corrisposto al cliente finale AAT o AT non può eccedere 50.000 € per ogni episodio interruttivo). L’indennizzo massimo annuo che ogni cliente finale AAT o AT può ricevere in relazione al numero di interruzioni (cfr. comma 23.1) e alla durata di interruzione (comma 23.2) non può eccedere 150.000 €.
- 21.6 L’ammontare totale degli indennizzi automatici a clienti in alta o altissima tensione nel periodo 2020-2022 è stato pari a circa 450.000 €, corrispondenti a 150.000 € all’anno.
- 21.7 La regolazione prevede infine livelli specifici di continuità per clienti finali AAT o AT relativi al numero totale di microinterruzioni (interruzioni transitorie e buchi di tensione), differenziati in relazione al livello di tensione a cui il cliente è connesso (fino a 150 kV e oltre 150 kV), e indennizzi automatici nel caso di superamento dei livelli specifici.
- 21.8 L’ammontare complessivo annuo corrisposto a un cliente finale AAT o AT in relazione al numero totale di microinterruzioni non può eccedere 97.500 €.
- 21.9 I clienti finali AAT o AT oggetto di questa regolazione, pari a 5, sono quelli che hanno partecipato alla campagna di monitoraggio delle microinterruzioni effettuata da Terna dal 1° luglio 2017 al 1° luglio 2019.

Orientamenti dell'Autorità

- 21.10 L'Autorità è orientata a terminare la previsione di regolazioni individuali per i clienti finali AAT o AT, in un'ottica di razionalizzazione del quadro regolatorio, sia perché tale regolazione, sulla base delle evidenze economiche, non costituisce una reale leva incentivante per Terna in materia di continuità del servizio, sia perché i clienti AT hanno tipicamente una soluzione radiale (quindi maggiormente esposta a disalimentazioni) anche sulla base di loro preferenze (di economicità) in sede di scelta del tipo di connessione.
- 21.11 Tale orientamento tiene anche conto della scarsa partecipazione dei clienti AT alle attività di monitoraggio e regolazione delle microinterruzioni.

S 13. Osservazioni in merito alla regolazione individuale della continuità per clienti in alta e altissima tensione.

22. Disponibilità e indisponibilità degli asset di rete e dei collegamenti HVDC

- 22.1 Il Titolo 6 della Regolazione *output-based* della trasmissione (articoli da 25 a 36) definisce obblighi di monitoraggio e di pubblicazione riguardanti gli indici di disponibilità all'esercizio degli *asset* della rete di trasmissione nazionale, differenziando in particolare l'indisponibilità programmata (tipicamente per interventi di manutenzione) e l'indisponibilità non programmata (tipicamente a seguito di guasti, o per anomalia grave, o rischi di guasto incipiente).
- 22.2 Il principale indice di disponibilità è l'ASAI, *Average System Availability Index*, che esprime la percentuale di ore annue in cui l'*asset* (o un raggruppamento di *asset*) è disponibile per l'esercizio.
- 22.3 Il monitoraggio degli indici di disponibilità (che è stato avviato con la deliberazione 28/2013/R/EEL a partire dai dati 2015) è riportato nelle tavole da 2.70 a 2.74 del Volume I "Stato dei servizi 2022" della relazione annuale dell'Autorità.
- 22.4 In sintesi, la RTN conferma livelli di disponibilità elevati, con l'indice di disponibilità ASAI che si colloca tra il 99% e il 98,5%, in leggera riduzione nel corso del periodo 2015-2022.
- 22.5 L'indice di disponibilità relativo alle sole linee elettriche aeree è pure elevato, e anch'esso con un *trend* di leggera riduzione, più significativa per le linee a tensione inferiore (220 kV o 150-132 kV).
- 22.6 Lo sviluppo della rete di trasmissione, anche in ragione dei vincoli a realizzare nuove infrastrutture di trasmissione, prevede in misura crescente l'adozione di soluzioni di tipo *High Voltage Direct Current* (HVDC).
- 22.7 Il Piano di Sviluppo di Terna 2023, oltre alle opere HVDC già previste dai piani precedenti come il Tyrrhenian Link e l'Adriatic Link, propone nuovi interventi di sviluppo di analoga tipologia e funzionali all'integrazione di nuova energia da fonti rinnovabili, nell'ambito dei progetti Hypergrid che, incluse altre opere innovative, hanno un costo di investimento atteso complessivo di quasi 11 miliardi di €.

- 22.8 Le soluzioni di tipo HVDC sono mediamente più interessate da indisponibilità rispetto agli *asset* di trasmissione in corrente alternata, sia per effetti di indisponibilità programmata, sia in relazione all'indisponibilità forzata.
- 22.9 Tale circostanza è confermata anche dalle indisponibilità che hanno riguardato negli ultimi dieci anni il collegamento HVDC Italia - Grecia, per cui si rimanda all'istruttoria conoscitiva dell'Autorità chiusa con la deliberazione 30 novembre 2021, 548/2021/R/EEL.

Orientamenti dell'Autorità

- 22.10 Pur tenendo conto delle necessarie esigenze di manutenzione, l'Autorità ritiene fondamentale promuovere una buona disponibilità dei collegamenti HVDC, perché la loro indisponibilità determina un notevole aumento dei costi per il sistema (visto che i benefici attesi di tali progetti sono sempre superiori ai costi, e i costi sono normalmente elevati).
- 22.11 L'Autorità è pertanto orientata ad introdurre nel corso del prossimo periodo regolatorio meccanismi che tendano a ridurre le indisponibilità dei collegamenti realizzati con tecnologia HVDC.
- 22.12 Considerando il numero relativamente limitato di collegamenti HVDC che saranno in esercizio nel prossimo periodo regolatorio, si potrebbe misurare la disponibilità all'esercizio di ciascun collegamento HVDC su base pluriennale (per collegamenti già in esercizio: quadriennio 2024-2027), confrontarla con un tempo massimo di riferimento per l'indisponibilità (a titolo di esempio, tra il 10% e il 15% delle ore del periodo), e prevedere l'annullamento dei ricavi riconosciuti corrispondenti alla remunerazione del capitale e all'ammortamento per la quota indisponibile e per i periodi che eccedono i rispettivi valori massimi di riferimento per l'indisponibilità.
- 22.13 A titolo esemplificativo, ipotizzando che un collegamento HVDC abbia in uno specifico anno un'immobilizzazione netta di 500 milioni di euro, una vita utile regolatoria (pesata tra i cespiti, in particolare cavi e stazioni) di 40 anni, un'indisponibilità in eccesso rispetto agli standard di dieci punti percentuali (pari a poco più di 5 settimane) e che sia applicabile un tasso di remunerazione pari a 5,0% (pari al WACC 2023), l'applicazione del meccanismo incentivante comporterebbe per l'anno in esame un pagamento da parte di Terna pari a 3,75 milioni di euro (dati dalla somma di $0,1 * 500 * 0,05$ per la quota a remunerazione del capitale e di $0,1 * 500 * 0,025$ per la quota ammortamento).
- 22.14 Nel caso di collegamenti HVDC bipolari, le ore di parziale disponibilità (un polo in funzione, l'altro polo indisponibile) verranno conteggiate al 50%.
- 22.15 Per la calibrazione dei parametri del meccanismo, sarà da valutare l'effettiva possibilità di identificare con buona certezza la responsabilità di terzi per originare i guasti (ad esempio, per danneggiamento da parte di ancore).

S 14. Osservazioni in merito a meccanismi che promuovano la disponibilità all'esercizio dei collegamenti in cavo HVDC.

