

DELIBERAZIONE 29 LUGLIO 2025

366/2025/R/EEL

DETERMINAZIONE DI PARAMETRI E OBIETTIVI PER IL MECCANISMO DI INCENTIVAZIONE DELL'OUTPUT DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA, RELATIVO ALLA REALIZZAZIONE DI CAPACITÀ DI TRASPORTO INTERZONALE, PER IL PERIODO 2025-2027

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1350^a riunione del 29 luglio 2025

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche ed integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 31 gennaio 2013, 40/2013/R/EEL;
- la deliberazione dell'Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2017, 579/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 579/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 8 marzo 2018, 129/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 129/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2018, 698/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 698/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2019, 567/2019/R/EEL e il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: Regolazione *output-based* della trasmissione 2020-2023);
- la deliberazione dell'Autorità 26 ottobre 2021, 446/2021/R/EEL (di seguito: deliberazione 446/2021/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 25 gennaio 2022, 23/2022/R/EEL (di seguito: deliberazione 23/2022/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 27 febbraio 2024, 55/2024/R/EEL e il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: ROTE);

- il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all'articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 e i relativi Allegati, come verificati positivamente dall'Autorità;
- i documenti di Terna S.p.A. (di seguito: Terna), pubblicamente disponibili sul sito internet della società:
 - piano di sviluppo 2023 e relativi allegati di avanzamento;
 - schema di piano di sviluppo 2025 e relativi allegati di avanzamento;
 - versione aggiornata a dicembre 2024 del documento “*NTC values in import direction on the Italian borders - year 2025*”;
 - “Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato”, revisione 32, del 16 dicembre 2024;
 - rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, quarta edizione di marzo 2025 (di seguito anche: rapporto capacità obiettivo);
 - rapporto di qualità e altri *output* del servizio di trasmissione relativo all'anno 2024, del 16 luglio 2025;
- i documenti dello European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), pubblicamente disponibili sul sito internet di ENTSO-E:
 - “*Opportunities for a more efficient European power system by 2050 - Infrastructure Gaps Report*”, versione del 9 aprile 2025 (di seguito: il rapporto ENTSO-E Infrastructure Gaps);
 - “*TYNDP 2024 - Identification of the System Needs Study Methodology*”, versione del 9 aprile 2025.
- la comunicazione di Terna del 13 maggio 2024, prot. Autorità 30096, relativa all'edizione 2024 del rapporto annuale sulla configurazione zonale ai sensi dell'articolo 15 dell'Allegato A alla deliberazione 9 giugno 2006, 111/06.

CONSIDERATO CHE:

- con la deliberazione 129/2018/R/EEL, l'Autorità ha definito un meccanismo di incentivazione sperimentale a realizzazione di capacità aggiuntiva di trasporto interzonale fino a valori di capacità obiettivo, applicabile per il quinquennio 2019-2023, poi confluito nella Regolazione *output-based* della trasmissione 2020-2023;
- con la deliberazione 698/2018/R/EEL, l'Autorità ha determinato parametri e obiettivi per il meccanismo 2019-2023 di incentivazione sperimentale alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale;
- con la deliberazione 446/2021/R/EEL, l'Autorità ha aggiornato, per il periodo 2019-2023, i parametri e gli obiettivi per il meccanismo di incentivazione sperimentale alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale, tenendo conto della revisione della configurazione zonale vigente dal 1° gennaio 2021;
- nelle premesse della deliberazione 23/2022/R/EEL, di prima attuazione del meccanismo di incentivazione sperimentale, l'Autorità ha specificato che la capacità di trasporto realizzata deve essere costante nel corso del periodo dell'anno in esame e persistente nel corso degli anni;

