

Approvato con deliberazione 55/2024/R/eel e modificato ed integrato con deliberazioni 562/2024/R/eel e 366/2025/R/eel

TESTO INTEGRATO DELLA REGOLAZIONE *OUTPUT-BASED* DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER IL PERIODO DI REGOLAZIONE 2024-2027

Indice

<i>TITOLO 1 – DISPOSIZIONI GENERALI</i>	3
Articolo 1 Finalità del provvedimento	3
Articolo 2 Definizioni.....	3
<i>TITOLO 2 – CONTINUITÀ DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE E QUALITÀ DELLA TENSIONE</i>	6
Articolo 3 Classificazione e registrazione degli eventi di interruzione.....	6
Articolo 4 Indici di continuità del servizio	7
Articolo 5 Indici di qualità della tensione	8
Articolo 6 Livelli attesi di qualità della tensione	9
Articolo 7 Comunicazione individuale a ciascun utente AT.....	9
Articolo 8 Registrazione delle interruzioni e della qualità della tensione.....	10
Articolo 9 Potenza di cortocircuito	10
Articolo 10 Servizio di interrompibilità.....	10
<i>TITOLO 3 – REGOLAZIONE PREMI PENALITÀ DELLA CONTINUITÀ DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE</i>	11
Articolo 11 Energia non fornita di riferimento, livelli effettivi e livelli obiettivo, per il periodo 2024-2025..	11
Articolo 12 Premi e penalità per la continuità del servizio di trasmissione	13
Articolo 13 Controlli sui dati di continuità forniti da Terna	14
<i>TITOLO 4 – SERVIZI RESI DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI PER LA CONTINUITÀ</i>	15
Articolo 14 Valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità	15
Articolo 15 Meccanismi di contenimento del rischio e regolazione delle partite economiche	16
Articolo 16 Decurtazione della valorizzazione dei servizi di mitigazione a seguito di mancati adempimenti ad ordini di manovra in occasione di disalimentazioni.....	16
<i>TITOLO 5 – DISPOSIZIONI PER TERNA RELATIVE ALLA REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA</i>	17
Articolo 17 Regolazione delle interruzioni prolungate	17
Articolo 18 Compartecipazione di Terna ai rimborsi per interruzioni prolungate	17
Articolo 19 Procedura per l'erogazione di rimborsi nel caso di interruzioni di vasta estensione	18
Articolo 20 Prelievi sul Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali da parte di Terna....	18
Articolo 21 Tetto di esposizione economica di Terna per rimborsi per interruzioni prolungate	19
Articolo 22 Compartecipazione di Terna alle penalità per mancato rispetto di livelli specifici di continuità per utenti MT	19
<i>TITOLO 6 – INDISPONIBILITÀ DEGLI ELEMENTI COSTITUENTI LA RTN</i>	20
Articolo 23 Ambito di applicazione.....	20
Articolo 24 Cause delle indisponibilità.....	20
Articolo 25 Conseguenze delle indisponibilità	21
Articolo 26 Insiemi omogenei di elementi di rete.....	21
Articolo 27 Indicatori di indisponibilità e disponibilità di elementi di rete	22
Articolo 28 Indicatore del tempo medio di riparazione dei guasti e delle anomalie gravi di elementi di rete	23
Articolo 29 Indicatori di assetti radiali conseguenti a guasti o anomalie gravi di elementi di rete.....	23
Articolo 30 Obblighi di registrazione	24
<i>TITOLO 7 – OBBLIGHI DI PUBBLICAZIONE DA PARTE DI TERNA</i>	25

Articolo 31	Rapporto annuale sulla qualità e sugli altri output del servizio di trasmissione	25
Articolo 32	Pubblicazione dei dati relativi alla continuità del servizio e qualità della tensione	26
Articolo 33	Pubblicazione dei dati relativi alle indisponibilità degli elementi costituenti la RTN	27
<i>TITOLO 8 – COMUNICAZIONI ALL’AUTORITÀ</i>		27
Articolo 34	Comunicazione riguardo alla continuità del servizio di trasmissione.....	27
Articolo 35	Comunicazione dei dati relativi al servizio di mitigazione.....	27
Articolo 36	Comunicazione dei dati relativi alle indisponibilità degli elementi costituenti la RTN	28
<i>TITOLO 9 – ATTIVITÀ DI PIANIFICAZIONE DELLO SVILUPPO DELLA RTN.....</i>		29
Articolo 37	Rapporto di monitoraggio dell’avanzamento del piano di sviluppo	29
Articolo 38	Rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo.....	29
Articolo 39	Verifiche esterne indipendenti sui documenti di pianificazione	30
Articolo 40	Comunicazioni all’Autorità	31
<i>TITOLO 10 – ALTRI MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE DEGLI OUTPUT DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE</i>		31
Articolo 41	Incentivazione all’ottenimento di contributi pubblici	31
Articolo 42	Incentivazione a realizzazione di capacità addizionale di trasporto fino a valori di capacità obiettivo per l’anno 2024.....	32
Articolo 43	Incentivazione a realizzazione di capacità addizionale di trasporto fino a valori di capacità obiettivo per il periodo 2025-2027	34
Articolo 44	Clausola di salvaguardia per la capacità di trasporto realizzata nell’anno 2024.....	35
Articolo 45	Verifiche sulla effettività della capacità di trasporto addizionale.....	35
Articolo 46	Promozione dell’efficienza dei costi di investimento nel periodo 2024-2025.....	35
Articolo 47	Meccanismo di accelerazione degli interventi di sviluppo con potenziali elevati benefici e connesse incertezze.....	36

TITOLO 1 – DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1

Finalità del provvedimento

- 1.1 Il presente provvedimento ha la finalità di assicurare, in coerenza con l'introduzione di logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale, che la regolazione della qualità e degli altri *output* del servizio si integri progressivamente nei processi di valutazione della medesima spesa, e costituire una componente fondamentale nell'ambito della definizione degli *output*.

Articolo 2

Definizioni

- 2.1 Ai fini del presente provvedimento si fa riferimento:
- a) all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04 (di seguito: deliberazione n. 250/04);
 - b) al capitolo 11 "Qualità del servizio di trasmissione" del Codice di rete;
 - c) al Documento A.54 allegato al Codice di rete "Classificazione e registrazione delle interruzioni degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN" (di seguito: Allegato A.54 al Codice di rete), come verificato positivamente dall'Autorità;
 - d) al Documento A.66 allegato al Codice di rete "Procedura per la determinazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici" (di seguito: Allegato A.66 al Codice di rete), come verificato positivamente dall'Autorità.
- 2.2 Ai fini dell'applicazione delle disposizioni del presente provvedimento si applicano inoltre le seguenti definizioni:
- a) Allegato A.20 al Codice di rete è il Documento A.20 allegato al Codice di rete "Disposizioni per la predisposizione e l'attuazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)", come verificato positivamente dall'Autorità;
 - b) Allegato A.72 al Codice di rete è il Documento A.72 allegato al Codice di rete "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)", come verificato positivamente dall'Autorità;
 - c) buco di tensione è la riduzione temporanea della tensione al di sotto del 90% della tensione dichiarata per un periodo superiore o uguale a 10 millisecondi e non superiore a 1 minuto, ove non sussistano le condizioni di interruzione;
 - d) Cassa è la Cassa per i servizi energetici e ambientali;
 - e) CEI è il Comitato Elettrotecnico Italiano;

- f) Codice di rete è il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all'articolo 1, comma 4, del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- g) conto "Qualità dei servizi elettrici" è il conto "Qualità dei servizi elettrici e promozione selettiva degli investimenti" istituito presso la Cassa;
- h) disalimentazione è una interruzione breve, ossia di durata non superiore a 3 minuti e superiore a 1 secondo, o lunga, ossia di durata superiore a tre minuti;
- i) disalimentazione programmata per indisponibilità è una disalimentazione programmata, nell'ambito e nei tempi previsti dal paragrafo 3.7 del Codice di rete in materia di programmazione delle indisponibilità e comunicata agli utenti AT interessati nelle medesime tempistiche;
- j) disalimentazione programmata per la sicurezza è una disalimentazione programmata per azioni funzionali a garantire la sicurezza del sistema elettrico e comunicata agli utenti AT interessati con preavviso di almeno 3 (tre) giorni lavorativi;
- k) energia fornita dall'impresa distributrice per i servizi di mitigazione (ESM) a seguito di una disalimentazione è la quantità di energia calcolata come previsto dall'Allegato A.66 al Codice di rete;
- l) energia non fornita (energia non fornita netta) è l'energia non fornita per le disalimentazioni, definita nell'Allegato A.54 al Codice di rete;
- m) energia non fornita lorda è l'energia non fornita a seguito di una disalimentazione, calcolata senza tenere conto di eventuali controalimentazioni dalle reti di distribuzione;
- n) energia non ritirata è l'energia non ritirata dalle unità di produzione per interruzione del punto di immissione, definita nell'Allegato A.54 al Codice di rete;
- o) evento interruttivo è il raggruppamento delle disalimentazioni di uno o più impianti di trasformazione AAT/MT o AT/MT che siano imputabili ad uno stesso evento (es: elettrico, meccanico, meteorologico, etc.) per il quale si verificano entrambe le seguenti condizioni:
 - le province coinvolte devono essere tra loro confinanti (senza la necessità che una provincia sia confinante con tutte le altre);
 - gli istanti di accadimento delle disalimentazioni devono essere compresi in un intervallo massimo di 36 ore tra l'istante di inizio della prima disalimentazione lunga del primo impianto disalimentato e l'istante di inizio dell'ultima disalimentazione lunga;
- p) Fondo per eventi eccezionali è il Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali istituito presso la Cassa;
- q) incidente rilevante è un evento interruttivo con un valore di energia non fornita netta superiore a 250 MWh;
- r) indisponibilità è lo stato nel quale un elemento della RTN è fuori servizio e non è utilizzabile da parte di Terna per l'attività di trasmissione;
- s) indisponibilità programmata è l'indisponibilità di elementi di rete, pianificata con almeno sette giorni calendariali di anticipo rispetto alla sua esecuzione; mentre l'indisponibilità non programmata è l'indisponibilità di elementi di rete diversa dall'indisponibilità programmata;

- t) indisponibilità rilevante di capacità di trasporto è una indisponibilità superiore a 1000 MW per 100 ore o altro evento di simile impatto, quindi una riduzione in energia trasportabile equivalente maggiore di 100 GWh;
- u) interruzione è la condizione nella quale la tensione sul punto di prelievo o immissione dell'energia elettrica di un utente (della rete di trasmissione nazionale) è inferiore al 5% della tensione dichiarata su tutte le fasi di alimentazione;
- v) interruzione transitoria è una interruzione di durata non superiore a 1 secondo, riconosciuta tramite l'attivazione di interventi automatici di richiusura degli interruttori;
- w) potenziale incidente rilevante è un evento interruttivo con un valore di energia non fornita lorda superiore a 250 MWh.
- x) Rete di Trasmissione Nazionale (o anche RTN) è la rete di trasmissione nazionale come definita ai sensi del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999 e dei successivi decreti di ampliamento dell'ambito della rete e come aggiornata per effetto di realizzazioni di nuovi interventi e dismissioni in coerenza con il quadro normativo e regolatorio vigente;
- y) rete rilevante è l'insieme della rete di trasmissione nazionale, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale in almeno un punto di interconnessione;
- z) RTN FSI è la rete già di proprietà della società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A. e successivamente acquisita con contratto di compravendita da Terna e conferita nella RTN;
- aa) sistema di distribuzione chiuso (SDC) è il sistema di cui all'articolo 1, comma 1.1, dell'Allegato A alla deliberazione 12 novembre 2015, 539/2015/R/EEL;
- bb) TIQD è il Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027;
- cc) Terna è la società Terna S.p.A. a cui sono attribuite, a titolo di concessione, le attività di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale;
- dd) utente della rete di trasmissione (di seguito indicato come utente AT, indipendentemente dall'effettivo livello di tensione di connessione alla RTN) è il soggetto titolare di una delle tipologie di impianti o di reti di cui alle lettere a) o b) o c) o d) o e) del comma 5.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04.