23. Integrazione degli obblighi in materia di qualità nella regolazione della trasmissione

- 23.1 La deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250/04 dispone direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. per l'adozione del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete) di cui al Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004.
- 23.2 In particolare, il Titolo 8 relativo alla regolazione della qualità del servizio di trasmissione, non si limita alle direttive che hanno portato all'adozione del Codice di rete, ma disciplina, anche per effetto di successive modifiche, obblighi di natura continuativa in capo a Terna.
- 23.3 Tali obblighi fanno particolare riferimento a:
- a) classificazione e registrazione degli eventi di interruzione;
 - b) rilevazione della qualità della tensione;
 - c) indici di qualità del servizio;
 - d) livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione;
 - e) potenza di corto circuito;
 - f) incidenti rilevanti;
 - g) contratti per la qualità per gli utenti della rete;
 - h) servizio di interrompibilità.

Orientamenti dell'Autorità

- 23.4 A fini di razionalizzazione dei testi regolatori, l'Autorità intende trasferire nell'ambito della Regolazione *output-based* della trasmissione l'insieme delle disposizioni attuative afferenti alla qualità del servizio di trasmissione, oggi contenute nelle predette direttive, con particolare riferimento ai seguenti aspetti:
- a) obbligo di pubblicazione del rapporto annuale degli *output* e della qualità del servizio di trasmissione (in parte già oggi disciplinato dall'articolo 42 della Regolazione *output-based* del servizio di trasmissione 2020-2023);
 - b) obblighi di rilevazione a campione delle caratteristiche della tensione, mediante campagne specifiche di misurazione, anche su richiesta degli utenti, e possibilità per questi di partecipare alle campagne di misura contribuendo in termini economici ed operativi;
 - c) calcolo degli indici di continuità su base mensile ed annuale per aree definite da Terna, loro pubblicazione e comunicazione individuale a ciascun utente dell'elenco completo delle interruzioni da cui è stato interessato;
 - d) definizione dei livelli attesi di qualità della tensione, anche differenziati per livelli di tensione,
 - e) confronto dei livelli attesi di qualità della tensione con i livelli effettivi ed evidenza del numero degli utenti per i quali non sono rispettati i livelli attesi di qualità per singolo utente, con indicazione sugli interventi mirati alla risoluzione delle situazioni più critiche e i tempi previsti di realizzazione di tali interventi;

- f) obbligo di pubblicazione dei valori minimi e massimi della potenza di corto circuito convenzionali e i livelli previsionali;
- g) obbligo di trasmissione all’Autorità di un rapporto per ogni incidente rilevante sulla rete di trasmissione nazionale;
- h) pubblicazione dell’avvenuto ricorso ai servizi di interrompibilità e di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica per la sicurezza.

S 15. Osservazioni in merito agli obblighi di pubblicazione in capo a Terna relativamente alla regolazione output-based, inclusa la qualità del servizio.

24. Altri aspetti *output-based* e possibili nuovi meccanismi di regolazione

24.1 Nell’ambito della già richiamata consultazione 13 settembre 2022, 422/2022/R/EEL, che ha riguardato anche indicatori di prestazione e possibili meccanismi incentivanti per il servizio di trasmissione, quattro soggetti hanno espresso osservazioni.

24.2 In particolare, nelle risposte alla consultazione sono stati discussi:

- a) i meccanismi di incentivazione all’ottenimento di contributi (cfr. precedente articolo 16);
- b) il meccanismo relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale (cfr. precedenti articoli 17 e 18);
- c) un indicatore di tipo *on/off* rispetto a date obiettivo correlate a specifiche milestone autorizzative (si ritiene che questa opzione sia almeno parzialmente ripresa dall’orientamento di un’eventuale modulazione dell’incentivazione a capacità di trasporto interzonale in relazione all’anticipo/ritardo rispetto a date obiettivo, cfr. precedente articolo 17);
- d) un’eventuale incentivazione per l’incremento della resilienza delle reti di trasmissione;
- e) un indice di misura e un’eventuale incentivazione delle attività di rinnovo e di attività di mantenimento in esercizio di rete completamente ammortizzate;
- f) un indice per la misurazione delle risoluzioni di congestioni all’interno delle zone collegate allo sviluppo degli impianti rinnovabili;
- g) un’eventuale incentivazione alla tempestività ed efficienza nel rilascio delle soluzioni di connessione.

24.3 Infine, l’articolo 48, comma 2, della Regolazione *output-based* della trasmissione 2020-2023 fa riferimento a possibili iniziative per favorire meccanismi di capacitazione degli *stakeholder* e sensibilizzazione delle amministrazioni locali circa i benefici delle infrastrutture.

24.4 Al riguardo, nel corso del quinto periodo di regolazione, sono emerse difficoltà a identificare una metrica di *output* che misuri la qualità dei processi di interazione e gli effetti di accelerazione sui progetti di sviluppo.

Orientamenti dell’Autorità

- 24.5 L’Autorità intende snellire, per quanto possibile, il numero di meccanismi della regolazione *output-based*, al fine di concentrare le leve incentivanti sulle *performance* più importanti.
- 24.6 In particolare, nel 6PRTE non sarebbero più previsti meccanismi incentivanti in materia di strumenti propedeutici alla regolazione, né meccanismi premianti l’unificazione della rete di trasmissione nazionale in quanto non più necessari, né incentivi all’ottenimento di contributi diversi dagli orientamenti presentati nel precedente capitolo 16. Terminerebbe perciò l’efficacia degli articoli 39, 41, 47 e articolo 48, comma 1, della Regolazione *output-based* della trasmissione 2020-2023.
- 24.7 Sarebbero invece confermati:
- la possibilità di effettuare verifiche esterne indipendenti sui più importanti interventi dei Piani di sviluppo e sui rapporti di identificazione delle capacità obiettivo (articolo 40 della Regolazione *output-based* della trasmissione 2020-2023);
 - i contenuti del rapporto annuale su qualità e altri output del servizio di trasmissione (articolo 42);
 - gli obblighi di comunicazione e pubblicazione in capo a Terna (articolo 43), con l’esclusione del comma 43.2;
 - il meccanismo di controllo ed eventuale restituzione dei premi in materia di capacità di trasporto (comma 45.3).
- 24.8 L’evoluzione dei meccanismi di cui agli articoli 44, 45 e 46 è stata già discussa nei precedenti capitoli.
- 24.9 Infine, per quanto riguarda il comma 48.2 della Regolazione *output-based* della trasmissione 2020-2023, l’Autorità intende invece valutare azioni per quanto riguarda l’interazione con soggetti istituzionali e *stakeholder* ai fini di un auspicabile accelerazione dei tempi concertativi e autorizzativi prima della realizzazione dei progetti.
- 24.10 Tenendo conto della sopraggiunta biennializzazione dei Piani di sviluppo, si intendono valutare obblighi specifici di interazione nell’anno che precede la scadenza biennale del Piano, almeno con i soggetti istituzionalmente coinvolti nelle decisioni.
- 24.11 Tali interazioni sarebbero funzionali a rendere più efficace e rapido il successivo processo formale di valutazione ambientale strategica sul Piano di sviluppo, e quindi ad accelerare la realizzazione delle infrastrutture e il processo di transizione energetica.
- 24.12 Con la presente consultazione, l’Autorità intende raccogliere osservazioni sui temi elencati o su altri aspetti meritevoli di analisi in ottica di regolazione *output-based*.
- 24.13 Come indicato nell’avvio di procedimento 166/2023/R/EEL, l’introduzione o aggiornamento di meccanismi di regolazione *output-based* potrà avvenire nel corso del periodo di regolazione. In tal senso, si potrebbe replicare l’esperienza del quinto periodo di regolazione, quando i nuovi meccanismi di regolazione sono stati

introdotti progressivamente nel corso del periodo (2017: strumenti propedeutici, 2018: incentivazione contributi, 2019: capacità interzonale, 2020: efficienza costi di investimento).

S 16. Osservazioni in merito agli orientamenti qui presentati e a possibili meccanismi di incentivazione output-based da introdurre progressivamente nel corso del periodo regolatorio.