- con l'articolo 42 della ROTE, l'Autorità ha esteso all'anno 2024 il meccanismo di incentivazione a realizzazione di capacità aggiuntiva di trasporto interzonale fino a valori di capacità obiettivo;
- con l'articolo 43 della ROTE l'Autorità ha esteso il meccanismo di incentivazione per il periodo 2025-2027 e ne ha definito le seguenti principali caratteristiche:
 - l'applicabilità del meccanismo a incrementi di capacità di trasporto su sezioni tra zone della rete rilevante o tra il sistema elettrico italiano e i sistemi elettrici confinanti, fatte salve le circostanze di esclusione definite all'articolo 42, comma 8 della ROTE;
 - la premialità fino al raggiungimento del valore di capacità di trasporto obiettivo;
 - in caso di incremento di capacità di trasporto che non raggiunga il valore di capacità di trasporto obiettivo, un premio proporzionale al rapporto tra la capacità di trasporto aggiuntiva realizzata e la differenza tra la capacità di trasporto obiettivo e la capacità di trasporto di partenza;
 - l'utilizzo della capacità di trasporto *winter peak* (picco invernale) ai fini del meccanismo incentivante;
 - la determinazione del premio massimo sulla base delle rendite di congestione storiche e sulla base del beneficio B1 incremento del *socio-economic welfare* calcolato nel piano di sviluppo 2023, con un trattamento specifico dei casi in cui la capacità di trasporto si riferisca a una sezione non già esistente (quindi senza rendite di congestione storiche);
 - un tetto alla premialità pari a 90 milioni di euro complessivi nel triennio 2025-2027;
- con il citato articolo 43 della ROTE, l'Autorità ha inoltre previsto di individuare, con successivo provvedimento, i parametri del meccanismo di incentivazione per il periodo 2025-2027, relativamente a: confini, sezioni, capacità di trasporto di partenza, capacità di trasporto obiettivo, il periodo di riferimento per le congestioni storiche e i coefficienti di valorizzazione relativo al beneficio B1.

CONSIDERATO, RIGUARDO ALLA CONFIGURAZIONE ZONALE E ALLE CAPACITÀ DI TRASPORTO DI PARTENZA, CHE:

- l'ultimo aggiornamento della configurazione zonale, avente efficacia dal 1° gennaio 2021, è stato definito dall'Autorità con le deliberazioni 12 luglio 2018, 386/2018/R/EEL e 19 marzo 2019, 103/2019/R/EEL che hanno previsto, in particolare, lo spostamento dell'Umbria dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud e l'introduzione della zona Calabria con soppressione del polo di produzione limitata di Rossano;
- non sono previste modifiche a breve termine della suddetta configurazione zonale, poiché nel documento per la consultazione 8 maggio 2024, 170/2024/R/EEL e nella deliberazione 30 luglio 2024, 326/2024/R/EEL, l'Autorità ha indicato la possibilità di revisione della configurazione zonale con decorrenza 2030;

- il documento “*NTC values in import direction on the Italian borders - year 2025*” individua le capacità di importazione disponibili alle frontiere Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Montenegro e Grecia;
- la capacità di importazione complessiva alle sei frontiere suddette in situazione *winter peak* (ore 7-23 dei mesi di gennaio-aprile e ottobre-dicembre, esclusi i giorni festivi) è risultata pari a 11.535 MW all’inizio del 2025;
- tale capacità è superiore di 2600 MW alle capacità di importazione complessiva definita dalle deliberazioni 698/2018/R/EEL e 446/2021/R/EEL come capacità di trasporto di partenza al 1° gennaio 2019, per effetto di cinque interventi realizzati nel periodo 2019-2024;
- nella definizione delle capacità di trasporto di partenza è da considerare che gli incrementi di capacità con effetto a decorrere dal 1° gennaio 2025 (o successivamente) sono oggetto della premialità fissata dall’articolo 43 della ROTE per il periodo 2025-2027; conseguentemente:
 - l’incrementato di 60 MW del limite di capacità di trasporto in import alla frontiera Italia – Austria a seguito dell’entrata in esercizio della linea “Prati di Vizze – Steinach” (opera O-NPR1-15 ai sensi della deliberazione 579/2017/R/EEL) avvenuta nel 2023, risultante dall’edizione 2025 del Rapporto di qualità e altri output, non rileva ai fini della fissazione della capacità di partenza in quanto tale incremento è indicato da marzo 2025;
 - per le sezioni interzonali interne all’Italia, sono da considerare i valori dei limiti di transito validi dal 1° gennaio 2025 come risultanti dal documento “Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato”, revisione 32.