TITOLO 2 – CONTINUITÀ DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE E QUALITÀ DELLA TENSIONE

Articolo 3

Classificazione e registrazione degli eventi di interruzione

3.1 Terna disciplina nel Codice di rete le modalità di registrazione e di classificazione delle interruzioni, con riferimento almeno a:

- a) tipo di interruzione, relativamente a:
 - i. interruzioni lunghe;
 - ii. interruzioni brevi;
 - iii. interruzioni transitorie, limitatamente alle linee su cui sono installate protezioni automatiche tripolari con cicli di apertura e chiusura di durata non superiore a 1 secondo;
- b) origine della interruzione, relativamente a:
 - i. rete AAT a 380 kV, con disaggregazione per i principali elementi di rete;
 - ii. rete AAT a 220 kV, con disaggregazione per i principali elementi di rete;
 - iii. rete AT a 132-150 kV, con disaggregazione per i principali elementi di rete;
 - iv. reti estere interconnesse, con disaggregazione per i principali elementi di interconnessione;
 - v. impianti elettrici nella disponibilità di utenti della rete direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale,
- c) causa della interruzione, relativamente a:
 - i. “cause di insufficienza di risorse”, con disaggregazione almeno per:
 - insufficienza dei gruppi di generazione e di capacità di trasporto sulla rete di trasmissione, ivi inclusa la rete di interconnessione;
 - interventi degli equilibratori automatici di carico o di teledistacchi;
 - ii. “cause di forza maggiore”, per eventi naturali eccezionali che superano i limiti di progetto degli elementi della rete;
 - iii. “cause esterne”, per perturbazioni provocate dagli utenti, nonché per eventi generati da terzi quali a titolo esemplificativo danni, attentati, attacchi intenzionali, o interruzioni su ordine di pubblica autorità;
 - iv. “altre cause”, non indicate ai punti precedenti, con disaggregazione per le cause più frequenti, inclusi gli interventi non selettivi dei relè di protezione;
- d) numero ed elenco degli utenti che hanno subito l’interruzione;
- e) per le disalimentazioni, stato di configurazione della rete all’istante immediatamente precedente l’inizio della interruzione, relativamente a:
 - i. rete magliata;
 - ii. alimentazioni radiali, comprese derivazioni rigide a “T”;
 - iii. alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti;

- iv. alimentazioni radiali per ragioni contingenti di esercizio;
 - v. rete isolata (isola di carico);
 - f) per le disalimentazioni, istante di inizio e istante di fine della disalimentazione per ciascun utente disalimentato;
 - g) per le disalimentazioni, potenza interrotta al momento della disalimentazione per ciascun utente disalimentato (se non disponibile, pari alla potenza media nei 15 minuti precedenti l'inizio dell'interruzione).
- 3.2 Terna definisce nel Codice di rete le modalità di documentazione delle registrazioni, indicando in particolare la documentazione da conservare per la dimostrazione degli elementi di cui al comma precedente non documentabili tramite sistemi automatici di rilevazione e telecontrollo.
- 3.3 Terna adotta le misure necessarie a coordinare il proprio sistema di registrazione delle interruzioni con quelli degli esercenti delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla RTN, ove possibile in base all'estensione e all'integrazione funzionale dei sistemi di telecontrollo o, ove ciò non sia possibile, anche attraverso procedure non automatiche, con particolare riferimento a:
- a) la registrazione completa degli scatti degli interruttori anche laddove non diano luogo a disalimentazione o a interruzione transitoria e la comunicazione periodica, di norma settimanale salvo diverso accordo tra le parti, di tali eventi ai gestori delle reti le cui linee si attestano su siti di connessione della rete di trasmissione nazionale;
 - b) la rilevazione dell'istante di inizio e dell'istante di fine e l'attribuzione delle responsabilità per le disalimentazioni provocate da scatti contemporanei sulla rete di trasmissione e sulle reti di distribuzione in alta tensione, nonché per le disalimentazioni di utenti delle reti di distribuzione in alta tensione provvisoriamente alimentati in antenna dalla rete di trasmissione o viceversa;
 - c) la rilevazione della potenza interrotta per i siti di connessione non direttamente telecontrollati.
- 3.4 Terna prevede nel Codice di rete la comunicazione individuale a ciascun utente dell'elenco completo delle interruzioni da cui è stato interessato, con indicazione per ciascuna interruzione degli elementi di cui al precedente comma 3.1.

Articolo 4

Indici di continuità del servizio

- 4.1 Terna definisce nel Codice di rete le modalità di determinazione almeno dei seguenti indici di continuità, riferibili all'intero sistema e a singole aree, con distinzione tra gli incidenti rilevanti e le altre disalimentazioni:
- a) numero medio di disalimentazioni per utente;
 - b) energia non fornita per le disalimentazioni, assumendo la potenza interrotta costante nei primi 15 minuti e utilizzando, per le interruzioni di durata superiore a 15 minuti, stime in base al diagramma di potenza previsto, secondo criteri di stima trasparenti;

- c) energia non ritirata dalle unità di produzione per interruzione del punto di immissione;
 - d) tempo medio di disalimentazione di sistema pari all'energia non fornita per le disalimentazioni x 60 / potenza nel periodo.
- 4.2 Gli indici di continuità di cui al comma precedente sono calcolati di norma su base mensile e annuale per le aree definite da Terna e separatamente:
- a) per origine delle interruzioni;
 - b) per causa delle interruzioni;
 - c) per stato della configurazione di rete;
 - d) solo per il numero medio di interruzioni, anche per tipo di interruzione.

Articolo 5

Indici di qualità della tensione

- 5.1 Terna definisce nel Codice di rete, in conformità alle norme tecniche nazionali e internazionali, le caratteristiche della tensione, le modalità di determinazione di indici di qualità della tensione e le relative modalità di rilevazione con riferimento almeno a:
- a) variazioni lente e rapide della tensione;
 - b) buchi di tensione, separatamente per fasce di durata, di abbassamento di tensione e fasi interessate, tenendo conto della classificazione tabellare riportata nella Tabella 1 del presente provvedimento;
 - c) sovratensioni;
 - d) fluttuazione della tensione a breve e a lungo termine (flicker);
 - e) distorsione armonica;
 - f) grado di asimmetria della tensione trifase;
 - g) variazioni della frequenza.
- 5.2 Le grandezze di cui al comma precedente sono rilevate a campione dal gestore del sistema di trasmissione mediante campagne specifiche di misurazione, anche su richiesta degli utenti.
- 5.3 Terna predispone specifiche tecniche relative agli apparati di rilevazione in grado di registrare le caratteristiche di cui alle lettere precedenti conformemente alle norme tecniche vigenti. In particolare, sono predisposte le specifiche tecniche almeno di un apparato di maggiore semplicità tecnica in grado di registrare le sole caratteristiche di cui al precedente comma 5.1, lettere a) e b) utilizzabile anche sulle reti di distribuzione e teleleggibile.
- 5.4 Gli utenti della rete hanno la facoltà di richiedere di partecipare alle campagne di misura di cui al precedente comma 5.2, contribuendo ai costi di installazione e gestione degli apparecchi di registrazione, così come definiti dal Gestore della rete.

Articolo 6

Livelli attesi di qualità della tensione

- 6.1 Sulla base dei risultati di campagne di misura a campione, Terna definisce i livelli attesi di qualità della tensione, anche differenziandoli per livelli di tensione, relativamente a:
- a) valore massimo, per singolo utente, del numero annuo di interruzioni transitorie;
 - b) valore massimo, per singolo utente, del numero di buchi di tensione, separatamente per fasce di durata e fasi coinvolte;
 - c) valore massimo del livello di distorsione armonica totale;
 - d) valore massimo del grado di asimmetria della tensione trifase;
 - e) valore massimo degli indici di severità della fluttuazione della tensione a breve e lungo termine, riferiti alla potenza minima di corto circuito.
- 6.2 Terna definisce, almeno, i livelli massimo e minimo del valore efficace della tensione per il 100% del tempo in condizione di esercizio e di allarme, per ciascun sito di connessione alla rete di trasmissione nazionale. Terna può definire i livelli massimo e minimo della tensione in relazione alla tensione nominale o alla tensione contrattuale.

Articolo 7

Comunicazione individuale a ciascun utente AT

- 7.1 Terna mette a disposizione di ciascun utente AT l'elenco delle interruzioni lunghe, brevi e transitorie, che lo hanno coinvolto e i relativi record di registrazione delle disalimentazioni, con indicazione della durata, della causa e dell'origine dell'interruzione. Tali informazioni sono messe preliminarmente a disposizione degli utenti AT:
- a) entro il 30 aprile di ogni anno a partire dal 2024, per le interruzioni del primo trimestre dell'anno medesimo;
 - b) entro il 31 luglio di ogni anno a partire dal 2024, per le interruzioni del secondo trimestre dell'anno medesimo;
 - c) entro il 31 ottobre di ogni anno a partire dal 2024, per le interruzioni del terzo trimestre dell'anno medesimo;
 - d) entro il 31 gennaio di ogni anno a partire dal 2025, per le interruzioni del quarto trimestre dell'anno precedente.
- 7.2 Terna mette a disposizione di ciascun utente AT i dati di cui al comma precedente in forma definitiva entro il 15 maggio di ogni anno a partire dal 2025, relativamente alle interruzioni occorse nell'anno precedente.

Articolo 8

Registrazione delle interruzioni e della qualità della tensione

- 8.1 Gli utenti AT hanno facoltà di approvvigionare, installare, mantenere e gestire un proprio registratore individuale di interruzioni conforme alla norma CEI EN 50160.
- 8.2 Qualora un utente AT intenda installare o richieda a Terna di installare un registratore individuale delle caratteristiche della qualità della tensione diverse dalle interruzioni, tale registratore deve essere conforme alla norma CEI EN 61000-4-30. I costi di approvvigionamento e installazione di tali apparecchiature sono a carico dell'utente.

Articolo 9

Potenza di cortocircuito

- 9.1 Terna definisce nel Codice di rete i criteri per la determinazione dei valori minimo e massimo di potenza di corto circuito convenzionali, in conformità con le norme tecniche vigenti, per le differenti tipologie di guasto, tenendo conto dei possibili scenari di produzione e di stato della rete di trasmissione, inclusi i tempi di indisponibilità degli elementi di rete per manutenzione ordinaria e straordinaria.
- 9.2 Il valore della potenza di corto circuito per ciascun sito di connessione deve essere superiore per il 95% delle ore dell'anno al valore minimo convenzionale.
- 9.3 Terna rende disponibili sul proprio sito internet i valori minimi e massimi della potenza di corto circuito convenzionali di cui al precedente comma 9.1 per ciascun sito di connessione.

Articolo 10

Servizio di interrompibilità

- 10.1 Terna definisce nel Codice di rete le modalità di gestione dei clienti interrompibili.
- 10.2 Le interruzioni gestite nell'ambito del servizio di interrompibilità e di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica per la sicurezza sono computate come interruzioni solo nel caso accidentale in cui provochino interruzione ad altri utenti della rete diversi da quelli che hanno sottoscritto i contratti di interrompibilità e di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica per la sicurezza.

TITOLO 3 – REGOLAZIONE PREMI PENALITÀ DELLA CONTINUITÀ DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

Articolo 11

Energia non fornita di riferimento, livelli effettivi e livelli obiettivo, per il periodo 2024-2025

- 11.1 Ai fini del presente provvedimento, l'indicatore *Energia non fornita di riferimento* (ENSR) è pari all'ammontare annuo di energia non fornita, per tutti gli eventi che abbiano interessato, anche parzialmente, la rete rilevante, con le esclusioni e limitazioni di cui al presente articolo.
- 11.2 Per il periodo 2024-2025 l'indicatore *Energia non fornita di riferimento* è valutato facendo riferimento ai seguenti sotto-indicatori:
- a) ENSR-RTN;
 - b) ENSR-ALTRI.
- 11.3 Nel caso di incidenti rilevanti, all'energia non fornita valutata in applicazione dell'Allegato A.54 al Codice di rete, al netto delle esclusioni di cui al presente articolo, si applica convenzionalmente la funzione di limitazione di cui alla Tabella 2 del presente provvedimento; il risultato di tale limitazione convenzionale concorre all'indicatore *Energia non fornita di riferimento* di cui ai commi precedenti.
- 11.4 Per il periodo 2024-2025 il sotto-indicatore ENSR RTN è pari alla somma di:
- a) Energia non fornita di riferimento per tutti gli utenti AT a seguito di intervento di sistemi di difesa a fronte di perturbazioni nazionali;
 - b) Energia non fornita di riferimento per tutti gli utenti AT a seguito di intervento di sistemi di difesa a fronte di perturbazioni originate su reti estere nei casi in cui l'intervento di tali sistemi di difesa non abbia interessato prioritariamente le risorse interrompibili istantaneamente e le risorse di emergenza;
 - c) Energia non fornita di riferimento per tutti gli utenti AT a seguito di disalimentazioni aventi origine nella RTN, esclusa la RTN FSI, inclusi i danneggiamenti, al netto degli eventi meteorologici eccezionali;
 - d) Energia non fornita di riferimento per tutti gli utenti AT a seguito di disalimentazioni aventi origine nella RTN, esclusa la RTN FSI, dovute a eventi meteorologici eccezionali;
 - e) Energia non fornita di riferimento per tutti gli utenti AT a seguito di disalimentazioni originate nei siti utente direttamente connessi alla RTN, esclusa la RTN FSI.
- 11.5 Per il periodo 2024-2025 il sotto-indicatore ENSR-ALTRI è pari alla somma di:
- a) Energia non fornita di riferimento per tutti gli utenti AT a seguito di disalimentazioni aventi origine nella rete rilevante non RTN e nella RTN FSI, inclusi i danneggiamenti, al netto degli eventi meteorologici eccezionali;

- b) Energia non fornita di riferimento per tutti gli utenti AT a seguito di disalimentazioni aventi origine nella rete rilevante non RTN e nella RTN FSI dovute a eventi meteorologici eccezionali;
- c) Energia non fornita di riferimento per tutti gli utenti AT a seguito di disalimentazioni originate nei siti utente indirettamente connessi alla RTN.