TITOLO III - RICAVI PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

25. Articolazione dei ricavi di riferimento per il servizio di dispacciamento

- 25.1 In termini generali, si intende 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 (RT^D), determinati come somma delle quote a copertura di:
- costi di capitale e operativi, secondo le logiche ROSS;
 - voci di costo specifiche, escluse dall'ambito dei costi efficientabili e pertanto dall'applicazione dei criteri ROSS, a copertura di costi c.d. incompressibili;
 - meccanismo di mitigazione volumi.

S 17. Osservazioni in merito all'articolazione dei ricavi di riferimento per il servizio di dispacciamento.

26. Costi di capitale e costi operativi per il servizio di dispacciamento

- 26.1 L'Autorità, come già prospettato al punto 7.8 del DCO 381/2023/R/COM, intende prevedere che i costi (di capitale e operativi) di funzionamento di Terna per lo svolgimento del servizio di dispacciamento - coperti al momento attraverso la componente DIS di cui all'articolo 46 della deliberazione 111/06, secondo quanto previsto, per il periodo 2020-2023, ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione 29 dicembre 2007, n. 351/07 (di seguito: deliberazione 351/07) - trovino riconoscimento secondo i medesimi criteri di riconoscimento dei costi relativi al servizio di trasmissione, e continuino ad essere allocati agli utenti attraverso la componente tariffaria DIS a copertura dei costi di dispacciamento.

Ammortamenti economico-tecnici

- 26.2 L'Autorità intende confermare nella sostanza, sia con riferimento agli incrementi patrimoniali sostenuti fino all'anno 2023 sia ai fini della ripartizione della componente *slow money* del ROSS a decorrere dal 2024, la durata convenzionale tariffaria dei cespiti vigente nel 5PRTE, come prospettato nel punto 16.6 del DCO 381/2023/R/COM. Ai fini di una maggiore semplificazione, pur mantenendo inalterate le vite utili regolatorie, si intende accorpate alcune categorie di cespiti, come indicato nella Tabella 9.

Tabella 9: Durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti relativi al dispacciamento

5PRTE		6PRTE	
Categoria di cespiti	Durata convenzionale (anni)	Categoria di cespiti	Durata convenzionale (anni)
Fabbricati	40	Fabbricati	40
Telefoni cellulari e satellitari	5	Immobilizzazioni materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)	5
Impianti di teletrasmissione	10	Impianti di teletrasmissione	10
Impianti di teletrasmissione - Fibra ottica	20	Impianti di teletrasmissione - Fibra ottica	20
Impianti di teleconduzione e controllo	20	Impianti di teleconduzione e controllo	20
Impianti di teleconduzione e controllo - Calcolatori	10	Impianti di teleconduzione e controllo - Calcolatori	10
Mezzi di trasporto	5	Immobilizzazioni materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)	5
Attrezzature	10	Altre immobilizzazioni materiali	10
Mobili e arredi	17	Mobili e arredi	17
Macchine d'ufficio	5	Immobilizzazioni materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)	5
Sistemi elaborazione dati e stazioni di lavoro	5	Sistemi informativi	5
Software di telecontrollo	5	Software di telecontrollo	5
Software di metering	5	Software di metering	5
Software di settlement	5	Software di settlement	5
Immobilizzazioni immateriali	5	Altre immobilizzazioni immateriali	5
Concessione dispacciamento	23	Concessione dispacciamento (*)	23

S 18. Osservazioni in merito ai costi di capitale e costi operativi per il servizio di dispacciamento.

27. Ulteriori oneri riconosciuti

Costi incomprimibili

27.1 Nell'ambito del DCO 381/2023/R/COM, l'Autorità ha confermato il riconoscimento dei c.d. costi "on top" o incomprimibili sulla base dei costi effettivi, escludendoli quindi dai costi efficientabili soggetti all'applicazione dei criteri ROSS. Con riferimento ai costi di funzionamento di Terna per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento, si tratta in particolare dei costi di specifici progetti e attività svolte dal gestore, riconducibili a quattro filoni principali:

- progetti o partecipazioni ad entità europee di cui al c.d. *Clean Energy Package* (direttiva 944/2019, regolamenti 943/2019, 1222/2015, 1719/2016, 1485/2017 e 2195/2017);

- b) partecipazione alla *Crowd Balancing Platform*, a titolo volontario, per lo sviluppo di strumenti utili a favorire la partecipazione al mercato delle risorse distribuite⁴;
 - c) costi relativi al monitoraggio di cui al TIMM (deliberazione ARG/elt 115/08⁵);
 - d) costi relativi allo sviluppo e alla manutenzione di GAUDÌ (di cui alla deliberazione ARG/elt 124/10).
- 27.2 In continuità con i criteri di regolazione vigenti, si conferma il riconoscimento di tali oneri a valere sui ricavi riconosciuti a Terna 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.

Meccanismo di mitigazione volumi

- 27.3 L'articolo 3 della deliberazione 351/07, che definisce i criteri di copertura dei costi di funzionamento di Terna per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento, prevede un meccanismo di copertura del rischio volume associato al corrispettivo tariffario *DIS*. In particolare, il comma 3.6 prevede che in ciascun anno, qualora rispetto ai volumi di energia elettrica presi a riferimento per la determinazione del corrispettivo *DIS* "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 del corrispettivo *DIS* negli anni successivi".
- 27.4 L'Autorità intende confermare le previsioni in materia di mitigazione del rischio volume *DIS*.

<i>S 19. Osservazioni in merito ad altre voci per il servizio di dispacciamento.</i>
--

⁴ La piattaforma aiuta a sviluppare *tool* utili per favorire la partecipazione al mercato delle risorse distribuite.

⁵ L'articolo 9 della deliberazione ARG/elt 115/08, recante il testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento, disciplina i criteri di remunerazione dell'attività di monitoraggio, prevedendo che i relativi costi siano nell'ambito del corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna, ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione 351/07.

PARTE III - DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI

TITOLO I - TARIFFA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

28. Quadro di riferimento sull'articolazione tariffaria del servizio di trasmissione

- 28.1 Con la deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, in sede di definizione dei criteri tariffari per il periodo 2012-2015, l'Autorità ha previsto che la tariffa applicata dal gestore del sistema di trasmissione nei punti di interconnessione con le reti di distribuzione (c.d. componente *CTR*) avesse una struttura binomia (potenza/energia), rinviandone tuttavia, in ragione delle difficoltà operative emerse in sede di consultazione, la prima applicazione all'anno 2013. Con la deliberazione 20 dicembre 2012, 565/2012/R/EEL l'Autorità, in sede di aggiornamento delle tariffe di trasmissione per l'anno 2013, ha confermato, anche per il 2013, la struttura monomia della tariffa di trasmissione.
- 28.2 Con la deliberazione 19 dicembre 2013, 607/2013/R/EEL, l'Autorità ha previsto l'introduzione, a partire dall'anno 2014, di una struttura binomia della tariffa di trasmissione applicata ai clienti finali (c.d. componente *TRAS*) con esclusivo riferimento ai clienti in AT/AAT, confermando il mantenimento della struttura monomia della componente *CTR* e, in assenza dell'introduzione della componente *CTR* binomia, il meccanismo di garanzia dei ricavi della trasmissione di cui all'articolo 4 della deliberazione ARG/elt 188/08 anche per gli anni 2014-2015 (cfr. comma 16.3 del TIT 2012-2015).
- 28.3 La tariffa *TRAS* binomia per i clienti in AT/AAT è stata determinata sulla base del principio di invarianza di gettito recuperato da tali clienti in applicazione di una componente monomia e attribuendo alla componente in energia una quota di gettito commisurata al peso dei ricavi a copertura dei costi operativi riconosciuti rispetto ai ricavi complessivamente riconosciuti per il servizio di trasmissione (pari a circa il 18%).
- 28.4 Con la deliberazione 654/2015/R/EEL, l'Autorità ha ritenuto opportuno, tra l'altro:
- a) prevedere, per quanto riguarda la tariffa di trasmissione *CTR* applicata alle imprese distributrici nei punti di interconnessione, l'applicazione di una struttura tariffaria binomia, con una componente in potenza e una in energia, superando al contempo il meccanismo di garanzia dei ricavi di cui all'articolo 16 del TIT 2012-2015;
 - b) attribuire una quota dei costi riconosciuti in potenza pari al 90%, coerente con la struttura dei costi del gestore e con l'obiettivo di garantire la stabilizzazione del flusso di ricavi a copertura dei costi (prevalentemente di natura fissa) del servizio; tale percentuale, in linea con quanto prospettato nel documento di consultazione 544/2015/R/EEL, è stata determinata attribuendo 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; ciò al fine di garantire al gestore, anche in situazioni di eccezionalità un rischio associato all'oscillazione dei volumi coerente con quello del periodo regolatorio precedente (in applicazione del meccanismo di garanzia dei volumi);