CONSIDERATO, RIGUARDO ALLA PREDISPOSIZIONE DEL RAPPORTO DELLE CAPACITÀ DI TRASPORTO OBIETTIVO, CHE:

- con la deliberazione 55/2024/R/EEL, l’Autorità ha richiesto a Terna la predisposizione della quarta edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, accogliendo l’osservazione emersa dalla consultazione di non effettuare - per questa nuova edizione - consultazione sugli aspetti metodologici del rapporto;
- con la medesima deliberazione, l’Autorità ha previsto che il rapporto di identificazione delle capacità obiettivo debba contenere una chiara esplicitazione delle scelte adottate da Terna relativamente alle categorie, 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 ritenuto economicamente efficiente;
 - c. indicazione del costo di riferimento adottato;

- Terna ha organizzato un seminario funzionale a discutere i risultati dell'attività svolta il 14 febbraio 2025 e ha pubblicato la quarta edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo a marzo 2025.

CONSIDERATO, RIGUARDO AD ASPETTI METODOLOGICI DEL RAPPORTO CAPACITÀ OBIETTIVO, CHE:

- il rapporto capacità obiettivo:
 - a. indica che le analisi sono state eseguite a partire dalla configurazione zonale vigente, coerentemente con le analisi del Piano di Sviluppo 2025;
 - b. individua, a partire da una rete detta di minimo sviluppo, che comprende la rete attuale e sette interventi già in corso di realizzazione, una capacità di trasporto ottimale alle varie frontiere e sezioni, sulla base di un processo iterativo con la verifica di utilità beneficio-costi di incrementi standardizzati di capacità di trasporto (PINT da 500 MW e successivamente PINT dimezzati da 250 MW);
- il rapporto capacità obiettivo analizza inizialmente una soluzione vincolata in termini di capacità effettivamente realizzabile sulle frontiere estere al 2030 per complessivi 1600 MW e, successivamente, sempre per l'anno 2030, una "*sensitivity frontiere*" in cui è stato imposto, invece, un limite di capacità realizzabile alle frontiere tenendo conto dei progetti già pianificati fino all'anno orizzonte 2040, dei progetti *merchant line* autorizzati in Italia, dei progetti allo studio e di ulteriori 500 MW di capacità di scambio su ciascuna frontiera (questa nuova ipotesi comporta un *cap* complessivo pari a circa 10400 MW);
- tale seconda valutazione, condotta nel caso "*sensitivity frontiere*" e applicata allo scenario di policy PNIEC 2030, è ritenuta la più significativa per identificare le capacità di trasporto obiettivo, in quanto il caso iniziale, con capacità ridotte alle frontiere, non rispecchia adeguatamente la marcata profittabilità di potenziali espansioni alla frontiera Nord, in particolare con Francia e Austria;
- il rapporto capacità obiettivo, relativamente ai confini con i Paesi esteri, analizza le capacità di trasporto ai confini con Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Montenegro, Grecia e Tunisia, mentre non analizza l'opportunità di capacità di trasporto addizionali con Croazia, Albania, Malta, Libia, Algeria, Spagna.

CONSIDERATO, RIGUARDO AI RISULTATI DEL RAPPORTO CAPACITÀ OBIETTIVO ALLE FRONTIERE ESTERE, CHE:

- il rapporto capacità obiettivo individua (con riferimento al caso "*sensitivity frontiere*" e allo scenario PNIEC Policy 2030) la necessità di realizzare capacità di trasporto addizionale alle frontiere oggetto di analisi per oltre 4000 MW, a cui si potrebbero aggiungere ulteriori capacità al confine Italia - Francia;
- il rapporto ENTSO-E Infrastructure Gaps identifica una capacità di trasporto addizionale alle frontiere tra Italia ed estero compresa in un intervallo tra 4500 e 9500 MW; questo risultato tende a confermare quanto calcolato da Terna e, quantomeno, indica che i risultati del rapporto capacità obiettivo non sono sottostimati (e quindi

non sono potenzialmente carenti nel perseguire gli obiettivi di sviluppo del sistema di trasmissione);