11.6 Sono escluse dal computo dell'indicatore *Energia non fornita di riferimento* le seguenti tipologie di disalimentazioni:

- a) disalimentazioni dovute all'intervento di sistemi di difesa a fronte di perturbazioni di frequenza con origine sulla rete interconnessa estera, nel caso in cui l'intervento di tali sistemi di difesa abbia interessato prioritariamente le risorse interrompibili istantaneamente e le risorse di emergenza;
- b) disalimentazioni per applicazione del piano di emergenza PESSE o del piano RIGEDI, solo se sono state fornite da Terna comunicazione della condizione di pre-allerta PESSE e comunicazione della condizione di allerta PESSE con le tempistiche previste dall'Allegato A.20 o comunicazione di preavviso RIGEDI entro il tempo di preavviso definito dall'Allegato A.72 al Codice di rete;
- c) disalimentazioni gestite in applicazione intenzionale, anche con dispositivi automatici, del servizio di interrompibilità o del servizio di riduzione dei prelievi per la sicurezza, per la sola quota parte di energia corrispondente alla potenza resa disponibile dagli utenti per tali servizi;
- d) quota parte di energia non fornita di riferimento relativa a disalimentazioni il cui ripristino sia stato sospeso o posticipato per motivi di sicurezza per il solo tempo di sospensione o posticipazione;
- e) disalimentazioni dovute a catastrofi naturali di ingenti proporzioni (ad esempio terremoti o alluvioni);
- f) disalimentazioni dovute a ordini impartiti da autorità pubbliche per ragioni di emergenza (ad esempio apertura di linee per permettere operazioni di spegnimento di incendi);
- g) disalimentazioni per attentati terroristici, attacchi intenzionali, sabotaggi e furti;
- h) disalimentazioni di un sito utente AT con origine nel medesimo sito utente AT e disalimentazioni di un sito utente AT che sia topologicamente connesso in antenna ad altro sito utente AT origine della disalimentazione;
- i) disalimentazioni programmate per indisponibilità;
- j) disalimentazioni programmate per la sicurezza;
- k) disalimentazioni di clienti finali AAT o AT;
- l) disalimentazioni di SDC.

11.7 Sono inoltre incluse nel computo dell'indicatore *Energia non fornita di riferimento* le disalimentazioni causate da interventi degli equilibratori automatici di carico non dovute a perturbazioni di frequenza con origine sulla rete interconnessa europea o di teledistacchi o di altri sistemi di difesa le cui specifiche siano definite da Terna, anche se installati sul lato MT di impianti di trasformazione AAT/MT o AT/MT sia direttamente connessi che indirettamente connessi alla RTN.

- 11.8 Sono altresì incluse nel computo dell'indicatore *Energia non fornita di riferimento* le disalimentazioni causate da interventi manuali di distacco di carico di utenti sia direttamente connessi che indirettamente connessi alla RTN, anche se attuati tramite organi di manovra sul lato AT o nelle reti MT dell'utente AT coinvolto, per condizioni di funzionamento di emergenza del sistema elettrico, quali quelli:
- in applicazione di Banco Manovra Emergenza;
 - in applicazione di PESSE senza il preavviso;
 - in condizioni di asimmetria di tensione conseguente alla perdita di una fase sulla RTN.
- 11.9 I livelli effettivi dell'indicatore *Energia non fornita di riferimento* e dei sotto-indicatori ENSR-RTN e ENSR-ALTRI per ciascun anno del periodo di regolazione 2024-2025 sono ottenuti come arrotondamento all'unità dei rispettivi valori riferiti all'anno in oggetto.
- 11.10 Il livello obiettivo del sotto-indicatore ENSR-RTN è pari:
- per l'anno 2024 pari a 737 MWh;
 - per l'anno 2025 pari a 711 MWh.

Articolo 12

Premi e penalità per la continuità del servizio di trasmissione

- 12.1 Terna assicura, per ciascun anno del biennio 2024-2025, il raggiungimento del livello obiettivo del sotto-indicatore ENSR-RTN.
- 12.2 Per ciascun anno del biennio 2024-2025 Terna ha diritto a un premio, a valere sul conto "Qualità dei servizi elettrici", nel caso di livello effettivo del sotto-indicatore ENSR-RTN migliore del livello obiettivo. Il premio è pari, per ogni anno, a $(LO_{ENSR-RTN} - LE_{ENSR-RTN}) \times C_{ENSR}$, dove $LO_{ENSR-RTN}$ è il livello obiettivo del sotto-indicatore ENSR-RTN per l'anno in oggetto, $LE_{ENSR-RTN}$ è il livello effettivo del sotto-indicatore ENSR-RTN per l'anno in oggetto e C_{ENSR} è un parametro che assume il valore di 27.000 Euro/MWh.
- 12.3 Per ciascun anno del biennio 2024-2025 Terna ha l'obbligo di versare una penalità nel conto "Qualità dei servizi elettrici" nel caso di livello effettivo del sotto-indicatore ENSR-RTN peggiore del livello obiettivo. La penalità è pari, per ogni anno, a $(LE_{ENSR-RTN} - LO_{ENSR-RTN}) \times P_{ENSR}$, dove P_{ENSR} è un parametro che assume il valore di 27.000 Euro/MWh.
- 12.4 L'Autorità determina i premi e le penalità di cui al presente articolo con riferimento ai livelli effettivi annuali di ciascun anno del biennio 2024-2025 entro il 30 novembre dell'anno successivo.
- 12.5 L'ammontare totale dei premi, come eventualmente modificati in esito ai controlli di cui al presente Titolo, non può eccedere, per ciascun anno del biennio 2024-2025, l'ammontare di 20 (venti) milioni di Euro.

- 12.6 L'ammontare totale delle penalità, come eventualmente modificato in esito ai controlli, non può eccedere, per ciascun anno del biennio 2024-2025, l'ammontare di 8 (otto) milioni di Euro.

Articolo 13

Controlli sui dati di continuità forniti da Terna

- 13.1 L'Autorità effettua i controlli a campione dei dati comunicati da Terna.
- 13.2 L'Autorità verifica, per ogni disalimentazione sottoposta a controllo, il valore dell'energia non fornita e la corretta attribuzione della causa, ai fini della determinazione dei sotto-indicatori ENSR-RTN e ENSR-ALTRI per gli anni 2024 e 2025.
- 13.3 Qualora, in esito ai controlli effettuati, l'Autorità accerti che la causa della singola disalimentazione attribuita da Terna sia errata, l'Autorità attribuisce la causa corretta alla disalimentazione.
- 13.4 Qualora, in esito ai controlli effettuati, l'Autorità accerti che l'energia non servita della singola disalimentazione attribuita da Terna sia errata, l'Autorità attribuisce il valore corretto dell'energia non servita della disalimentazione.
- 13.5 In esito ai controlli effettuati, l'Autorità provvede alla eventuale correzione dei sotto-indicatori ENSR-RTN e ENSR-ALTRI comunicati da Terna.
- 13.6 In caso di riduzione del sotto-indicatore ENSR-RTN l'Autorità procede all'aumento del premio o alla riduzione della penalità di cui al precedente Articolo 12, separatamente per ciascun sotto-indicatore o indicatore.
- 13.7 In caso di aumento del sotto-indicatore ENSR-RTN l'Autorità procede alla riduzione del premio o all'aumento della penalità di cui al precedente Articolo 12, separatamente per ciascun sotto-indicatore.
- 13.8 Qualora l'aumento di cui al comma precedente:
- a) sia superiore al 7,5% e non superiore al 30% del valore comunicato da Terna, l'Autorità applica, una volta effettuata la riduzione di cui al precedente comma 13.7, una riduzione del 30% del premio o un aumento del 30% della penalità;
 - b) sia superiore al 30% del valore comunicato da Terna, l'Autorità applica, una volta effettuata la riduzione di cui al precedente comma 13.7, una riduzione del 50% del premio o un aumento del 50% della penalità.
- 13.9 Nei casi di cui alla precedente lettera b), è fatta salva la facoltà dell'Autorità di avviare un procedimento nei confronti di Terna per l'irrogazione delle sanzioni previste dall'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

TITOLO 4 – SERVIZI RESI DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI PER LA CONTINUITÀ

Articolo 14

Valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità

- 14.1 A seguito di disalimentazioni che non costituiscono incidenti rilevanti o di condizioni di asimmetria di tensione conseguente alla perdita di una fase sulla RTN e che interessano impianti di trasformazione AAT/MT o AT/MT direttamente connessi alla RTN, esclusa la RTN FSI, si definisce “mitigazione” il servizio reso da una impresa distributtrice per la continuità mediante controalimentazioni da reti MT e l’inserzione di gruppi di generazione mobili.
- 14.2 Sono escluse dall’applicazione del presente Titolo le disalimentazioni attribuite a cause di forza maggiore o a cause esterne o a causa di insufficienza di risorse e le disalimentazioni programmate per indisponibilità o per la sicurezza.
- 14.3 A seguito di ciascuna disalimentazione che interessi un impianto di trasformazione AAT/MT o AT/MT con tipologia di connessione M) in assetto magliato, come definita nell’Allegato A.54 al Codice di rete, le valorizzazioni dei servizi di mitigazione decorrono dal 31° minuto successivo all’istante in cui il 45% degli utenti MT e BT alimentati da tale impianto precedentemente alla disalimentazione siano stati definitivamente rialimentati da parte delle imprese distributrici che rendono servizi di mitigazione.
- 14.4 A seguito di ciascuna disalimentazione che interessi un impianto di trasformazione AAT/MT o AT/MT con tipologia di connessione “T)” in derivazione rigida a T oppure “R)” in assetto radiale o in antenna da Stazione RTN, come definite nell’Allegato A.54 al Codice di rete, le valorizzazioni dei servizi di mitigazione decorrono dal 31° minuto successivo all’istante in cui il 90% degli utenti MT e BT alimentati da tale impianto precedentemente alla disalimentazione siano stati definitivamente rialimentati da parte delle imprese distributrici che rendono servizi di mitigazione.
- 14.5 A seguito di ciascuna disalimentazione di impianti di trasformazione AAT/MT o AT/MT direttamente connessi alla RTN, esclusa la RTN FSI i servizi di mitigazione sono valorizzati ad un valore unitario:
- a) per le prime quattro ore successive all’istante di inizio della valorizzazione del servizio di mitigazione:
 - i. pari a 1.000 €/MWh per traslazioni preventive di carico effettuate senza l’anticipo disciplinato dal paragrafo 3.7 del Codice di rete in materia di preavviso;
 - ii. pari a 7.000 €/MWh per tutte le altre disalimentazioni;
 - b) per le ore successive alle prime quattro:
 - i. pari a 1.000 €/MWh per traslazioni preventive di carico effettuate senza l’anticipo disciplinato dal paragrafo 3.7 del Codice di rete in materia di preavviso;
 - ii. pari a 2.000 €/MWh per tutte le altre disalimentazioni.