- c) confermare struttura e articolazione della tariffa di trasmissione per i clienti finali, sulla base di un criterio di ripartizione dei ricavi in componenti in potenza ed in energia coerente con quello adottato per il corrispettivo *CTR*.

28.5 L'Autorità ritiene che la struttura binomia della tariffa di trasmissione sia risultata idonea a garantire un adeguato bilanciamento tra gestore e clienti finali dei rischi legati all'oscillazione della domanda, in linea con quello del meccanismo di garanzia dei ricavi precedente all'applicazione della tariffa binomia, e con quello del servizio di trasporto gas.

28.6 In particolare, si consideri che sul 2020, anno in cui i volumi effettivi hanno registrato una contrazione straordinaria rispetto ai volumi di riferimento (-8%) a causa degli effetti pandemici, il gettito tariffario effettivo, con una componente tariffaria in energia pari al 10%, si è ridotto dello 0,8%; nell'anno 2021, dove i volumi effettivi 2020 sono stati presi (per il periodo gennaio – settembre) come riferimento per livelli tariffari, il gettito tariffario effettivo è risultato superiore rispetto al ricavo di riferimento dello 0,7%. Tali oscillazioni del gettito tariffario effettivo risultano peraltro coerenti con il livello di rischio volume previsto per il servizio di trasporto gas (cfr. deliberazione 139/2023/R/GAS), pari al 4% dei ricavi associati ai costi operativi riconosciuti, corrispondenti a circa lo 0,5% dei ricavi riconosciuti complessivi.

28.7 Le proposte di cui al presente Titolo sono pertanto formulate in coerenza con tale approccio.

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

Determinazione dei corrispettivi CTR_E e CTR_P

29.1 L'Autorità intende confermare la struttura della tariffa di trasmissione *CTR* corrisposta dalle imprese di distribuzione al gestore del sistema di trasmissione, articolata nei corrispettivi CTR_E e CTR_P definiti secondo le seguenti modalità:

- a) CTR_E , quota energia della componente tariffaria *CTR*, espressa in €/cent/kWh, come rapporto tra:
- i. una quota % dei ricavi di riferimento per il servizio di trasmissione RT^T , determinata in coerenza con il criterio del precedente periodo regolatorio (ossia attribuendo alla componente 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); prendendo come riferimento i ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione per il 2023, tale percentuale

risulterebbe pari al 6,7%; tuttavia, occorre considerare come la componente di ricavo a copertura della extra-remunerazione si ridurrà gradualmente nel corso del periodo, mentre quella relativa ai costi operativi è prevista in crescita (sulla base di quanto rappresentato da Terna nelle proiezioni economiche patrimoniali e finanziarie semplificate (PEPFIS) di cui all'articolo 34 del TIROSS); pertanto, si ritiene che per il 6PRTE possa essere considerata congrua l'attribuzione alla componente di energia di una quota di ricavo di riferimento pari al 7-8%;

- ii. l'energia di riferimento utilizzata ai fini del dimensionamento dei corrispettivi tariffari;
- b) CTR_P , quota potenza della componente tariffaria CTR , espressa in €/cent/kW, come rapporto tra:
- i. la quota dei ricavi di riferimento per il servizio di trasmissione RT^T non attribuita in energia;
 - ii. la potenza di riferimento utilizzata ai fini del dimensionamento dei corrispettivi tariffari.

29.2 In relazione ai *driver* tariffari, l'Autorità intende 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.

29.3 In ragione delle modifiche proposte in materia di remunerazione dei titolari terzi di reti di trasmissione (cfr. Capitolo 14), non si ritiene più necessario definire i corrispettivi pro-forma CTR^{ITC} , CTR^{MIS} , CTR^{PdD} , e $CTR^{Premium}$.

Applicazione dei corrispettivi

29.4 L'Autorità intende confermare la previsione secondo cui ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica dalla RTN riconosca al gestore del sistema di trasmissione una tariffa determinata applicando:

- a) il corrispettivo CTR_E alla somma dell'energia elettrica netta:
 - i. prelevata dall'impresa medesima dalla RTN, aumentata del fattore percentuale di cui alla tabella 4 del TIS⁶ per tenere conto delle perdite di energia elettrica nei punti di interconnessione tra reti;

⁶ 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, come successivamente modificato e integrato.

- ii. immessa nella rete dell'impresa medesima 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 nei punti di interconnessione tra reti;
 - b) il corrispettivo CTR_P alla potenza di interconnessione tra RTN e reti di distribuzione prelevata dall'impresa medesima dalla RTN.
- 29.5 Ai fini dell'applicazione di tali corrispettivi tariffari, l'Autorità intende confermare che:
- a) per energia elettrica netta si intende il bilancio tra energia prelevata ed energia immessa con riferimento a un insieme definito di punti di interconnessione e relativa ad un determinato periodo di tempo;
 - b) la potenza di interconnessione tra RTN e reti di distribuzione è la medesima potenza rilevante ai fini della determinazione della componente CTR_P per l'anno di applicazione.

S 20. Osservazioni in merito alla tariffa corrisposta dalle imprese di distribuzione al gestore del sistema di trasmissione

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

Tipologie di utenze di clienti finali

- 30.1 Ai fini dell'applicazione ai punti di prelievo nella titolarità di clienti finali dei corrispettivi tariffari a copertura dei costi per il servizio di trasmissione *TRAS*, l'Autorità intende confermare le seguenti tipologie di contratto (cfr. articolo 2 del TIT):
- a) utenze domestiche in bassa tensione, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare:
 - i. le applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo, con esclusione di alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari;
 - ii. le applicazioni relative a servizi generali in edifici di al massimo due unità immobiliari, le applicazioni relative all'alimentazione di infrastrutture di ricarica private per veicoli elettrici, le applicazioni in locali annessi o pertinenti all'abitazione ed adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage o a scopi agricoli, purché l'utilizzo sia effettuato con unico punto di prelievo, per l'abitazione e i locali annessi, e la potenza disponibile non superi 15 kW;
 - b) utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei

comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;

- c) utenze in bassa tensione per alimentazione esclusiva delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici;
- d) utenze in bassa tensione diverse da quelle di cui alle precedenti lettere da a) a c), ivi incluse le utenze relative a pompe di calore, anche di tipo reversibile, per il riscaldamento degli ambienti nelle abitazioni e le utenze per la ricarica privata dei veicoli elettrici;
- e) utenze in media tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;
- f) utenze in media tensione diverse da quelle di cui alla lettera e);
- g) utenze in alta tensione;
- h) utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV;
- i) utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV.