- a differenza del rapporto capacità obiettivo di Terna, il rapporto ENTSO-E identifica anche una capacità di trasporto obiettivo tra Italia e Spagna, di valore compreso tra 1001 e 2000 MW; questo risultato non risulta però robusto, in quanto fortemente influenzato dalle caratteristiche dell'investimento candidato a tale frontiera (capacità 2000 MW, costo di investimento di circa 3080 milioni di euro, secondo quanto indicato nell'Appendice 1 al documento ENTSO-E *Identification of the System Needs Study Methodology*), che non risulta compatibile con le soluzioni tecnologiche HVDC a disposizione e con i più recenti livelli di costo di investimento delle soluzioni HVDC;
- nella deliberazione 698/2018/R/EEL e nella deliberazione 446/2021/R/EEL, l'Autorità ha adottato una tecnica di aggregazione di frontiere estere, al fine di favorire la realizzazione di un unico sviluppo (potenzialmente di capacità maggiore e di costo unitario inferiore) su un'unica frontiera quando la realizzazione di capacità di trasporto su due diverse frontiere ha un impatto sostanzialmente equivalente; in particolare, nelle citate deliberazioni, l'Autorità ha aggregato i seguenti confini:
 - a. nazioni a Nord (Francia, Svizzera, Austria);
 - b. nazioni a Est (dalla Slovenia alla Grecia);
- sulla base delle informazioni di dettaglio disponibili nelle sezioni 5.1.1., 5.1.2 e 6.4.2. e negli allegati, il rapporto capacità obiettivo individua le seguenti capacità di trasporto obiettivo a ciascuna frontiera:
 - a. Francia 500 MW, per effetto del limite di capacità imposto nel caso "*sensitivity frontiere*";
 - b. Svizzera 250 MW;
 - c. Austria 1900 MW, corrispondente a una capacità di 100 MW nella rete di minimo sviluppo, di 1750 MW confermata nella iterazione 13 con PINT dimezzati, come da Tabella 14 del rapporto, e a ulteriori 50 MW potenzialmente associati al valore del rapporto benefici costi nell'ultima iterazione 14 con PINT dimezzati, che tuttavia non sono puntualmente documentati e non risultano coerenti con il beneficio / costo 0,2 indicato per tale interazione 14;
 - d. Slovenia 0 MW;
 - e. Montenegro 550 MW;
 - f. Grecia 400 MW;
 - g. Tunisia 600 MW, indicando anche un valore alternativo di 500 MW in caso di incremento del costo dell'investimento;
- si evidenzia quindi un differente comportamento atteso alla frontiera con la Slovenia, rispetto ai risultati ottenuti alle frontiere con Montenegro e Grecia; si riscontrano inoltre differenze nei costi marginali attesi all'interno dell'Italia (al 2030, sulla base dei costi marginali medi zonali del TYNDP 2024 disponibili sul sito degli ENTSO, circa 78 Euro/MWh per la zona Nord, a cui è connessa la Slovenia, rispetto ai circa 70 Euro/MWh attesi per le zone Centro - Sud e Sud, a cui sono connessi Montenegro e Grecia);