Articolo 15

Meccanismi di contenimento del rischio e regolazione delle partite economiche

- 15.1 Gli ammontari riconosciuti alle imprese di distribuzione per i servizi di mitigazione sono soggetti a un tetto massimo per singolo evento interruttivo pari a 2 (due) milioni di Euro.
- 15.2 Terna applica automaticamente il meccanismo di tetto di cui al comma precedente durante il calcolo delle partite economiche effettuando, nel caso di servizi di mitigazione resi da più di una impresa distributrice a fronte dello stesso evento interruttivo, una ripartizione pro-quota del tetto di evento interruttivo in funzione dell'energia mitigata da ciascuna impresa.
- 15.3 Gli ammontari relativi ai servizi di mitigazione, eventualmente già limitati per effetto del tetto massimo per singolo evento interruttivo, sono soggetti al meccanismo di decurtazione di cui al successivo Articolo 16. Terna applica automaticamente tale meccanismo durante il calcolo delle partite economiche.
- 15.4 L'esposizione economica di Terna per effetto delle disposizioni del presente Titolo è soggetta ad un tetto composto da una componente fissa e da una variabile. La componente fissa è pari a 2 (due) milioni di Euro. La componente variabile unitaria è pari a 2 (due) milioni di Euro per ogni potenziale incidente rilevante classificato con causa della interruzione "altre cause", di cui al precedente comma 3.1, fino ad un massimo pari a 10 (dieci) milioni di Euro in corrispondenza di cinque o più potenziali incidenti rilevanti.
- 15.5 La regolazione delle partite economiche relative ai servizi di mitigazione avviene direttamente tra Terna e le imprese distributrici interessate entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello a cui si riferiscono i servizi di mitigazione resi.
- 15.6 Terna può presentare richiesta all'Autorità per il reintegro dei versamenti alle imprese distributrici eccedenti il tetto di cui al precedente comma 15.4 tramite il conto "Qualità dei servizi elettrici".
- 15.7 I potenziali incidenti rilevanti dovuti a guasti a trasformatori AAT/MT o AT/MT di proprietà di Terna non devono essere conteggiati nella componente variabile di cui al precedente comma 15.4.
- 15.8 Ai fini della determinazione dell'energia dei servizi di mitigazione si applicano le modalità di calcolo previste dall'Allegato A.66 al Codice di rete.

Articolo 16

Decurtazione della valorizzazione dei servizi di mitigazione a seguito di mancati adempimenti ad ordini di manovra in occasione di disalimentazioni

- 16.1 Nel caso in cui, a seguito di un evento interruttivo, l'impresa distributrice che abbia ricevuto un ordine di manovra di apertura o di chiusura linee non abbia effettuato con

successo tale manovra entro cinque minuti dall'ordine, le valorizzazioni dei servizi di mitigazione conseguenti a tale evento interruttivo sono poste pari a zero.

- 16.2 In caso di episodi di mancato adempimento di ordini di apertura e chiusura di linee attraverso sistemi di teleconduzione o telecontrollo in occasione di disalimentazioni (inclusi gli incidenti rilevanti) da parte di un'impresa distributrice, gli ammontari dei servizi di mitigazione sono decurtati:
- di un quarto per il primo episodio;
 - di due terzi per il secondo episodio;
 - del 100% per più di due episodi.
- 16.3 Il meccanismo di decurtazione della valorizzazione dei servizi di mitigazione si applica separatamente per ciascun Centro Operativo dell'impresa distributrice interessata.
- 16.4 Gli episodi di cui al comma precedente sono segnalati da Terna con rendicontazione annuale all'impresa distributrice interessata e all'Autorità entro il 15 maggio dell'anno successivo, conformemente alle modalità di monitoraggio definite dalla deliberazione 30 marzo 2009, ARG/elt 43/09. È fatta salva ogni conseguenza, incluso l'avvio di procedimenti sanzionatori.
- 16.5 Ai fini della determinazione degli episodi di mancato adempimento si applicano le modalità di calcolo dei mancati adempimenti previste dall'Allegato A.66 al Codice di rete.

TITOLO 5 – DISPOSIZIONI PER TERNA RELATIVE ALLA REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Articolo 17

Regolazione delle interruzioni prolungate

- 17.1 Gli standard di qualità, gli obblighi e i rimborsi automatici di cui al Titolo 5 del TIQD si applicano a Terna, per quanto di competenza, come disposto dagli articoli successivi.

Articolo 18

Compartecipazione di Terna ai rimborsi per interruzioni prolungate

- 18.1 Terna è tenuta al pagamento delle quote di rimborsi agli utenti connessi alle reti di distribuzione MT e BT nei casi previsti dal Titolo 5 del TIQD, con le modalità e nei limiti e termini previsti dal TIQD medesimo.

- 18.2 Il pagamento del rimborso è indipendente dall'accertamento della responsabilità di Terna in ordine alla causa dell'interruzione. Per Terna è fatto salvo il diritto di rivalsa o di reintegro nei casi previsti dal presente provvedimento.

Articolo 19

Procedura per l'erogazione di rimborsi nel caso di interruzioni di vasta estensione

- 19.1 Nel caso di interruzioni prolungate, che interessino più di 2 milioni di utenti su base nazionale, aventi origine sulla rete di trasmissione nazionale, si applica la seguente procedura:
- a) le imprese distributrici procedono a stimare, entro 60 (sessanta) giorni dall'evento, l'entità complessiva dei rimborsi dovuti agli utenti secondo quanto disposto dal Titolo 5 del TIQD e ne danno comunicazione a Terna, con indicazione dell'ammontare a carico della stessa come da disposizioni del TIQD, e per conoscenza all'Autorità;
 - b) Terna verifica che la somma delle stime delle imprese distributrici non superi il tetto di esposizione economica di cui al successivo Articolo 21; la verifica è compiuta entro 75 (settantacinque) giorni dall'evento ed è formalizzata, qualunque sia l'esito, con comunicazione di Terna all'Autorità e alle imprese distributrici;
 - c) qualora l'Autorità non si pronunci in senso diverso entro 45 (quarantacinque) giorni dalla comunicazione di Terna, la misura dei rimborsi agli utenti MT e BT è confermata secondo quanto disposto dal Titolo 5 del TIQD;
 - d) entro i successivi 15 (quindici) giorni dalla pronuncia dell'Autorità, o in mancanza di tale pronuncia dal termine di cui alla precedente lettera c), Terna versa alle imprese distributrici l'ammontare richiesto;
 - e) le imprese distributrici erogano i rimborsi agli utenti MT e BT entro 75 (settantacinque) giorni dal versamento di cui alla precedente lettera d), dandone comunicazione all'Autorità e a Terna.
- 19.2 È fatta salva per Terna la possibilità di rivalsa nei confronti di uno o più utenti della rete di trasmissione nazionale, qualora in esito a eventuali istruttorie sia accertata la responsabilità di tali utenti.

Articolo 20

Prelievi sul Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali da parte di Terna

- 20.1 La Cassa provvede, a valere sul Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali (FEERAPS), ad erogare a Terna gli oneri relativi ai rimborsi (o alle quote di rimborsi) trasferiti alle imprese distributrici e destinati agli utenti MT e BT per i seguenti casi:
- a) quota parte di interruzioni prolungate oltre gli standard del TIQD attribuibili a casi di posticipazione e sospensione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza, come definiti nel TIQD;

- b) interruzioni prolungate oltre gli standard del TIQD agli utenti MT e BT con origine “sistema elettrico” del TIQD sino alle prime 72 ore dall’inizio dell’interruzione;
 - c) interruzioni prolungate oltre gli standard del TIQD attribuite a “cause di forza maggiore” o a “cause esterne” di cui al precedente comma 3.1 sino alle prime 72 ore dall’inizio dell’interruzione;
 - d) provvedimento dell’Autorità per superamento del tetto di esposizione economica di Terna.
- 20.2 Per accedere al reintegro dei rimborsi erogati agli utenti per interruzioni prolungate, nei casi previsti dal comma precedente, Terna presenta all’Autorità e alla Cassa apposita istanza. L’istanza contiene il motivo specifico del ricorso al FEERAPS tra quelli indicati al comma precedente ed è corredata dai record delle interruzioni.
- 20.3 Nel caso di ricorso al FEERAPS per la quota parte di rimborsi che eccedono il tetto di esposizione economica, Terna deve inoltre indicare nell’istanza tutte le informazioni necessarie a determinare il prelievo dal FEERAPS.
- 20.4 Trascorsi 30 (trenta) giorni dall’inoltro dell’istanza all’Autorità senza che questa si pronunci, l’istanza si intende approvata e la Cassa può procedere al versamento della somma richiesta a valere sul FEERAPS. Il termine può essere sospeso per richiesta di informazioni integrative da parte degli Uffici dell’Autorità, che hanno facoltà di richiedere informazioni anche per accertare la corretta progettazione, costruzione e manutenzione degli impianti coinvolti nelle interruzioni. Sono fatti salvi eventuali conguagli in seguito a controlli disposti dall’Autorità.

Articolo 21

Tetto di esposizione economica di Terna per rimborsi per interruzioni prolungate

- 21.1 Fatte salve le disposizioni di cui al precedente Articolo 19, qualora Terna, per effetto delle disposizioni del presente Titolo, debba pagare quote di rimborsi automatici con oneri a proprio carico complessivamente superiori a 70 (settanta) milioni di Euro su base annua, Terna può richiedere all’Autorità che l’eccedenza rispetto a tale tetto venga riconosciuta con apposito provvedimento del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità, a valere sul FEERAPS.

Articolo 22

Compartecipazione di Terna alle penalità per mancato rispetto di livelli specifici di continuità per utenti MT

- 22.1 Terna è tenuta al pagamento delle quote di penalità nei casi previsti dal Titolo 4 del TIQD, con le modalità e nei limiti e termini previsti dal TIQD medesimo.
- 22.2 Terna effettua il pagamento di cui al comma precedente entro novanta (90) giorni dal ricevimento delle richieste di rivalsa da parte delle imprese distributrici richiedenti.

TITOLO 6 – INDISPONIBILITÀ DEGLI ELEMENTI COSTITUENTI LA RTN

Articolo 23

Ambito di applicazione

23.1 Ai fini del presente Titolo, sino a diversa disposizione, per RTN si intende l'intera rete elettrica di trasmissione nazionale ad esclusione della RTN FSI.

Articolo 24

Cause delle indisponibilità

24.1 Le cause delle indisponibilità di elementi di rete sono classificate come segue:

- a) manutenzione preventiva, con interventi finalizzati al mantenimento ed al ripristino dell'efficienza e del buon funzionamento degli elementi della RTN (MPR);
- b) altri lavori programmati, conseguenti ad attività di sviluppo della RTN o di connessione, ovvero correlate a prove di riaccensione del sistema elettrico (MPA);
- c) guasto di un componente che causa la perdita completa della sua funzionalità, o anomalia grave, in quanto condizione di funzionamento che limita la funzionalità di un componente, che determina l'immediato fuori servizio dell'elemento di rete su cui è inserito o (GUA);
- d) richieste da parte di utenti AT la cui indisponibilità programmata risulta essere concordata con Terna secondo le disposizioni di cui al Codice di rete o richieste da parte di utenti la cui indisponibilità non programmata determina una equivalente indisponibilità della RTN, siano essi titolari di unità di produzione (RIP), di unità di consumo (RIC), imprese distributrici (RID), titolari di porzioni della RTN nella titolarità di soggetti diversi da Terna (RIR), ovvero di reti interne d'utenza o di merchant lines (RIU);
- e) richieste di terzi diversi dagli utenti AT, danneggiamenti o contatti accidentali provocati da terzi, furti, sabotaggi, attentati terroristici, attacchi intenzionali (TER);
- f) atti di autorità pubbliche (AUP).

24.2 A seguito di guasti o anomalie gravi Terna esegue le attività di riparazione e manutenzione finalizzate ad assicurare la continuità di servizio e a ripristinare, nel minor tempo possibile, la corretta funzionalità del sistema e dei suoi componenti, nel rispetto della normativa vigente in materia di sicurezza sul lavoro.

Articolo 25

Conseguenze delle indisponibilità

- 25.1 Le conseguenze delle indisponibilità programmate o non programmate di un elemento della RTN sono classificate come segue:
- a) disconnessione di utenti strutturalmente connessi in assetto radiale (DUR);
 - b) riduzione del prelievo o della produzione di utenti connessi (RPP);
 - c) connessione radiale di utenti strutturalmente connessi in assetto magliato (UMR);
 - d) riduzione della potenza di corto circuito al di sotto del valore minimo convenzionale di cui all'Allegato A.56 al Codice di rete, relativo al sito di connessione (RPC);
 - e) variazione della tensione di rete al di fuori dei limiti di norma (MTR), inclusa l'attivazione di risorse per gestirla;
 - f) congestione interzonale (CTE);
 - g) congestione intrazonale (CTR), inclusa l'attivazione di risorse per gestirla;
 - h) utilizzo di risorse nell'ambito dei servizi per il dispacciamento diverse da quelle che siano risultate necessarie per fronteggiare le conseguenze di cui alle precedenti lettere e), e g) (DIS).