30.2 Per quanto riguarda le utenze domestiche in bassa tensione di cui al precedente punto 26.1, lettere a), il corrispettivo $TRAS_E$ rileva ai fini della determinazione della tariffa obbligatoria TD , espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione (cfr. comma 7.3 e articolo 27 del TIT).

Fattori di perdita considerati ai fini della determinazione dei corrispettivi

30.3 L'Autorità intende confermare la previsione che, ai fini della determinazione dei corrispettivi unitari della tariffa $TRAS$, rilevino i fattori percentuali di perdita di energia elettrica di cui alla Tabella 4 del TIS, tenuto conto di un fattore di perdita pari a zero per le utenze in altissima tensione uguale o superiore a 380 kV (Tabella 10).

Tabella 10: Fattori percentuali di perdita di energia elettrica

Tipologia punto di prelievo	Fattore di perdita
a) Domestici	9,3%
b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	
c) Utenze in bassa tensione per alimentazione infrastrutture di ricarica pubblica di veicoli elettrici	
d) Altre utenze in bassa tensione	
e) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	3,1%
f) Altre utenze in media tensione	
g) Utenze in alta tensione	1,1%
h) Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	0,4%
i) Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	0,0%

Determinazione dei corrispettivi $TRAS_E$ e $TRAS_P$

- 30.4 L'Autorità intende confermare la struttura della tariffa di trasmissione $TRAS$ corrisposta dai clienti finali alle imprese di distribuzione a copertura dei costi per il servizio di trasmissione, articolata nei corrispettivi $TRAS_E$ e $TRAS_P$ (la componente $TRAS_P$ è valorizzata per le sole tipologie contrattuali in AT-AAT) a partire dal gettito tariffario allocato alla specifica tipologia contrattuale in applicazione di una componente $TRAS$ monomia pro-forma (in energia).
- 30.5 In particolare, la componente $TRAS$ monomia pro-forma, espressa in €/cent/kWh, è definita, per ciascuna delle tipologie di utenze di clienti finali, tenuto conto di una stima della domanda di energia per ciascuna delle tipologie di utenze, e del coefficiente di riporto a valle delle perdite sulla base dei fattori di perdita considerati ai fini della determinazione dei corrispettivi (cfr. punto 26.3).
- 30.6 I corrispettivi $TRAS_E$ e $TRAS_P$ sono determinati, per ciascuna delle tipologie di utenze di clienti finali di cui al punto 26.1, secondo le seguenti modalità:
- a) $TRAS_E$, quota energia della componente tariffaria $TRAS$, espresso in €/cent/kWh, determinato:
 - i. per le utenze di cui alle lettere da a) a f), pari alla componente $TRAS$ monomia pro-forma specifica di ciascuna tipologia di utenza;
 - ii. per le utenze di cui alle lettere da g) a i), come rapporto tra una quota del gettito derivante dalla componente $TRAS$ monomia pro-forma specifico di ciascuna tipologia di utenza, pari alla quota di ricavi di riferimento del servizio di trasmissione attribuita in energia, e l'energia di riferimento utilizzata ai fini del dimensionamento dei corrispettivi tariffari per tali tipologie di utenze, tenuto conto del coefficiente di riporto a valle delle perdite specifico di ciascuna tipologia di utenza;
 - b) $TRAS_P$, quota potenza della componente tariffaria $TRAS$, espresso in €/cent/kW/a, determinato:
 - i. per le utenze di cui alle lettere da a) a f), pari a zero;
 - ii. per le utenze di cui alle lettere da g) a i), come rapporto tra la quota del gettito derivante dalla componente $TRAS$ monomia pro-forma per tali tipologie di utenze non attribuita in energia, e la potenza di riferimento utilizzata ai fini del dimensionamento dei corrispettivi tariffari per tali tipologie di utenze.

Tariffa di trasmissione applicata alle imprese distributrici sottese

- 30.7 L'Autorità intende confermare la previsione di cui all'articolo 15 del TIT secondo cui la tariffa $TRAS$ è altresì riconosciuta da ciascuna impresa distributtrice sottesa (ossia che preleva energia elettrica da altra rete di distribuzione) all'impresa distributtrice dalla cui rete l'energia elettrica viene prelevata, secondo il livello di tensione del punto di interconnessione.

<p>S 21. Osservazioni in merito alla tariffa corrisposta dai clienti finali alle imprese di distribuzione, a copertura dei costi per il servizio di trasmissione</p>
--

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

- 31.1 L’Autorità, con deliberazione 29 dicembre 2009, ARG/elt 203/09, ha disposto il superamento dell’applicazione di un corrispettivo tariffario a copertura dei costi del servizio di trasmissione all’energia elettrica prodotta e immessa in rete, in applicazione delle previsioni della legge 23 luglio 2009, n. 99 (articolo 33, comma 5, in materia di reti interne d’utenza), che prevedeva che “...*i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione...sono determinati facendo esclusivo riferimento al consumo di energia elettrica dei clienti finali o a parametri relativi al punto di connessione dei medesimi clienti finali*”.
- 31.2 Tale previsione normativa è stata abrogata dal decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244, convertito con modificazioni con legge 27 febbraio 2017, n.19.
- 31.3 L’attuale quadro regolatorio prevede che, all’articolo 16 del TIT 2020-2023, con riferimento ai prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, non siano dovuti corrispettivi per i servizi di rete, incluso il servizio di trasmissione, nei limiti della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari di generazione.
- 31.4 La deliberazione 20 novembre 2014, 574/2014/R/EEL (articolo 3) dispone inoltre che i prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare esclusivamente i sistemi di accumulo, in relazione all’erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione, siano trattati come previsto dal TIT per i prelievi degli impianti di pompaggio.
- 31.5 Con la 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, l’Autorità ha previsto che, a decorrere dal 1 gennaio 2023, su istanza del produttore, i prelievi di energia elettrica funzionale a consentire la successiva immissione in rete (servizi ausiliari di produzione e accumuli) siano trattati come energia elettrica immessa negativa ai fini dell’accesso ai servizi di trasporto, distribuzione e dispacciamento.
- 31.6 Inoltre, la medesima deliberazione, come successivamente modificata e integrata, al punto 13, abroga a decorrere dal 1° gennaio 2024 l’articolo 16 del TIT 2020-2023.
- 31.7 Di conseguenza, non sono dovuti corrispettivi per il servizio di trasmissione in relazione ai prelievi di energia elettrica funzionale a consentire la successiva immissione in rete.
- 31.8 Sempre con riferimento ai corrispettivi per i servizi di rete applicabili ai produttori di energia elettrica, si evidenzia che ACER nel proprio “*Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe*” di gennaio 2023, che - ai sensi dell’articolo 18, comma 10 del Regolamento (UE) 2019/943 - le autorità nazionali sono tenute a considerare debitamente al momento della fissazione o dell’approvazione delle tariffe di trasmissione o delle relative metodologie, ha raccomandato che:
- a) i costi causati da un utente della rete dovrebbero riflettersi adeguatamente nelle sue tariffe;

- b) se un utente di rete preleva soltanto dalla rete di trasmissione o di distribuzione o immette soltanto nella rete di trasmissione o di distribuzione, in linea di principio, solo i costi rilevanti per il ritiro o i costi relativi all'iniezione devono essere attribuiti a questo utente della rete.
- 31.9 Nel medesimo rapporto, ACER ha raccomandato un processo di transizione pluriennale quando cambiamenti nella metodologia tariffaria modificano in modo significativo i valori tariffari per i singoli utenti della rete.
- 31.10 Infine, nel già citato rapporto, ACER ha concluso che più della metà delle nazioni analizzate applicano corrispettivi tariffari per produttori (c.d. *injection charge*), almeno per alcune categorie di utenti.
- 31.11 In particolare, riguardo i paesi direttamente interconnessi con l'Italia, le *injection charge* si applicano in Francia e in Austria e non sono applicate in Slovenia e in Grecia, mentre la Svizzera non è trattata nel capitolo 4 del rapporto ACER, a cui si rimanda per maggiori dettagli. Tale considerazione può essere significativa quando si va ad analizzare l'impatto delle *injection charge* sugli scambi transfrontalieri.
- 31.12 Nell'ambito della presente consultazione, tenendo presenti i tempi e gli approfondimenti necessari alla eventuale (re)introduzione di un corrispettivo tariffario per i produttori come previsto fino al 2009, nonché la raccomandazione di gradualità di ACER, l'Autorità intende raccogliere osservazioni sull'allocazione dei costi di trasmissione tra produttori e clienti finali.