- relativamente ai risultati per la frontiera Italia - Slovenia è inoltre da tenere presente che l'ipotesi di costo unitario di riferimento è sovrastimata perché, come indicato nella tabella in Allegato 4, è stato considerato l'HVDC Italia - Slovenia (che non è più pianificato nello schema di piano di sviluppo 2025) con costo unitario di riferimento di 0,544 MEuro/MW, mentre, sulla base dell'opera "Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV" dell'intervento 200-I dello schema di piano di sviluppo 2025, il costo unitario di riferimento avrebbe dovuto essere 0,275 MEuro/MW per 400 MW;
- sulla base dell'iterazione 9 con PINT dimezzati, per cui lato Slovenia il rapporto beneficio / costo vale 0,7 (con conseguente esito negativo di quell'iterazione), si ricava che l'utilizzo del corretto ed inferiore costo di riferimento avrebbe comportato il risultato favorevole in quell'iterazione e quindi sarebbero stati identificati 250 MW di incremento di capacità obiettivo alla frontiera slovena;
- la capacità obiettivo non deve essere definita relativamente:
 - al potenziale confine (marino) tra Italia e Tunisia, per l'unico intervento potenzialmente oggetto di incentivazione, in quanto l'applicabilità dell'articolo 43 della ROTE è esclusa dalla deliberazione 21 maggio 2020, 176/2020/R/EEL, come anche richiamato dalla ROTE medesima;
 - al potenziale confine (marino) tra Italia e Corsica, nonché alla potenziale sezione interna tra Sardegna e Centro Nord, per l'unico intervento potenzialmente oggetto di incentivazione, l'applicabilità dell'articolo 43 della ROTE è esclusa dalla deliberazione 17 ottobre 2024, 416/2024/R/EEL;
- per quanto riguarda il confine con Malta, dove verrà realizzato il secondo collegamento di interconnessione in corrente alternata 220 kV, il rapporto capacità obiettivo indica che il confine Italia-Malta non rientra nel *set* delle sezioni/confini oggetto d'analisi e che, essendo Malta un'isola minore non magliata, la connessione radiale (antenna o doppia antenna) alla Sicilia non incide significativamente sul profilo di carico della Sicilia e sul fabbisogno equivalente siciliano;
- per questo motivo e tenendo inoltre conto che il soggetto che promuove la realizzazione della prossima seconda interconnessione con Malta non è il gestore del sistema di trasmissione italiano, non è necessario prevedere la definizione di un confine e di una capacità obiettivo con Malta.

CONSIDERATO, RIGUARDO AI RISULTATI DEL RAPPORTO CAPACITÀ OBIETTIVO ALLE SEZIONI INTERNE, CHE:

- relativamente alle sezioni di rete interne, il rapporto capacità obiettivo analizza un set di sezioni più ampio rispetto a quelle attualmente esistenti, tenendo conto della pianificazione di nuovi interventi di sviluppo interzonali, in particolare ci sono queste nuove sezioni:
 - Nord - Centro Sud (in relazione a dorsale HVDC Milano - Montalto);
 - Nord - Sud (in relazione alla seconda dorsale HVDC adriatica Foggia - Forlì);
 - Sardegna - Sicilia (in relazione al ramo occidentale del Tyrrhenian Link);
 - Sicilia - Centro Sud (in relazione al ramo orientale del Tyrrhenian Link);

- il rapporto capacità obiettivo indica che la capacità obiettivo addizionale 2030 sulle sezioni interne è di circa 16 GW, i cui effetti principali sono determinati dalle seguenti -sezioni:
 - Nord - Centro Nord 3100 o 3500 MW (a seconda dei versi, di cui 1000 o 1400 MW nella rete di minimo sviluppo, 2000 MW per effetto dei PINT e un residuo di 100 MW associato all'ultima iterazione, n. 8, con PINT dimezzato da 250 MW e $B/C = 0,5$);
 - Centro Nord - Centro Sud 2600 MW (di cui 1400 MW nella rete di minimo sviluppo, 1000 MW per effetto dei PINT e un residuo di 200 MW associato all'ultima iterazione, n. 8, con PINT dimezzato da 250 MW e $B/C = 0,8$);
 - Centro Sud - Sud 2050 MW (di cui 2000 MW per effetto dei PINT e un residuo di 50 MW associato all'ultima iterazione, n. 8, con PINT dimezzato da 250 MW e $B/C = 0,3$);
 - Nord - Sud 2100 MW (di cui 2000 MW per effetto dei PINT e un residuo di 100 MW associato all'ultima iterazione, n. 8, con PINT dimezzato da 250 MW e $B/C = 0,5$);
- ai fini del meccanismo incentivante, non rileva la sezione Centro Nord - Sardegna, in corrispondenza della quale l'unico intervento di sviluppo SA.CO.I. 3 è espressamente escluso dal meccanismo incentivante.