Articolo 26

Insiemi omogenei di elementi di rete

- 26.1 Gli elementi costituenti la RTN sono suddivisi nei seguenti insiemi:
- a) linee aeree con tensione pari a:
 - a.1 380 kV;
 - a.2 220 kV;
 - a.3 ≤ 150 kV;
 - b) cavi in corrente alternata con tensione pari a:
 - b.1 380 kV;
 - b.2 220 kV;
 - b.3 ≤ 150 kV;
 - c) collegamenti in corrente continua;
 - d) montanti di interruzione e sezionamento di linea, di cavi o di trasformazione, con tensione pari a:
 - d.1 380 kV;
 - d.2 220 kV;
 - d.3 ≤ 150 kV;
 - e) trasformatori ed autotrasformatori con tensione primaria pari a:
 - e.1 380 kV;
 - e.2 220 kV;
 - e.3 ≤ 150 kV;
 - f) sistemi di sbarre e congiuntori con tensione pari a:
 - f.1 380 kV;
 - f.2 220 kV;
 - f.3 ≤ 150 kV;

- g) dispositivi di produzione/assorbimento di energia reattiva con tensione pari a:
 - g.1 380 kV;
 - g.2 220 kV;
 - g.3 ≤ 150 kV;
- h) sistemi di accumulo mediante batterie.

Articolo 27

Indicatori di indisponibilità e disponibilità di elementi di rete

27.1 Nel caso di indisponibilità programmate:

- a) l'istante di inizio dell'indisponibilità coincide con l'istante di apertura del primo interruttore afferente agli elementi di rete interessati dall'attività programmata, come rilevato dagli apparati del sistema di controllo;
- b) l'istante di fine dell'indisponibilità coincide con l'istante di chiusura dell'interruttore che consente il ripristino della tensione di tutti gli elementi di rete interessati dall'attività programmata, come rilevato dagli apparati del sistema di controllo.

27.2 Nel caso di indisponibilità non programmate:

- a) l'istante di inizio dell'indisponibilità coincide con l'istante di apertura del primo interruttore afferente agli elementi di rete interessati dall'indisponibilità, anche ulteriori agli elementi di rete oggetto di guasto o anomalia grave, come rilevato dagli apparati del sistema di protezione o controllo;
- b) l'istante di fine dell'indisponibilità coincide con l'istante di chiusura dell'interruttore che consente il ripristino della tensione di tutti gli elementi di rete interessati dall'indisponibilità, come rilevato dagli apparati del sistema di controllo.

27.3 Sono definiti i seguenti indicatori del tempo di indisponibilità annua degli elementi della RTN:

- a) incidenza delle indisponibilità programmate sul totale degli elementi di rete:

$$T_{pr./tot.} = T_{ind.pr.} / (T_{tot.} * N_{tot.})$$

- b) incidenza delle indisponibilità non programmate sul totale degli elementi di rete:

$$T_{npr./tot.} = T_{ind.npr.} / (T_{tot.} * N_{tot.})$$

- c) incidenza delle indisponibilità programmate sul totale delle indisponibilità degli elementi di rete:

$$T_{pr./ind.tot.} = T_{ind.pr.} / (T_{ind.pr.} + T_{ind.npr.})$$

- d) incidenza delle indisponibilità non programmate sul totale delle indisponibilità degli elementi di rete:

$$T_{npr./ind.tot.} = T_{ind.npr.} / (T_{ind.pr.} + T_{ind.npr.})$$

dove:

$T_{ind.pr.}$: numero totale delle ore di indisponibilità programmata degli elementi di rete nell'anno;

$T_{ind.npr.}$: numero totale delle ore di indisponibilità non programmata degli elementi di rete nell'anno;

$T_{tot.}$: ore annue;

$N_{tot.}$: numero totale degli elementi di rete nell'anno.

27.4 È introdotto il seguente indicatore annuale della disponibilità degli elementi della RTN (ASAI, *Average System Availability Index*):

$$ASAI (\%) = (\sum_i Disp_i) / (Ore * N_{tot.}) * 100$$

dove:

Σ_i : sommatoria estesa a tutti gli elementi della RTN;

$N_{tot.}$: numero totale degli elementi di rete della RTN nell'anno;

$Disp_i$: ore annue, e frazioni di ora, in cui è stato disponibile all'esercizio l'i-esimo elemento della RTN;

Ore: ore annue.

Articolo 28

Indicatore del tempo medio di riparazione dei guasti e delle anomalie gravi di elementi di rete

28.1 È definito il seguente indicatore del tempo medio di riparazione dei guasti e delle anomalie gravi di elementi della RTN, espresso in ore annue e frazioni di ora:

$$T_{m.rip.} = (\sum_i T_{gi}) / N$$

dove:

Σ_i : sommatoria dei singoli elementi di rete indisponibili a seguito di guasto o anomalia grave nell'anno,

N : numero di elementi di rete indisponibili a seguito di guasto o anomalia grave nell'anno,

T_{gi} : ore annue, e frazioni di ora, di indisponibilità a seguito di guasto o anomalia grave dell'i-esimo elemento di rete.

28.2 Qualora un elemento di rete fosse interessato, nel medesimo anno, da più riparazioni, ciascuna di esse deve essere considerata separatamente ai fini della determinazione del numero di elementi di rete indisponibili a seguito di guasto o anomalia grave nell'anno.

Articolo 29

Indicatori di assetti radiali conseguenti a guasti o anomalie gravi di elementi di rete

29.1 Sono definiti i seguenti indicatori della numerosità degli utenti connessi strutturalmente in assetto magliato ma temporaneamente connessi in assetto radiale per indisponibilità di elementi della RTN:

- a) incidenza degli utenti temporaneamente connessi in assetto radiale a seguito di indisponibilità di elementi di rete rispetto alla totalità degli utenti strutturalmente connessi in assetto magliato:

$$I_{m.r./m.} = N_{m.r.} / N_m$$

- b) incidenza degli utenti temporaneamente connessi in assetto radiale a seguito di indisponibilità di elementi di rete rispetto alla totalità degli utenti

$$I_{m.r./tot} = N_{m.r.} / (N_m + N_r)$$

dove:

$N_{m.r.}$: numero di utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi, in corso d'anno, in assetto radiale a causa di indisponibilità di elementi di rete;

N_m : numero totale degli utenti annui strutturalmente connessi in assetto magliato;

N_r : numero totale degli utenti annui strutturalmente connessi in assetto radiale.

- 29.2 È definito il seguente indicatore del tempo medio annuo di permanenza in assetto radiale di utenti connessi strutturalmente in assetto magliato ma temporaneamente connessi in assetto radiale per indisponibilità di elementi della RTN:

$$T_{medio/m.r.} = (\sum_i T_{m.r.i}) / N_{m.r.}$$

dove:

\sum_i : sommatoria estesa agli utenti strutturalmente in assetto magliato ma temporaneamente connessi in assetto radiale nell'anno i -esimo a causa di indisponibilità di elementi di rete,

$T_{m.r.i}$: ore annue di connessione in assetto radiale, a causa di indisponibilità di elementi di rete, dell' i -esimo utente strutturalmente connesso in assetto magliato,

$N_{m.r.}$: numero di utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi, in corso d'anno, in assetto radiale a causa di indisponibilità di elementi di rete.

- 29.3 Si considerano normalmente connessi in assetto magliato o radiale (ivi incluso l'assetto in derivazione rigida a T) gli utenti caratterizzati da tali configurazioni di connessione come censiti con cadenza annuale da Terna secondo le disposizioni di cui all'Allegato A.54 al Codice di rete.

- 29.4 Qualora un utente strutturalmente connesso in assetto magliato sia temporaneamente connesso in assetto radiale più volte nel medesimo anno per indisponibilità di elementi di rete, ciascun assetto radiale deve essere considerato separatamente.

Articolo 30

Obblighi di registrazione

- 30.1 Per ogni indisponibilità di elementi di rete Terna registra:

- a) il codice dell'indisponibilità;

- b) l'area operativa territoriale ove Terna considera situato l'elemento oggetto di indisponibilità;
- c) il codice identificativo dell'elemento di rete indisponibile;
- d) la tipologia di indisponibilità, programmata o non programmata;
- e) la causa delle indisponibilità;
- f) la conseguenza dell'indisponibilità;
- g) l'insieme omogeneo di elementi di rete;
- h) in caso di indisponibilità programmata, la durata programmata dell'indisponibilità;
- i) l'istante di inizio dell'indisponibilità (data, ora, minuti);
- j) l'istante di fine dell'indisponibilità (data, ora, minuti);
- k) i codici identificativi degli eventuali utenti connessi strutturalmente in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale per effetto dell'indisponibilità.

30.2 Per ogni conseguenza dell'indisponibilità, Terna registra la stima dei volumi di energia non transitata.

TITOLO 7 – OBBLIGHI DI PUBBLICAZIONE DA PARTE DI TERNA

Articolo 31

Rapporto annuale sulla qualità e sugli altri output del servizio di trasmissione

- 31.1 Terna pubblica entro il 30 giugno di ogni anno dell'anno successivo a quello a cui si riferiscono le informazioni un rapporto annuale sul proprio sito internet nel quale:
- a) evidenzia gli indici di continuità di cui al precedente Articolo 4 e gli indici di qualità della tensione di cui al precedente Articolo 5, nonché gli interventi attuati e previsti per il miglioramento di tali indici;
 - b) riporta inoltre, come indice sintetico della continuità del servizio, la ENS-U netta e la ENR-U netta di cui all'Allegato A.54 al Codice di rete, riferita all'intera RTN compresa la RTN-FSI, per area operativa territoriale;
 - c) indica gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli effetti di tali incidenti nonché le misure adottate per la loro gestione e quelle previste per evitare il ripetersi degli stessi;
 - d) confronta i livelli effettivi degli indici di qualità della tensione per l'intero sistema e per singola area con i corrispondenti livelli attesi,
 - e) indica il numero degli utenti per i quali non sono rispettati i livelli attesi di qualità per singolo utente e gli interventi mirati alla risoluzione delle situazioni più critiche e i tempi previsti di realizzazione di tali interventi;
 - f) riporta il piano di campagne di misura delle caratteristiche della tensione e il relativo stato di avanzamento;

- g) indica i livelli previsionali a cinque anni delle potenze di corto circuito massime e minime ai diversi livelli di tensione, evidenziando le situazioni maggiormente critiche e le misure individuate al riguardo;
- h) indica il ricorso effettuato ai servizi di interrompibilità e di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica per la sicurezza nel corso dell'anno, con evidenza del numero di utenti interessati, della tipologia di servizi e della loro frequenza e durata, anche con disaggregazione su base regionale.
- i) sintetizza gli indici effettivi in termini di indisponibilità di cui al successivo Articolo 33 e presenta l'indice ASAI per area operativa territoriale e su base nazionale;
- j) indica le cause di eventuali riduzioni o indisponibilità della capacità di trasporto (ad esempio: indisponibilità non programmata di componenti di rete);
- k) descrive le “indisponibilità rilevanti di capacità di trasporto”;
- l) riporta la capacità di trasporto “*winter peak*” annuale (orientata) prevista per l'anno precedente e l'anno corrente per ciascun confine o ciascuna sezione tra zone della rete rilevante;
- m) riporta la capacità di trasporto media resa disponibile in sede di mercato del giorno prima, sull'arco dell'anno precedente e con appropriate differenziazioni per i diversi periodi dell'anno;
- n) fornisce l'elenco dei contributi pubblici richiesti, aggiudicati e effettivamente ricevuti, con indicazione dei relativi soggetti e strumenti di finanziamento o co-finanziamento.

Articolo 32

Pubblicazione dei dati relativi alla continuità del servizio e qualità della tensione

- 32.1 Entro il 15 maggio di ogni anno, Terna pubblica sul proprio sito internet:
 - a) il censimento dei siti utente al 31 dicembre dell'anno precedente;
 - b) i dati relativi agli indicatori annuali di continuità dell'anno precedente;
 - c) le schede certificate di cui all'Allegato A.54 al Codice di rete per tutti gli utenti AT che sono stati oggetto di un evento interruttivo.
- 32.2 Per ogni semisbarra MT di cabina primaria di impresa distributrice connessa alla rete rilevante o cliente finale AAT o AT connesso alla rete rilevante, e per ogni anno del periodo 2024-2027, Terna pubblica i valori minimo e massimo della tensione efficace attesa e della tensione effettiva.
- 32.3 Terna mette a disposizione un sistema di interrogazione on-line sul proprio sito internet degli indici di continuità e di qualità della tensione per l'intero sistema e per aree.

Articolo 33

Pubblicazione dei dati relativi alle indisponibilità degli elementi costituenti la RTN

- 33.1 Entro il 30 giugno di ogni anno a decorrere dal 2025, con riferimento all'anno precedente, Terna pubblica sul proprio sito internet, per ogni area operativa territoriale, per ogni causa di indisponibilità e per ogni insieme omogeneo di elementi di rete:
- a) gli indicatori delle indisponibilità di elementi di rete;
 - b) l'indicatore della disponibilità di elementi di rete;
 - c) l'indicatore del tempo medio di riparazione dei guasti e delle anomalie gravi di elementi di rete;
 - d) gli indicatori di assetti radiali conseguenti a guasti o anomalie gravi di elementi di rete.
- 33.2 L'indicatore della disponibilità di elementi di rete è pubblicato anche su base nazionale, con medesima decorrenza.

TITOLO 8 – COMUNICAZIONI ALL'AUTORITÀ

Articolo 34

Comunicazione riguardo alla continuità del servizio di trasmissione

- 34.1 Entro il 15 maggio di ogni anno a decorrere dal 2025 Terna comunica all'Autorità i dati di qualità del servizio di trasmissione previsti dal Codice di rete e dal presente provvedimento.
- 34.2 La Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità definisce le modalità operative per la comunicazione dei dati di qualità del servizio di trasmissione.
- 34.3 I dati comunicati all'Autorità da Terna possono essere soggetti a pubblicazione da parte dell'Autorità.
- 34.4 Entro 90 giorni dal verificarsi di un incidente rilevante Terna invia all'Autorità un rapporto contenente una descrizione dettagliata dell'evento con l'indicazione degli effetti e delle conseguenze, delle azioni messe in atto per fronteggiare la situazione e ridurre le conseguenze dell'incidente rilevante nonché l'allocazione delle responsabilità.
- 34.5 La struttura e i contenuti di tali rapporti sono indicati nel Codice di rete.

Articolo 35

Comunicazione dei dati relativi al servizio di mitigazione

- 35.1 Entro il 15 maggio di ogni anno dal 2025 al 2028, Terna comunica all'Autorità, relativamente all'anno precedente:

- a) valorizzazione economica dei servizi di mitigazione per ogni singolo evento interruttivo;
- b) motivazioni dei servizi di mitigazione non riconosciuti o parzialmente riconosciuti, per qualsiasi motivo;
- c) schede di registrazione dei servizi di mitigazione;
- d) dati del monitoraggio dell'esecuzione degli ordini di manovra di cui alla deliberazione 30 marzo 2009 ARG/elt 43/09, secondo i formati da essa previsti, per tutte le reti di alta tensione;
- e) registro degli ordini di attuazione dei servizi di mitigazione di cui al punto 9, lettera b), della deliberazione 28 giugno 2010, ARG/elt 99/10.

Articolo 36

Comunicazione dei dati relativi alle indisponibilità degli elementi costituenti la RTN

- 36.1 Terna comunica all'Autorità, entro il 15 maggio di ogni anno a decorrere dal 2025, e con riferimento all'anno precedente:
- a) le informazioni per ogni indisponibilità secondo il formato di cui alle Tabelle 3 e 4 del presente provvedimento;
 - b) il numero totale di elementi della RTN per insieme omogeneo di elementi di rete e per area operativa territoriale di Terna, secondo il formato di cui alla Tabella 5 del presente provvedimento;
 - c) per insieme omogeneo di elementi di rete e per area operativa territoriale di Terna, secondo il formato di cui alla Tabella 6 del presente provvedimento, gli indicatori:
 - i. delle indisponibilità di elementi di rete;
 - ii. della disponibilità di elementi di rete;
 - iii. del tempo medio di riparazione dei guasti e delle anomalie gravi di elementi di rete;
 - iv. di assetti radiali conseguenti a guasti o anomalie gravi di elementi di rete;
 - d) l'indicatore della disponibilità di elementi di rete su base nazionale.
- 36.2 La Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità definisce le modalità operative per la comunicazione degli indicatori di indisponibilità degli elementi costituenti la RTN.
- 36.3 Terna trasmette all'Autorità una dettagliata relazione degli eventi che hanno determinato una indisponibilità rilevante di capacità di trasporto e di tutte le azioni attuate per contenerne gli effetti e ripristinare quanto prima i valori originari di capacità di trasporto entro 90 giorni dall'evento che ha originato l'indisponibilità.
- 36.4 Terna trasmette all'Autorità informazioni dettagliate in merito ai guasti che comportano l'indisponibilità di un collegamento in cavo sottomarino o di un collegamento di interconnessione con l'estero per più di due settimane, inviando un report preliminare entro due settimane dall'inizio del periodo di indisponibilità con aggiornamenti su base mensile fino al ripristino del collegamento stesso.

TITOLO 9 – ATTIVITÀ DI PIANIFICAZIONE DELLO SVILUPPO DELLA RTN

Articolo 37

Rapporto di monitoraggio dell'avanzamento del piano di sviluppo

- 37.1 Negli anni pari, Terna pubblica e trasmette all'Autorità un rapporto di avanzamento degli interventi presentati nel piano di sviluppo. Negli anni dispari il monitoraggio dell'avanzamento è incluso direttamente nella relativa edizione del piano di sviluppo.
- 37.2 L'avanzamento degli interventi di sviluppo è riferito alla data del 31 dicembre precedente l'anno di invio del rapporto o del piano.
- 37.3 Il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità definisce con propria determinazione i contenuti minimi delle schede progetto semplificate per il monitoraggio annuale dell'avanzamento del Piano di sviluppo negli anni pari.
- 37.4 Terna pubblica il primo rapporto di avanzamento entro il 15 aprile 2024. Successivamente, il rapporto di avanzamento è pubblicato entro il 28 febbraio degli anni pari.

Articolo 38

Rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo

- 38.1 Entro il 31 dicembre 2024, Terna predispone, pubblica e trasmette all'Autorità la quarta edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo per sezioni di rete significative del sistema di trasmissione.
- 38.2 Il rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo contiene una chiara esplicitazione delle scelte adottate da Terna relativamente alle categorie di beneficio, agli anni studio e agli scenari presi a riferimento e, per ciascuna sezione o confine oggetto dell'analisi, almeno i seguenti elementi:
- a) quantificazione della capacità di trasporto obiettivo;
 - b) indicazione del beneficio marginale per incremento marginale di capacità di trasporto o del beneficio unitario per l'ultimo incremento finito di capacità che risulta economicamente efficiente in termini di rapporto benefici/costi;
 - c) indicazione del costo di riferimento adottato.
- 38.3 Terna organizza almeno una sessione di discussione pubblica sui contenuti del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo prima dell'invio all'Autorità delle proprie valutazioni e controosservazioni sui commenti ricevuti, che è da effettuarsi contestualmente alla trasmissione del rapporto.
- 38.4 Al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità è conferito mandato per l'eventuale definizione con propria determinazione di aspetti applicativi di dettaglio per la predisposizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo.

Articolo 39

Verifiche esterne indipendenti sui documenti di pianificazione

- 39.1 Terna realizza le attività individuate dall’Autorità funzionali all’efficiente ed efficace sviluppo della rete, al supporto alla regolazione selettiva degli investimenti e alla trasparenza sugli output del servizio di trasmissione.
- 39.2 Il piano di sviluppo, i singoli interventi e le analisi costi benefici in esso contenute, gli scenari del piano di sviluppo, la metodologia per l’analisi costi benefici, il rapporto annuale sulla qualità e sugli altri output del servizio di trasmissione, il rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo possono essere soggetti a verifiche esterne indipendenti, con modalità:
- a) *model-based*, con incarichi a una società con utilizzo di modelli di mercato e di rete per la possibile replica delle simulazioni svolte da Terna; e/o
 - b) *expert-based*, cioè con incarichi a esperti individuali o società/enti che fornirebbero una valutazione senza necessariamente utilizzare i *tool* di simulazione di mercato e di rete.
- 39.3 Gli interventi del piano di sviluppo e i documenti di Terna da sottoporre a verifiche esterne indipendenti sono individuati e comunicati a Terna dal Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità previa informativa all’Autorità.
- 39.4 I soggetti che eseguono ciascuna verifica esterna indipendente sono individuati dal Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità.
- 39.5 I soggetti che eseguono le verifiche esterni indipendenti possono essere convocati per *audit* dall’Autorità e dagli uffici dell’Autorità, sia durante sia dopo l’esecuzione delle verifiche.
- 39.6 Terna dà regolare pubblicità delle società e/o dei soggetti individuati per le verifiche esterne indipendenti di cui al presente articolo, della loro *expertise*, delle loro condizioni di indipendenza (sia in termini di controllo societario, sia in termini di volumi contrattuali assegnati da parte di Terna o di sue controllate).
- 39.7 A seguito del completamento di ciascuna verifica esterna indipendente di cui al presente articolo, Terna trasmette all’Autorità un rapporto con le proprie contro-osservazioni ai risultati della verifica, indicando le parti da considerare riservate e non rendere pubbliche e, nel caso di riservatezza, la versione pubblicabile del rapporto.
- 39.8 I costi delle verifiche esterne indipendenti e di eventuali *audit* dei soggetti esterni disposti dall’Autorità ai sensi del presente articolo sono a carico di Terna. I compensi dei soggetti che effettuano verifiche esterne indipendenti *expert-based* sono commisurati agli *standard* utilizzati dalle istituzioni europee per esperti valutatori.

Articolo 40

Comunicazioni all'Autorità

- 40.1 Entro il 31 maggio di ogni anno dispari, Terna trasmette all'Autorità allegati informativi al Piano di sviluppo riguardanti gli investimenti per sicurezza, resilienza e rinnovo delle reti di trasmissione.
- 40.2 Con le medesime scadenze di cui al comma precedente, Terna trasmette all'Autorità un'informativa sulla spesa di investimento prevista per il complesso degli interventi di trasmissione (es. sviluppo della rete, rinnovo di *asset*) per ciascuno dei cinque anni successivi, incluso un quadro di corrispondenza con ciascuno degli interventi previsti nel Piano di sviluppo del medesimo anno.

TITOLO 10 – ALTRI MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE DEGLI OUTPUT DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

Articolo 41

Incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici

- 41.1 Al fine di incentivare il ricorso ai contributi pubblici per la realizzazione di interventi infrastrutturali, per il periodo 2024-2027 Terna, in continuità con il meccanismo incentivante di cui all'articolo 17, comma 10, dell'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL, è incentivata all'ottenimento di contributi pubblici mediante premialità determinate sulla base dei contributi pubblici incassati.
- 41.2 Il premio è determinato in percentuale del contributo pubblico ricevuto, in relazione al rapporto benefici/costi (indice di utilità per il sistema in relazione alle categorie di beneficio di cui ai commi 12.4 e 12.10 dell'Allegato A alla deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL) relativo a ciascun intervento ai cui il contributo si riferisce, come di seguito indicato:
- a) 5% del contributo ricevuto, con rapporto benefici / costi pari almeno a 1 e inferiore a 1,5 oppure per interventi e altre attività non soggette ad obblighi di applicazione dell'analisi costi benefici ai sensi della deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL;
 - b) 7,5% del contributo ricevuto, con rapporto benefici / costi pari almeno a 1,5 e inferiore a 2;
 - c) 10% del contributo ricevuto, con rapporto benefici / costi pari almeno a 2 e inferiore a 3;
 - d) 12,5% del contributo ricevuto, con rapporto benefici / costi pari almeno a 3 e inferiore a 4;
 - e) 15% del contributo ricevuto, con rapporto benefici / costi pari almeno a 4.
- 41.3 Il premio è determinato dall'Autorità entro il 31 ottobre di ciascun anno dal 2025 al 2028.

- 41.4 Il premio non è applicabile quando espressamente escluso da altre disposizioni dell’Autorità, come nel caso della deliberazione 21 maggio 2020, 176/2020/R/EEL.
- 41.5 Terna comunica all’Autorità, secondo le modalità operative definite dalla Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità, l’elenco dei contributi pubblici incassati, entro il 30 giugno dell’anno successivo a quello nel quale è incassato il contributo. In particolare, la comunicazione riguarda almeno le seguenti informazioni per ogni contributo incassato:
- l’ammontare totale in euro del contributo incassato;
 - il soggetto erogante il contributo;
 - l’anno nel quale è stato incassato il contributo;
 - una breve descrizione dell’intervento o dell’attività per cui il contributo è stato erogato e, quando applicabile, la corrispondenza con un codice identificativo nel piano di sviluppo o altri piani di investimento dell’impresa distributrice;
 - l’indicazione di avvenuto completamento dell’intervento o dell’attività entro l’anno precedente oppure di immobilizzazione in corso;
 - il costo di investimento complessivo sostenuto per l’intervento o l’attività al 31 dicembre dell’anno precedente;
 - l’indicazione dei documenti o dei riferimenti al fine dell’identificazione dell’importo aggiudicato (quando applicabile su orizzonte pluriennale) e al fine della certificazione dell’importo incassato.
- 41.6 Terna ha facoltà di pubblicare direttamente le informazioni di cui al comma precedente nel rapporto annuale sulla qualità e sugli altri output del servizio di trasmissione.
- 41.7 Le premialità di cui al presente articolo sono riconosciute in tre rate annuali di uguale entità, salvo diversa e motivata disposizione dell’Autorità in sede di determinazione delle partite economiche, per ragioni di liquidità dei conti o impatto complessivo tariffario. Le rate del premio sono corrisposte dalla Cassa a valere sul conto “Qualità dei servizi elettrici”.

Articolo 42

Incentivazione a realizzazione di capacità addizionale di trasporto fino a valori di capacità obiettivo per l’anno 2024

- 42.1 Terna ha titolo a ricevere un premio in caso di realizzazione, entro il 31 dicembre 2024, di capacità di trasporto addizionale rispetto alla capacità di trasporto disponibile nell’anno precedente, per le sezioni tra zone della rete rilevante di cui all’articolo 15 dell’Allegato A alla deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06 (di seguito: sezione) o tra il sistema elettrico italiano e i sistemi elettrici confinanti (di seguito: confine).
- 42.2 Per ciascuna sezione, il premio massimo è pari alla somma di:
- 40% della rendita di congestione su tale sezione nel corso del 2016;
 - 40% della rendita di congestione su tale sezione nel corso del 2017;

- c) 20% della quota relativa al beneficio annuale B1 incremento del *socio-economic welfare* di cui all'Allegato A alla deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL.
- 42.3 Per ciascun confine, il premio massimo è pari alla somma di:
- a) 40% della quota di rendita di congestione spettante a Terna su tale confine nel corso del 2016;
 - b) 40% della quota di rendita di congestione spettante a Terna su tale confine nel corso del 2017;
 - c) 20% della quota relativa al beneficio annuale B1 incremento del *socio-economic welfare* (per il sistema elettrico italiano) di cui all'Allegato A alla deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL.
- 42.4 Fatte salve le disposizioni di salvaguardia di cui al successivo Articolo 44, a Terna non è riconosciuto alcun premio per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale per la quota che porti a eccedere i valori di capacità di trasporto obiettivo per ciascuna sezione e per ciascun confine determinati dall'Autorità.
- 42.5 Nel caso in cui la capacità di trasporto addizionale su una sezione o un confine consenta di raggiungere la capacità di trasporto obiettivo, il premio effettivo è pari al premio massimo.
- 42.6 Nel caso in cui la capacità di trasporto addizionale su una sezione o un confine non consenta di raggiungere la capacità di trasporto obiettivo, il premio effettivo è calcolato come quota parte del premio massimo, proporzionalmente al rapporto tra la capacità di trasporto addizionale realizzata e la differenza tra la capacità di trasporto obiettivo e la capacità di trasporto di partenza, determinate dall'Autorità.
- 42.7 I valori di capacità di trasporto di partenza, di capacità di trasporto obiettivo e di capacità di trasporto addizionale sono riferiti alla situazione cosiddetta "*winter peak*".
- 42.8 Non sono ammissibili effetti di sovrapposizione di incentivi per le capacità di trasporto addizionali realizzate con gli investimenti (interventi e opere di sviluppo) di cui alle deliberazioni 31 gennaio 2013, 40/2013/R/EEL e 3 agosto 2017, 579/2017/R/EEL e i progetti pilota di cui all'articolo 6, comma 3, dell'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2023, 615/2023/R/EEL. Non sono ammissibili al meccanismo incentivante le capacità di trasporto realizzate con *interconnector* di cui alla legge 23 luglio 2009, n. 99, qualora la realizzazione dell'*interconnector* medesimo o, ove applicabile, del collegamento di interconnessione che comprende l'*interconnector*, sia già avviata al 31 dicembre 2017. Non sono ammissibili al meccanismo incentivante le capacità di trasporto espressamente escluse da altre disposizioni dell'Autorità, come nel caso della deliberazione 21 maggio 2020, 176/2020/R/EEL.
- 42.9 Per il periodo 2019-2024, tenendo conto delle previgenti disposizioni e partite economiche in materia di realizzazione di capacità di trasporto, l'ammontare massimo complessivo dei premi che sono erogati ai sensi del presente articolo e ai sensi degli articoli 44 e 45 della Regolazione *output-based* della trasmissione 2016-2023 è pari a 180 (centoottanta) milioni di euro.

- 42.10 Le sezioni, i confini, la capacità di trasporto di partenza e la capacità di trasporto obiettivo sono individuati dalla deliberazione 26 ottobre 2021, 446/2021/R/EEL.
- 42.11 Le rendite di congestione su ciascun confine e su ciascuna sezione per gli anni 2016 e 2017 sono riportate nella Tabella 7 del presente provvedimento. Il beneficio annuale B1 per ciascun confine e per ciascuna sezione è riportato nella Tabella 8 del presente provvedimento.
- 42.12 Il premio relativo a realizzazione di capacità di trasporto nel corso dell'anno t è accertato e determinato dall'Autorità, con provvedimento motivato entro il 31 dicembre dell'anno $t+1$, a seguito delle verifiche di cui al presente Titolo, previa comunicazione a Terna dell'esito di tali verifiche e del loro effetto sulla determinazione del premio.
- 42.13 I premi disciplinati dal presente articolo sono riconosciuti dalla Cassa a valere sul conto "Qualità dei servizi elettrici".

Articolo 43

Incentivazione a realizzazione di capacità addizionale di trasporto fino a valori di capacità obiettivo per il periodo 2025-2027

- 43.1 Nel periodo 2025 – 2027, Terna ha titolo a ricevere un premio in caso di realizzazione, entro il 31 dicembre di ciascun anno, di capacità di trasporto addizionale rispetto alla capacità dell'anno precedente, per ciascuna sezione o confine.
- 43.2 Per ciascuna sezione, il premio massimo è pari alla somma di:
- a) 50% della rendita di congestione media annua su tale sezione nel periodo 2023-2024;
 - b) una componente di premialità pari a una annualità di beneficio atteso relativo alla categoria di beneficio B1 incremento del *socio-economic welfare* di cui all'Allegato A alla deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL, determinata sulla base delle analisi costi benefici del Piano di sviluppo 2023.
- 43.3 Per ciascun confine, il premio massimo è pari alla somma di:
- a) 50% della quota di rendita di congestione media annua spettante a Terna su tale confine nel periodo 2023-2024;
 - b) una componente di premialità pari a una annualità di beneficio atteso relativo alla categoria di beneficio B1 incremento del *socio-economic welfare* (per il sistema elettrico italiano) di cui all'Allegato A alla deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL, determinata sulla base delle analisi costi benefici del Piano di sviluppo 2023.
- 43.4 Qualora non sia presente una rendita di congestione storica per l'assenza di capacità di trasporto preesistente, la componente di premialità residua relativa alla categoria di beneficio B1 è incrementata a due annualità di beneficio atteso.
- 43.5 Ai fini del meccanismo incentivante per il periodo 2025-2027, si applica quanto previsto dai precedenti commi 42.4, 42.5, 42.6, 42.7, 42.8, 42.12 e 42.13.

- 43.6 L'ammontare massimo, per il periodo 2025-2027, dei premi erogati ai sensi del presente articolo è pari a 90 (novanta) milioni di euro.
- 43.7 Le sezioni e i confini, la capacità di trasporto di partenza e la capacità di trasporto obiettivo sono individuati nella Tabella 10 del presente provvedimento
- 43.8 Il beneficio annuale B1 per ciascun confine e per ciascuna sezione è riportato nella Tabella 11 del presente provvedimento.

Articolo 44

Clausola di salvaguardia per la capacità di trasporto realizzata nell'anno 2024

- 44.1 Al fine di evitare incentivi distorti alla possibile posticipazione della realizzazione della capacità di trasporto, per la capacità di trasporto realizzata nel corso dell'anno 2024 su sezioni per cui risulta già raggiunta la capacità obiettivo determinata dalla deliberazione 26 ottobre 2021, 446/2021/R/EEL, Terna ha titolo a ricevere la premialità definita per l'anno 2025 ai sensi del precedente Articolo 43, in sede di determinazione delle partite economiche relative all'anno 2025.
- 44.2 Le partite economiche di cui al comma precedente sono soggetto al tetto ai premi definito dal precedente Articolo 42 per il periodo 2019-2024.

Articolo 45

Verifiche sulla effettività della capacità di trasporto addizionale

- 45.1 Per ciascuna sezione o confine, il premio effettivo di cui al presente Titolo viene ridotto dall'Autorità nei casi in cui il rapporto tra la capacità di trasporto media resa disponibile per il mercato del giorno prima e la capacità di trasporto *winter peak* sia significativamente inferiore rispetto ai valori storici di tale rapporto, in uno o più dei tre anni successivi alla messa in esercizio dell'investimento che ha reso disponibile capacità di trasporto addizionale, salvo cause indipendenti dal gestore del sistema di trasmissione, debitamente documentate. La decisione sulla eventuale riduzione del premio è assunta a seguito di istruttoria che garantisce la partecipazione di Terna al procedimento.

Articolo 46

Promozione dell'efficienza dei costi di investimento nel periodo 2024-2025

- 46.1 Nel biennio 2024-2025, Terna ha titolo a ricevere un premio addizionale in caso di realizzazione di capacità di trasporto a costi di investimento inferiori ai costi di riferimento definiti nella Tabella 9 del presente provvedimento per le relative sezioni o sottosezioni tra zone di rete.
- 46.2 Per ciascun incremento di capacità di trasporto, il premio addizionale, rispetto al premio già riconoscibile per la realizzazione della capacità di trasporto, è pari al prodotto tra:

- a) il premio corrisposto per l'incremento di capacità di trasporto a quella sezione o sottosezione, come eventualmente limitato ai sensi del precedente Articolo 45;
 - b) il coefficiente moltiplicativo definito al successivo comma.
- 46.3 Il coefficiente moltiplicativo è:
- a) pari a 0 se il costo effettivo di investimento per le attività funzionali all'aumento di capacità di trasporto, espresso in milioni di euro per MW, è superiore o uguale al relativo costo di riferimento;
 - b) pari al rapporto tra la differenza tra costo di riferimento e costo effettivo di investimento e costo di riferimento, negli altri casi.
- 46.4 L'ammontare massimo del premio corrisposto ai sensi del presente articolo per ciascun incremento di capacità di trasporto è pari al costo effettivo di investimento che determina tale incremento di capacità, salvo il caso in cui tale costo effettivo di investimento sia inferiore a 10 (dieci) milioni di euro.
- 46.5 Per ciascuna sezione o sottosezione di rete, esclusivamente nella prima occorrenza di incremento di capacità di trasporto realizzato (a partire dal 2019) con un costo effettivo di investimento inferiore a 10 (dieci) milioni di euro, l'ammontare massimo del relativo premio è posto pari a 10 (dieci) milioni di euro.
- 46.6 A fronte del secondo incremento di capacità di trasporto di una sezione o sottosezione ottenuto anch'esso con un costo effettivo di investimento inferiore a 10 (dieci) milioni di euro, l'ammontare massimo del relativo premio è posto pari a 5 (cinque) milioni di euro.
- 46.7 L'ammontare massimo dei premi complessivamente erogati ai sensi del presente articolo nel biennio 2024-2025 non può superare i 60 (sessanta) milioni di euro.
- 46.8 I premi disciplinati dal presente articolo sono accertati e determinati con le stesse modalità previste per la premialità alla realizzazione di capacità di trasporto e sono riconosciuti dalla Cassa a valere sul conto "Qualità dei servizi elettrici".

Articolo 47

Meccanismo di accelerazione degli interventi di sviluppo con potenziali elevati benefici e connesse incertezze

- 47.1 Per ogni biennio 2025-2026 e 2027-2028, Terna può presentare istanza all'Autorità per l'autorizzazione alla capitalizzazione delle spese preliminari alla realizzazione di interventi di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica, caratterizzati da potenziali elevati benefici e connesse incertezze, sul cespite "Spese preliminari di sviluppo intervento", di cui all'articolo 5, comma 13, dell'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2023, 615/2023/R/EEL.
- 47.2 Il limite massimo alla capitalizzazione delle spese preliminari è pari al 5% del costo di investimento dell'intervento previsto in sede di istanza, fatto salvo il caso in cui Terna richieda un limite inferiore.

- 47.3 Il limite massimo complessivo di spese preliminari potenzialmente oggetto di riconoscimento tariffario è di 200 milioni di euro per tutti gli interventi oggetto di istanza nell'arco di ciascun biennio.
- 47.4 In ogni istanza, Terna individua:
- a) la corrispondenza dell'intervento con una linea di intervento presentata nel più recente schema di piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e relativo codice identificativo, ove applicabile;
 - b) gli obiettivi o finalità principali dell'intervento;
 - c) la localizzazione indicativa dell'intervento;
 - d) una stima di massima dei benefici dell'intervento, specificando in particolare i motivi di incertezza dei benefici, anche grazie all'utilizzo di varianti o *sensitivity* dedicate rispetto alle analisi effettuate per la generalità degli interventi del piano di sviluppo;
 - e) una stima di massima dei costi di investimento complessivi dell'intervento;
 - f) la stima dei costi preliminari alla realizzazione, specificando se essa includa delle *contingency* e in quale misura;
 - g) il limite massimo alla capitalizzazione delle spese preliminari, se inferiore al 5%.
- 47.5 Le attività per cui è ammessa la capitalizzazione come spese preliminari sono:
- a) studi ai fini della pianificazione dell'esigenza elettrica;
 - b) studi di fattibilità;
 - c) concertazione volontaria;
 - d) dibattito pubblico o consultazione pubblica;
 - e) indagini preliminari, incluse survey marine quando rilevante;
 - f) progetto per l'avvio dell'istanza autorizzativa;
 - g) gestione dell'iter autorizzativo
 - h) gestione del progetto;
 - i) attività per lo sviluppo tecnologico e prototipazione.
- 47.6 In sede di istanza, Terna può presentare richiesta motivata di estensione dell'elenco di attività di cui al precedente comma.
- 47.7 Entro tre mesi dall'invio dello schema di piano di sviluppo relativo all'anno 2025 e relativo all'anno 2027, ove non abbia ancora presentato istanza ai sensi del presente articolo, Terna comunica all'Autorità gli interventi dello schema di piano di sviluppo per cui intende proporre istanza. Per tali interventi è sospesa la valutazione della fase di realizzazione nell'ambito del parere dell'Autorità sullo schema di piano di sviluppo.
- 47.8 Terna presenta l'istanza all'Autorità anche in una versione pubblicabile. Quando applicabile, Terna indica all'Autorità i motivi per cui chiede di salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni della versione integrale dell'istanza.
- 47.9 L'Autorità valuta l'istanza di norma entro sei mesi dalla presentazione dell'istanza medesima completa dei suoi elementi essenziali, salvo richieste di informazioni con contestuale sospensione dei termini. In tale provvedimento di valutazione, nel caso di accettazione - anche parziale - dell'istanza, l'Autorità quantifica il limite di cui al

secondo comma del presente articolo. Quando applicabile, l’Autorità valuta anche l’eventuale richiesta di estensione dell’elenco di attività.

Tabelle

Tabella 1 – Classificazione dei buchi di tensione in alta tensione secondo la Tabella 8 della norma CEI EN 50160

Tensione residua (%)	10 - 200 (ms)	200 - 500 (ms)	0,5 - 1 (s)	1 - 5 (s)	5 - 60 (s)
$80 \leq u < 90$	A1	A2	A3	A4	A5
$70 \leq u < 80$	B1	B2	B3	B4	B5
$40 \leq u < 70$	C1	C2	C3	C4	C5
$5 \leq u < 40$	D1	D2	D3	D4	D5
$u < 5$	X1	X2	X3	X4	X5

Tabella 2 – Funzione di limitazione dell'indicatore *ENSR*

Energia non fornita [MWh]	ENSR [MWh] relativo alle sole cause che contribuiscono al computo del sotto indicatore ENSR-RTN
250	250
1.000	500 ⁽¹⁾
2.250	625 ⁽²⁾
> 2.250	625

⁽¹⁾ Per valori di ENS compresi tra 250 e 1.000 MWh, si adotta la seguente interpolazione:

$$\text{ENSR [MWh]} = 1/3 * \text{ENS [MWh]} + 500/3$$

⁽²⁾ Per valori di ENS compresi tra 1.000 e 2.250 MWh, si adotta la seguente interpolazione:

$$\text{ENSR [MWh]} = 0,1 * \text{ENS [MWh]} + 400$$

Tabella 3 - Indisponibilità degli elementi costituenti la RTN

Codice o progressivo di indisponibilità	AOT	Insieme omogeneo di elementi di rete	Identificativo elemento indisponibile	Indisponibilità programmata	Durata programmata	Istante di inizio	Istante di fine	Causa	Conseguenza	Stima dei volumi di energia non transitata [MWh]
codice Terna	codice Terna	codice (*)	codice Terna	si/no	hh/mm	mm/gg hh/mm	mm/gg hh/mm	codice (**)	codice (***)	

(*) Sono i codici "Insieme omogeneo di elementi di rete", quali, a titolo esemplificativo: linee aeree con tensione pari a 380 kV, ecc.

(**) Sono i codici "Causa dell'indisponibilità", quali, a titolo esemplificativo: MPR, MPA, RID, GUA, ecc.

(***) Sono i codici "Conseguenza dell'indisponibilità", quali, a titolo esemplificativo: DUR, RPP, UMR, ecc.

Tabella 4 - Indisponibilità temporanea delle connessioni magliate

Codice univoco utente	Codice o progressivo di indisponibilità	Indisponibilità programmata	Durata	Causa
codice Terna	codice Terna	si/no	hh/mm	codice (*)

(*) Sono i codici "Causa dell'indisponibilità", quali, a titolo esemplificativo: MPR, MPA, RID, GUA, ecc.

Tabella 5 - Consistenza degli elementi costituenti la RTN

Insieme omogeneo di elementi di rete	AOT	Numero totale elementi di rete in RTN
codice (*)	codice Terna	N°

(*) Sono i codici "Insieme omogeneo di elementi di rete", quali, a titolo esemplificativo: linee aeree con tensione pari a 380 kV, ecc.

Tabella 6 - Indicatori di indisponibilità degli elementi costituenti la RTN

Indicatore	AOT	Insieme omogeneo di elementi di rete	Causa	Valore
	codice Terna	codice (*)	Codice (**)	

(*) Sono i codici "Insieme omogeneo di elementi di rete", quali, a titolo esemplificativo: linee aeree con tensione pari a 380 kV, ecc.

(**) Sono i codici "Causa dell'indisponibilità", quali, a titolo esemplificativo: MPR, MPA, RID, GUA, ecc.

Tabella 7 - Rendite di congestione 2016 e 2017 per confine/sezione e per direzione

Sezione	Rendita 2016 (milioni di euro/anno)	Rendita 2017 (milioni di euro/anno)
Italia - Nazioni a nord (import)	145,85 (Austria 16,01) (Francia 86,61) (Svizzera 43,23)	159,39 (Austria 17,54) (Francia 83,36) (Svizzera 58,49)
Italia - Nazioni a est	Non applicabile	Non applicabile
Nord - Centro Nord	40,55	9,84
Centro Nord - Nord	17,51	8,47
Centro Nord - Centro Sud	1,88	1,31
Centro Sud - Centro Nord	24,18	50,83
Centro Sud - Sud	Non applicabile	Non applicabile
Sud - Centro Sud	32,80	55,91
Centro Sud - Sicilia	0,00	0,00
Sicilia - Centro Sud	0,00	0,00
Sud - Calabria/Rossano	Non applicabile	Non applicabile
Calabria/Rossano - Sud	Non applicabile	Non applicabile
Calabria/Rossano - Sicilia	19,59	89,39
Sicilia - Calabria/Rossano	Non applicabile	Non applicabile
Centro Nord - Sardegna	0,10	0,26
Sardegna - Centro Nord	2,72	5,14
Sardegna - Centro Sud	Non applicabile	Non applicabile
Centro Sud - Sardegna	Non applicabile	Non applicabile
Sardegna - Sicilia	0,00	0,00
Sicilia - Sardegna	0,00	0,00

Tabella 8 - Coefficienti di valorizzazione del beneficio B1

Sezione	Coefficiente B1 nel caso di raggiungimento dell'intera capacità obiettivo (milioni di euro/anno)
Italia - Nazioni a nord	60,67
Italia - Nazioni a est	Non applicabile (capacità obiettivo già raggiunta)
Nord - Centro Nord	6,75
Centro Sud - Centro Nord	11,00
Sud - Centro Sud	20,78
Centro Sud - Sicilia	21,00
Sud - Calabria/Rossano	Non applicabile (capacità obiettivo non applicabile)
Calabria/Rossano - Sicilia	7,72
Centro Nord - Sardegna	48,56
Sardegna - Centro Sud	Non applicabile (capacità obiettivo non applicabile)
Sardegna - Sicilia	0,00

Tabella 9 – Costo unitario di riferimento per l’incentivazione alla promozione dell’efficienza dei costi di investimento

Confine o sezione e, quando rilevante, sottosezione	Costo unitario di riferimento per “promozione efficienza” (MEuro/MW)
Confine Italia - Nazioni a nord, in importazione: <ul style="list-style-type: none"> • sottosezione Francia - Italia • sottosezione Svizzera - Italia • sottosezione Austria - Italia 	 0,65 0,55 0,54
Confine Italia - Nazioni a est, in importazione <ul style="list-style-type: none"> • sottosezione Slovenia - Italia • sottosezione Montenegro - Italia 	 0,53 0,96
Sezione zona Centro Nord - zona Nord e vv.	0,39
Sezione zona Centro Sud - zona Centro Nord	0,98
Sezione zona Sud - zona Centro Sud	0,44
Sezione zona Centro Nord - zona Sardegna e vv.	1,69
Sezione zona Sardegna - zona Centro Sud e vv.	1,26

Tabella 10 – Capacità di trasporto di partenza e capacità di trasporto obiettivo per il meccanismo incentivante 2025-2027 di cui all’Articolo 43, riferite alla situazione “winter peak”

Confine/Sezione e verso	Capacità di trasporto di partenza [MW]	Capacità di trasporto di obiettivo [MW]
Nazioni a Nord (Francia, Svizzera e Austria) - Italia	9.682	12.282
Slovenia - Italia	753	1.003
Nazioni a Est (Montenegro e Grecia) - Italia	1.100	2.050
Italia - Nazioni a Est (Montenegro e Grecia)	1.100	2.050
Centro Nord - Nord	3.100	6.600
Nord - Centro Nord	4.300	7.400
Centro Sud - Centro Nord	2.800	5.400
Centro Nord - Centro Sud	2.900	5.500
Sud - Centro Sud	5.200	7.250
Centro Sud - Sud	2.400	non applicabile (flussi scarsamente significativi)
Nord - Centro Sud	0	1.050
Centro Sud - Nord	0	1.050
Nord - Sud	0	2.100
Sud - Nord	0	2.100
Sardegna - Centro Sud	900	1.050
Centro Sud - Sardegna	720	870
Sardegna - Sicilia	0	1.000
Sicilia - Sardegna	0	1.000
Sicilia - Centro Sud	0	1.100
Centro Sud - Sicilia	0	1.100
Sicilia - Calabria	1.300	2.750
Calabria - Sicilia	1.550	3.000
Calabria - Sud	2.350	3.400
Sud - Calabria	1.100	2.150

Tabella 11 – Coefficienti di valorizzazione del beneficio B1 per il meccanismo incentivante 2025-2027 di cui all’Articolo 43

Confine o sezione	Coefficiente B1 per GW di capacità aggiuntiva entro la capacità obiettivo [M€/GW]
Nazioni a Nord (Francia, Svizzera e Austria) - Italia	38,08 (a)
Slovenia - Italia	Nulla (b)
Nazioni a Est (Montenegro e Grecia) - Italia	53,04 (c)
Centro Nord - Nord	97,79 (d)
Centro Sud - Centro Nord	78,42 (e)
Sud - Centro Sud	63,78
Nord - Centro Sud	160,53 (f)
Nord - Sud	140,36 (g)
Sardegna - Centro Sud	51,00
Sardegna - Sicilia	45,61
Sicilia - Centro Sud	85,73
Sicilia - Calabria	1,11
Calabria - Sud	25,89 (h)

Note:

(a) media benefici di tre interventi lato Svizzera e Austria (167-P, 204-P, 252-P) per l’assenza di interventi lato Francia;

(b) imposto nullo perché la media dei benefici B1 per l’opera rimozione limitazioni Italia – Slovenia 200-I ha valore negativo;

(c) corrispondente al beneficio dell’intervento 554-P HVDC Grecia-Italia per l’esclusione dell’unico intervento lato Montenegro ex comma 42.8;

(d) sulla base dell’intervento 436-P “HVDC Centro Nord Centro Sud” che determina un incremento di capacità anche su altra sezione;

(e) media benefici degli interventi 356-N Central Link e 436-P “HVDC Centro Nord Centro Sud” che determina un incremento di capacità anche su altra sezione;

(f) sulla base dell’intervento 355-P “HVDC Milano-Montalto” che determina un incremento di capacità anche su altra sezione;

(g) sulla base dell’intervento 447-P “Dorsale Adriatica: HVDC Forlì-Foggia” che determina un incremento di capacità anche su altre sezioni;

(h) sulla base dell’intervento 506-P “Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Benevento” che determina un incremento di capacità anche su altra sezione.