S 22. *Osservazioni in merito all'allocazione dei costi di trasmissione ai produttori di energia elettrica e ai clienti finali*

TITOLO II - CORRISPETTIVI PER ENERGIA REATTIVA IN ALTA E ALTISSIMA TENSIONE

32. Corrispettivi per scambi di energia reattiva verso la rete di trasmissione

- 32.1 La deliberazione 568/2019/R/EEL (e in particolare l'Allegato A TIT 2020-2023) aveva confermato i corrispettivi introdotti a partire dal 2016 per prelievi con insufficiente fattore di potenza nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione e RTN (tabella 5 del TIT 2020-2023), prevedendo una progressiva attuazione della riforma della regolazione tariffaria per clienti finali e reti di distribuzione in altissima e in alta tensione, con diversi step di attuazione.
- 32.2 In particolare, lo scambio di potenza reattiva era consentito con un fattore di potenza induttivo compreso tra 0,9 e 1 per l'anno 2020 e poi, a partire dal 2021, con un fattore di potenza induttivo compreso tra 0,95 (corrispondente a potenza reattiva uguale o inferiore al 33% della potenza attiva) e 1.
- 32.3 La medesima deliberazione ha confermato il divieto per i clienti finali in alta e altissima tensione di immettere energia reattiva nella rete di trasmissione, introdotto a partire dal 2016.
- 32.4 Analogo divieto è stato introdotto a partire dal 2019, per effetto del capitolo 1 del Codice di rete, verificato positivamente con deliberazione 17 dicembre 2019, 539/2019/R/EEL, per gli impianti corrispondenti a unità di consumo, le reti con obbligo di connessione di terzi e le altre reti elettriche direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale (incluse quindi le reti di distribuzione).
- 32.5 L'Autorità aveva già indicato l'introduzione di corrispettivi per le immissioni di energia reattiva, basandosi anche sulla conclusione del rapporto Terna-Politecnico 2016, reso pubblicamente disponibile con il documento per la consultazione 21 luglio 2016, 420/2016/R/EEL, secondo cui *“non esiste, come facilmente prevedibile, un unico intervallo di variazione del cos ϕ , valido per tutte le condizioni di carico e per tutti i nodi della RTN, che permetta di contenere le tensioni all'interno dei limiti accettabili. Tra le condizioni analizzate, quella che restituisce i risultati migliori, nei pochi casi studio proposti, è quella che vede l'annullamento dei soli contributi capacitivi [ossia, le immissioni reattive]”*.
- 32.6 Con il documento per la consultazione 23 dicembre 2021, 515/2021/R/EEL, l'Autorità ha presentato gli orientamenti per completare il processo di riforma dell'energia reattiva, anche tenendo conto:
- a) dell'incremento dei costi legati al controllo della tensione e alla gestione dell'energia reattiva nel mercato dei servizi di dispacciamento negli ultimi anni (oltre un miliardo di euro all'anno);
 - b) del significativo incremento degli investimenti previsti in apparecchiature per la regolazione della tensione e dell'energia reattiva da parte dell'operatore di trasmissione (circa un miliardo di euro nel periodo 2020-2026);
 - c) di un ancora limitato coinvolgimento degli utenti di rete nella regolazione della tensione e nella gestione dell'energia reattiva da parte degli operatori di rete.

- 32.7 In tale documento per la consultazione, l’Autorità ha indicato che gli impatti di immissioni e prelievi di energia reattiva possono essere fortemente differenziati tra diverse aree della rete, potendo definire raggruppamenti di utenze AT secondo logiche di “compensabilità” legate alla struttura di rete (aree omogenee), e sottolineando che tale approccio a raggruppamenti risulta particolarmente significativo quando si considerino le economie di scala nell’approvvigionamento di dispositivi per la compensazione reattiva.
- 32.8 Alla luce di diversi riscontri favorevoli in esito alla consultazione, riguardo l’opzione di un nuovo approccio differenziato tra aree della rete che possa riflettere la diversa intensità degli impatti di costo in diverse aree del sistema elettrico nazionale, con la determinazione DIEU 1/2022 è stato disposto che Terna inviasse alla Direzione Infrastrutture dell’Autorità entro il 30 settembre 2022 una relazione, destinata alla pubblicazione, per identificare, con le opportune motivazioni, i raggruppamenti di nodi della rete rilevante in aree omogenee ai fini della regolazione tariffaria dell’energia reattiva.
- 32.9 Con la deliberazione 20 dicembre 2022, 712/2022/R/EEL, l’Autorità ha aggiornato i corrispettivi per energia reattiva in alta e altissima tensione a valere dal 1° aprile 2023 (con la riduzione da 8,6 - 11,0 Euro/Mvarh a un valore del corrispettivo base di 1,44 Euro/Mvarh) e ha introdotto una logica che prevede:
- l’identificazione di aree omogenee caratterizzate da maggiore impatto degli scambi di energia reattiva sulle tensioni di rete e sui costi per il controllo della tensione (aree potenzialmente critiche per problematiche di tensioni e di esercizio della RTN);
 - l’identificazione delle rimanenti aree del territorio nazionale;
 - la possibilità di definire localmente soglie di prelievo reattivo o di immissione reattiva differenti rispetto a quelle applicate alla generalità del territorio nazionale, in ragione di specificità locali.
- 32.10 La logica suddetta comporta:
- l’applicazione di un corrispettivo per energia reattiva più elevato (con maggiorazione di 0,56 Euro/Mvarh, cfr. Tabella 11), che riflette la necessità di azioni più costose a fronte degli impatti più critici nelle aree omogenee;
 - l’applicazione di un corrispettivo “base” (come detto, pari a 1,44 Euro/Mvarh), corrispondente ai costi per la gestione ordinaria dell’energia reattiva, che sono correlati sia al contributo degli utenti attivi (che non è separatamente valorizzato, ma incorporato nei prezzi dell’energia pagati dagli utenti) sia alle infrastrutture di compensazione realizzate dagli operatori di rete (che vengono poste a carico degli utenti nei corrispettivi di rete);
 - l’annullamento dei corrispettivi nelle aree con specificità locali (ossia, esigenze locali opposte alla tradizionale gestione del sistema elettrico), perché la loro applicazione andrebbe nella direzione opposta alle esigenze del sistema elettrico.

Tabella 11: Corrispettivi per energia reattiva per clienti finali connessi in alta e altissima tensione e in corrispondenza di punti di interconnessione tra reti

	Fasce orarie	Energia reattiva prelevata compresa tra il 33 % ed il 75% dell'energia attiva(*)	Energia reattiva prelevata eccedente il 75% dell'energia attiva(*)	Energia reattiva immessa(*)
		centesimi di euro/kvarh		
Punti di prelievo di clienti finali in alta e altissima tensione	F1	0,144	0,144	0,000
	F2	0,144	0,144	0,000
	F3	0,000	0,000	0,144 / 0,200 (**)
Punti di interconnessione tra reti in alta e altissima tensione	F1	0,144	0,144	0,000
	F2	0,144	0,144	0,000
	F3	0,000	0,000	0,144 / 0,200 (**)

(*) Le soglie qui riportate per i corrispettivi per energia reattiva per punti in alta e altissima tensione si applicano a meno che siano state definite soglie differenti ai sensi del comma 25.2 del TIT

(**) I corrispettivi sono maggiorati di 0,056 centesimi di euro/kvarh per i nodi appartenenti ad aree omogenee di cui alla deliberazione 28 marzo 2023, 124/2023/R/EEL

- 32.11 Con la medesima deliberazione 20 dicembre 2022, 712/2022/R/EEL, l’Autorità ha disposto che Terna pubblicasse l’elenco dei punti di prelievo e di interconnessione facenti parte delle aree omogenee.
- 32.12 L’Autorità ha poi adottato, con la deliberazione 124/2023/R/EEL, tale elenco per l’applicazione di corrispettivi maggiorati per le immissioni di energia reattiva per tener conto del maggior impatto dello scambio di energia reattiva sulle tensioni e sui costi.
- 32.13 Con la medesima deliberazione 20 dicembre 2022, 712/2022/R/EEL, l’Autorità ha disposto che Terna pubblicasse un rapporto di analisi dei volumi di energia reattiva immessa e prelevata dai clienti finali e dalle imprese distributrici in alta o altissima tensione, con riferimento a ciascuno degli anni 2021 e 2022.
- 32.14 Tale rapporto, pubblicato da Terna il 2 agosto scorso⁷, evidenzia che sta proseguendo la crescita delle immissioni reattive verso la rete di trasmissione, già identificata da diversi anni. In particolare, le immissioni reattive totali delle cabine primarie hanno raggiunto 24,5 Tvarh/anno nel 2022, rispetto a 11,2 Tvarh/anno nel 2014, anno di prima rilevazione.
- 32.15 Nel valutare le future azioni in tema di limiti di fattore di potenza e corrispettivi per energia reattiva, l’Autorità deve tenere conto delle raccomandazioni del rapporto ACER sulle tariffe di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica.
- 32.16 Il rapporto ACER di gennaio 2023 ha indicato che, a livello di rete di trasmissione, corrispettivi per energia reattiva sono applicati in 14 nazioni su 26 analizzate, fra cui 10 in cui si applicano sia ai prelievi reattivi sia alle immissioni reattive e 4 con applicazioni di corrispettivi solo per prelievi reattivi. Tutte le 14 nazioni applicano i corrispettivi ai connessi in alta tensione, 9 li applicano ai punti di interconnessioni delle imprese distributrici.

⁷<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/avviso-operatori-pubblicazione-rapporto-analisi-volumi-energia-reattiva-delibera-712-2022>.

- 32.17 Il rapporto ACER indica che le soglie più frequentemente utilizzate nei paesi sono fattore di potenza pari a 0,95 o, in termini sostanzialmente equivalenti, ritiro di potenza reattiva al 33% della potenza attiva e divieto di immissione reattiva.
- 32.18 Il rapporto ACER indica che, con pochissime eccezioni, i valori delle tariffe reattive applicati agli utenti connessi alla distribuzione vanno da 3 Euro/Mvarh a 20 Euro/Mvarh e che i valori dei corrispettivi per energia reattiva per gli utenti connessi alla trasmissione⁸ mostrano un comportamento simile.
- 32.19 Il rapporto ACER raccomanda che, nel valutare eventuali adeguamenti del proprio quadro normativo, ciascuna autorità dovrebbe in particolare tenere conto delle soglie frequentemente utilizzate per i corrispettivi e dei valori frequentemente utilizzati in tutta Europa.

Orientamenti dell'Autorità

- 32.20 L'Autorità intende 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); e
 - c) maggiorazione dei corrispettivi 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.
- 32.21 L'Autorità intende inoltre confermare la disciplina degli esoneri dai corrispettivi per immissioni di energia reattiva quando sia stata installata e resa disponibile adeguata compensazione (punto 2, lettera e), della deliberazione 20 dicembre 2022, 712/2022/R/EEL).
- 32.22 Per quanto riguarda i valori dei corrispettivi, l'Autorità intende confermare, almeno per il 2024 e il 2025, i valori recentemente introdotti (ossia 1,44 Euro/Mvarh e 2 Euro/Mvarh per le aree omogenee), anche se inferiori ai livelli raccomandati da ACER, tenendo conto della raccomandazione di ACER stessa di adottare un percorso di gradualità quando si aggiornano i corrispettivi tariffari (cfr. precedente paragrafo 31.9).
- 32.23 L'Autorità intende prevedere nel 2025 una nuova analisi da parte di Terna dei volumi di energia reattiva scambiati. Nello stesso anno, potrebbe essere condotto 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.
- 32.24 Inoltre, come nuova disposizione, anche tenendo conto degli elementi resi disponibili da Terna, l'Autorità intende prevedere che nei nodi in cui siano installati

⁸ Il rapporto ACER fornisce solo alcuni valori per i corrispettivi per energia reattiva a livello di trasmissione: Croazia circa 20 Euro/Mvarh, Lettonia 4 Euro/Mvarh per prelievi e 13 Euro/Mvarh per immissioni, Romania 18,6 Euro/Mvarh, Spagna (solo prelievi) 41-62 Euro/Mvarh.

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.

- 32.25 Tale orientamento promuove l'asservimento di risorse in grado di controllare tensione in modo continuo alle esigenze del sistema elettrico.
- 32.26 L'Autorità intende valutare se il suddetto orientamento possa essere applicabile anche a livello di area omogenea. L'idea alla base di tale eventuale estensione è che tutti gli "utenti" della rete di trasmissione (imprese distributrici proprietarie di cabine primarie e clienti AT) siano ulteriormente stimolati a contribuire al controllo delle tensioni e alla gestione dell'energia reattiva.

S 24. Osservazioni in merito alle logiche di definizione dei corrispettivi per energia reattiva

33. Destinazione dei corrispettivi per energia reattiva

- 33.1 Il gestore del sistema di trasmissione destina le partite economiche derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per energia reattiva al corrispettivo unitario per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06 (al momento, in attesa dell'efficacia del TIDE).
- 33.2 Tale disposizione era correlata all'assunto che i costi indotti al sistema dagli eccessivi transiti di energia reattiva fossero principalmente quelli sostenuti ai fini della regolazione della tensione nell'ambito delle attività di dispacciamento.
- 33.3 Nel documento per la consultazione 23 novembre 2021, 515/2021/R/EEL, l'Autorità ha indicato l'orientamento a destinare alla riduzione della tariffa di trasmissione i ricavi associati ai corrispettivi per energia reattiva, poiché i costi oggi effettivamente sostenuti sono principalmente legati alla realizzazione di *asset* di trasmissione (compensatori sincroni e altri dispositivi per il controllo delle tensioni e dell'energia reattiva).
- 33.4 Nelle premesse della deliberazione 20 dicembre 2022, 712/2022/R/EEL, l'Autorità ha rimandato a successivi provvedimenti, con efficacia per il prossimo periodo di regolazione l'eventuale modifica della destinazione dei ricavi relativi a corrispettivi di energia reattiva sulle reti in altissima e alta tensione.

Orientamenti dell'Autorità

- 33.5 L'Autorità intende confermare l'approccio indicato 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 a 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.

S 25. Osservazioni in merito alla destinazione dei corrispettivi per energia reattiva

TITOLO III - COPERTURA COSTI *OUTPUT-BASED*

34. Corrispettivi applicati a copertura dei costi dei meccanismi output based

- 34.1 Il finanziamento dei premi (ed eventualmente penalità) per Terna relativi alla regolazione *output-based* avviene mediante l'utilizzo di conti della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, finanziati tramite specifiche componenti tariffarie.
- 34.2 In particolare, la Regolazione *output-based* della trasmissione prevede l'utilizzo del:
- a) conto "Qualità dei servizi elettrici e promozione selettiva degli investimenti", per quasi tutti i meccanismi incentivanti 2020-2023;
 - b) conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni (relativamente alla promozione dell'unificazione della RTN, articolo 47 della regolazione *output-based* della trasmissione).

Orientamenti dell'Autorità

- 34.3 L'Autorità intende confermare la disciplina vigente, facendo prevalentemente riferimento al conto "Qualità dei servizi elettrici" e valutando comunque caso per caso la scelta del fondo più adatto a ciascun meccanismo incentivante in relazione alla correlazione tra gli effetti della disciplina e l'insieme dei clienti che ne sostengono gli oneri.

<p>S 26. <i>Osservazioni in merito alle modalità di copertura delle premialità della regolazione output-based.</i></p>
--

PARTE IV - ULTERIORI ASPETTI

35. Conguagli derivanti dal *tariff decoupling* di cui ai criteri ROSS

- 35.1 Come evidenziato nell'ambito del DCO 381/2023/R/COM (cfr. capitolo 26), il *tariff decoupling* comporta la necessità di prevedere specifici meccanismi di conguaglio del gettito tariffario al fine di consentire ai gestori di rete di conseguire i propri ricavi ammessi (determinabili *ex post* in applicazione dei criteri ROSS).
- 35.2 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica, l'Autorità ha manifestato l'opportunità di introdurre, nel corso del 6PRTE (a decorrere dalla diponibilità della prima spesa a consuntivo da gestire secondo l'approccio ROSS, ossia quella del 2024), uno specifico meccanismo di conguaglio tra gettito tariffario e ricavo ammesso del gestore. Tale meccanismo può ritenersi assorbente anche 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 $t+1$).
- 35.3 Nella definizione del suddetto meccanismo di conguaglio, l'Autorità intende adottare specifici accorgimenti, anche attraverso la determinazione di corrispettivi unitari pro-forma, 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*).
- 35.4 Con riferimento al servizio di trasmissione, si ritiene che tale meccanismo di conguaglio possa operare in ciascun anno t in sede di determinazione dei corrispettivi tariffari per l'anno $t+1$, con riferimento all'anno $t-1$, purché siano disponibili le informazioni relative alla spesa effettiva di tale anno.

<p><i>S 27. Osservazioni in merito ai conguagli derivanti dal tariff decoupling di cui ai criteri ROSS</i></p>
--

36. Obblighi informativi

- 36.1 L'Autorità intende confermare, nella sostanza, gli obblighi di comunicazione all'Autorità, da parte del gestore del sistema di trasmissione, di dati e informazioni, attualmente disciplinati dalla determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture energia e *unbundling* 15 maggio 2020, n. 8/2020.
- 36.2 Inoltre, l'Autorità intende includere specifici obblighi informativi in materia di investimenti e attestazione dei ricavi, sul modello di quanto già disciplinato per il servizio di trasporto del gas naturale.

Approvazione delle proposte tariffarie e determinazione dei corrispettivi

- 36.3 L'Autorità intende prevedere che, entro il 31 ottobre di ogni anno (anno $t-1$), il gestore del sistema di trasmissione presenti all'Autorità la proposta tariffaria per

l'anno successivo (anno t), utilizzando la modulistica predisposta dalla Direzione Infrastrutture Energia.

- 36.4 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 separati 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 reti di distribuzione prelevata dall'impresa di distribuzione dalla RTN, rilevante ai fini della determinazione della componente CTR^P ;
 - c) la somma dell'energia elettrica 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 derivanti dal meccanismo di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica dovuti agli scambi transfrontalieri (c.d. meccanismo di *Inter-TSO compensation*):
 - i. il valore di consuntivo degli oneri afferenti al meccanismo di *Inter-TSO compensation* effettivamente sostenuti nell'anno $t-2$;
 - ii. le necessità di gettito per la copertura degli oneri afferenti al meccanismo di *Inter-TSO compensation* per l'anno t ;
 - f) la quota-parte di ricavi derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico attribuibili al gestore del sistema di trasmissione;
 - g) la consistenza impiantistica di eventuali titolari di RTN terzi e il ricavo di competenza, determinato in applicazione dei criteri di valorizzazione delle immobilizzazioni nette vigenti per gli *asset* di trasmissione relativi al periodo 2004-2023 e del criterio del costo storico rivalutato.
- 36.5 In sede di proposta tariffaria per l'anno t , presentata nell'anno $t-1$, 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.
- 36.6 Entro il 31 dicembre di ogni anno, l'Autorità provvede a determinare i corrispettivi tariffari relativi all'anno successivo. La proposta tariffaria si intende approvata

qualora l’Autorità non si pronunci in senso contrario entro 60 giorni dal suo ricevimento.

- 36.7 L’Autorità intende confermare la previsione secondo cui il mancato rispetto degli obblighi informativi comporti la non inclusione dei nuovi investimenti ai fini dell’aggiornamento tariffario annuale, fino ad ottemperanza e senza prevedere alcuna forma di conguaglio.
- 36.8 L’Autorità intende inoltre confermare le previsioni di cui all’articolo 6 del TIT in base alle quali il gestore può presentare richieste di rettifica aventi ad oggetto dati patrimoniali o fisici, a fronte dell’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 (mille) euro. Le richieste di rettifica sono verificate dall’Autorità e 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.
- 36.9 Per il primo anno del periodo di regolazione, data l’impossibilità di definire i criteri tariffari in tempo utile per la presentazione della proposta tariffaria entro il 31 ottobre 2023, l’Autorità intende prevedere 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, anche per mezzo di modulistica specifica.

Obblighi informativi in materia di investimenti

- 36.10 Entro il 31 ottobre di ogni anno, contestualmente alla presentazione della proposta tariffaria, 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, 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 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 categoria di cespiti e per intervento le tipologie di investimento incentivate nei precedenti periodi di regolazione;
 - 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;
 - 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;

- e) l'andamento dei costi medi di investimento a livello aggregato, suddivisi per tipologia di investimento e anno di realizzazione.

Obblighi informativi in materia di attestazione dei ricavi

36.11 L'Autorità intende inoltre prevedere che, entro il medesimo termine del 31 ottobre di ciascun anno $t-1$, il gestore del sistema di trasmissione comunichi 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 dei corrispettivi per il servizio di trasmissione;
- b) i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per i prelievi di energia reattiva;
- c) il valore dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico, oggetto di simmetrica ripartizione tra gestore del sistema di trasmissione e clienti finali;
- d) altre voci di ricavo conseguite dal gestore del sistema di trasmissione, anche in applicazione di specifiche disposizioni del Codice di rete.

S 28. Osservazioni in merito agli obblighi informativi.

37. Razionalizzazione delle disposizioni regolatorie

37.1 L'Autorità intende dare corso alla proposta di razionalizzare, in un unico testo integrato, le diverse disposizioni riguardanti la regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione, sia quelle relative alla regolazione tipicamente di carattere tariffario (attualmente definite dal TIT), sia quelle riconducibili alla regolazione *output-based*.

37.2 Inoltre, si ritiene opportuno integrare nelle medesime disposizioni regolatorie anche gli obblighi informativi di comunicazione all'Autorità e di pubblicazione, attualmente definiti tramite determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità.

37.3 L'Autorità intende pertanto prevedere che il nuovo testo integrato della regolazione infrastrutturale della trasmissione elettrica 2024-2027 disciplini le medesime tematiche oggetto della presente consultazione, ricomprendendo anche i criteri di riconoscimento dei costi di funzionamento di Terna per lo svolgimento delle attività di dispacciamento dell'energia elettrica, oggi disciplinate all'articolo 3 della deliberazione 351/07.

S 29. Osservazioni in merito alla razionalizzazione delle disposizioni regolatorie.