CONSIDERATO, RIGUARDO ALLA VALORIZZAZIONE DELLE PREMIALITÀ, CHE:

- le rendite di congestione alle frontiere estere sono pubblicate annualmente dall'Autorità, negli anni più recenti con le deliberazioni 9 aprile 2024, 137/2024/R/EEL e 25 marzo 2025, 120/2025/R/EEL; il totale biennale delle rendite alle frontiere estere è pari a 2.497,69 milioni di euro (1.185,38 milioni di euro per l'anno 2023 e 1.312,31 milioni di euro per l'anno 2024);
- le rendite di congestione alle frontiere estere sono riportate nella seguente tabella:

Frontiera	Rendita 2023 [M€/anno]	Rendita 2024 [M€/anno]
Francia	673,57	735,28
Svizzera	270,55	316,31
Austria	37,18	66,36
Slovenia	92,28	74,76
Montenegro	47,98	40,04
Grecia	63,82	79,56

- le rendite di congestione alle sezioni interne per l'anno 2023 sono riportate nella seguente tabella:

Sezione interna (e verso)	Rendita 2023 [M€/anno]
Centro Nord - Nord	1,07
Nord - Centro Nord	21,78
Centro Sud - Centro Nord	52,44
Centro Nord - Centro Sud	3,30
Sud - Centro Sud	47,78
Centro Sud - Sud	0,00
Sardegna - Centro Sud	12,39
Centro Sud - Sardegna	0,00
Sicilia - Calabria	0,47
Calabria - Sicilia	8,25
Calabria - Sud	5,81
Sud - Calabria	0,49

- non risultano disponibili rendite di congestione per le seguenti sezioni, attualmente non presenti nella rete italiana:
 - a. Nord - Centro Sud;
 - b. Nord - Sud;
 - c. Sardegna - Sicilia;
 - d. Sicilia - Centro Sud;
- pertanto, per tali sezioni trova applicazione la disposizione dell'articolo 43, comma 4 della ROTE che prevede la premialità interamente associata alla categoria di beneficio B1 e pari a due annualità di beneficio atteso;
- nella precedente edizione del meccanismo incentivante, che si basava sul medesimo approccio, seppur con differente ripartizione tra le due voci di premialità, con la deliberazione 129/2018/R/EEL, l'Autorità ha previsto che le rendite di congestione storiche facessero riferimento al biennio 2016-2017, immediatamente precedente la decisione stessa;
- con la deliberazione 627/2016/R/EEL, l'Autorità ha disciplinato i requisiti minimi per la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e previsto che Terna predisponga un Allegato al Codice di rete in materia di analisi costi-benefici;
- l'Allegato A alla medesima deliberazione definisce all'articolo 12 le categorie di beneficio, fra cui in particolare il beneficio B1 *socio-economic welfare* (SEW), rilevante alla fine della valorizzazione dei premi;
- i valori di B1 da utilizzare per la premialità sono definiti sulla base degli interventi del Piano di Sviluppo 2023 e, come già effettuato nella deliberazione 446/2021/R/EEL, sono calcolati come media dei benefici B1 in ciascuno degli scenari analizzati nel piano;
- la suddetta disposizione non risulta applicabile all'opera di rimozione limitazioni Italia – Slovenia, codice 200-I, all'intervento HVDC Italia - Grecia, codice 554-P, e all'intervento HVDC Foggia - Forlì, codice 447-P, che non erano presenti nel piano

di sviluppo 2023 nella loro attuale configurazione; di conseguenza, per tali interventi sono stati utilizzati i benefici calcolati nello schema di piano di sviluppo 2025;

- per gli altri confini, ad eccezione della frontiera con la Francia, e per le altre sezioni, è sempre disponibile un intervento di sviluppo con analisi dei benefici effettuata nel piano di sviluppo 2023, in alcuni casi con impatto di incremento di capacità su più sezioni.

RITENUTO CHE:

- sia necessario, ai sensi dell'articolo 43 comma 7, della Regolazione *output-based* della trasmissione, individuare i seguenti parametri:
 - a. i confini;
 - b. le sezioni;
 - c. la capacità di trasporto di partenza per ogni confine o sezione;
 - d. la capacità di trasporto obiettivo per ogni confine o sezione;
 - e. il periodo di riferimento per le rendite di congestione storiche, ai fini della valorizzazione della premialità;
 - f. la valorizzazione del beneficio B1, ai fini della premialità, su ciascun confine e su ciascuna sezione.
- sia opportuno ridurre di 50 MW il valore di capacità di trasporto obiettivo al confine Italia - Nazioni a Nord (Francia, Svizzera, Austria) rispetto a quanto presentato da Terna nel rapporto di identificazione della capacità di trasporto obiettivo per la mancanza di evidenze su una componente della capacità obiettivo relativa al confine con l'Austria;
- sia opportuno definire un nuovo confine "Italia - Slovenia" e un nuovo confine "Nazioni a Sud Est" perché la preesistente aggregazione "Nazioni a Est, dalla Slovenia alla Grecia" non risulta più composta da frontiere con caratteristiche di equivalenza, viste le nuove e differenti analisi relative alla Slovenia;
- sia necessario definire il valore di capacità di trasporto obiettivo al confine Italia - Slovenia diversamente da quanto calcolato da Terna a causa delle ipotesi sul costo di riferimento utilizzate nel rapporto di identificazione della capacità di trasporto obiettivo, facendo invece riferimento a un'iterazione di PINT dimezzato (ossia, 250 MW) con esito positivo;
- sia opportuno, in analogia con quanto previsto nel precedente meccanismo incentivante 2019-2023, definire il periodo di congestioni storiche in corrispondenza degli ultimi due anni interamente disponibili, quindi il 2023 e il 2024, anche al fine di considerare informazioni il più possibile recenti che, soprattutto alle interconnessioni a Nord, meglio incorporano gli effetti dei recenti incrementi di capacità di trasporto realizzati nel corso del 2022 e del 2023;
- sia infine necessario effettuare le modifiche alla ROTE per tener conto di quanto disposto dal presente provvedimento.

DELIBERA

1. di individuare, ai fini del meccanismo incentivante la realizzazione di capacità di trasporto per il periodo 2025-2027 di cui all'Articolo 43 della Regolazione *output-based* della trasmissione, i seguenti confini:
 - a. Italia - Nazioni a Nord (Francia, Svizzera e Austria);
 - b. Italia - Slovenia;
 - c. Italia - Nazioni a Est (Montenegro e Grecia);
2. di individuare, ai fini del suddetto meccanismo incentivante, le seguenti sezioni:
 - a. Centro Nord - Nord;
 - b. Centro Sud - Centro Nord;
 - c. Sud - Centro Sud (monodirezionale);
 - d. Nord - Centro Sud;
 - e. Nord - Sud;
 - f. Sardegna - Centro Sud;
 - g. Sardegna - Sicilia;
 - h. Sicilia - Centro Sud;
 - i. Sicilia - Calabria;
 - j. Calabria - Sud;
3. di determinare, ai fini del suddetto meccanismo incentivante, gli anni 2023 e 2024 come periodo di riferimento per le rendite di congestione storiche;
4. di richiedere a Terna di comunicare all'Autorità le rendite di congestione per l'anno 2024 per ciascuna sezione di cui al precedente punto 2., entro il 30 settembre 2025;
5. di modificare l'Allegato A alla Regolazione *output-based* della trasmissione come di seguito:
 - a. all'articolo 42, comma 12, le parole "premio relativo a realizzazione di capacità di trasporto per investimenti messi in esercizio nel corso dell'anno t" sono sostituite dalle seguenti parole "premio relativo a realizzazione di capacità di trasporto nel corso dell'anno t";
 - b. all'articolo 43, comma 2, lettera a), le parole "in un periodo da definire con successivo provvedimento" sono sostituite dalle seguenti parole "nel periodo 2023-2024";
 - c. all'articolo 43, comma 3, lettera a), le parole "in un periodo da definire con successivo provvedimento" sono sostituite dalle seguenti parole "nel periodo 2023-2024";
 - d. all'articolo 43, il comma 7 è sostituito dal seguente comma "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";
 - e. all'articolo 43, dopo il comma 7 è aggiunto il seguente comma "43.8 Il beneficio annuale B1 per ciascun confine e per ciascuna sezione è riportato nella Tabella 11 del presente provvedimento.";

- f. sono inserite, dopo la Tabella 9, le Tabelle 10 e 11 di cui all'Allegato A al presente provvedimento, di cui costituisce parte integrante e sostanziale;
- 6. di pubblicare il presente provvedimento, l'Allegato A e la ROTE, come modificata dal presente provvedimento, sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

29 luglio 2025

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini