

**DELIBERAZIONE 17 DICEMBRE 2024**  
**553/2024/R/EEL**

**APPROVAZIONE DELLA RICHIESTA DI DEROGA AL RISPETTO DEL LIVELLO MINIMO DI CAPACITÀ DA RENDERE DISPONIBILE PER GLI SCAMBI TRA ZONE DI MERCATO, PRESENTATA DALLA SOCIETÀ TERNA S.P.A., CON RIFERIMENTO ALLA REGIONE ITALY NORTH, PER L'ANNO 2025**

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

Nella 1321<sup>a</sup> riunione del 17 dicembre 2024

**VISTI:**

- la Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2009, come emendata dalla Direttiva 2024/1711/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024;
- il regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/942), che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER), come emendato dal Regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 (di seguito: Regolamento 1747/2024);
- il Regolamento (UE) 943/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 943/2019), come emendato dal Regolamento 1747/2024;
- il Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015 (di seguito: Regolamento CACM), come emendato dal Regolamento di esecuzione (EU) 2021/280 della Commissione del 22 febbraio 2021 (di seguito: Regolamento 2021/280);
- il Regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione del 2 agosto 2017 (di seguito: Regolamento SO GL), come emendato dal Regolamento 2021/280;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- 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) 11 giugno 2019, 238/2019/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2020, 323/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 323/2020/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2020, 551/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 551/2020/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 21 dicembre 2021, 606/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 606/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 21 dicembre 2021, 607/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 607/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 18 gennaio 2022, 14/2022/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2022, 706/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 706/2022/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 7 novembre 2023, 503/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 503/2023/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 12 dicembre 2023, 585/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 585/2023/R/eel);
- la decisione ACER 04-2021 del 7 maggio 2021, recante la definizione aggiornata delle Regioni per il Calcolo della Capacità - *Capacity Calculation Regions* (di seguito: CCR) con la quale è in particolare identificata la regione *Italy North* (di seguito: CCR *Italy North*) cui appartengono i confini tra Italia Zona Nord e Francia, Italia Zona Nord e Austria e Italia Zona Nord e Slovenia;
- il documento “*Derogations from 70% target*” predisposto a giugno 2020 congiuntamente da tutte le autorità di regolazione dell’Unione Europea (di seguito: nota requisiti deroghe);
- il documento “*Methodology for a common D-2 capacity calculation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management within Italy North CCR*” del 24 luglio 2020, allegato alla deliberazione 323/2020/R/eel (di seguito: CCM *Italy North*);
- il documento “*Inter - TSO agreement on the consideration of Swissgrid as a Technical Counterparty in the Italy North CCR*” sottoscritto dai TSO della CCR *Italy North* e dal TSO svizzero Swissgrid con effetti dal 29 ottobre 2021 (di seguito: *Inter-TSO agreement* per la CCR *Italy North*);
- i due documenti “*Request for derogation on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade for Italy North CCR for year 2025*” predisposti della Società Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna) a novembre 2024;
- la comunicazione della Commissione Europea ad ACER e ENTSO-E del 16 luglio 2019 (di seguito: comunicazione 16 luglio 2019);
- la comunicazione di Terna del 18 novembre 2024, prot. Autorità 81110 del 19 novembre 2024 (di seguito: comunicazione 18 novembre 2024);
- la comunicazione “*Terna derogation requests for Italy North CCR for 2025*” inviata da Arera a tutte le autorità di regolazione europee l’11 dicembre 2024 (di seguito: comunicazione 11 dicembre 2024).

**CONSIDERATO CHE:**

- ai sensi dell'Articolo 20 del Regolamento CACM, in ciascuna CCR i TSO sono tenuti a sviluppare una metodologia per il calcolo della capacità fra zone (di seguito: CCM) su base giornaliera e infragiornaliera basata su uno dei seguenti approcci:
  - approccio *Coordinated Net Transmission Capacity* (di seguito: approccio CNTC) in cui la capacità viene determinata a partire da uno scenario base incrementando le immissioni a monte della sezione oggetto di calcolo e riducendo le immissioni a valle della stessa sezione;
  - approccio *flow-based* in cui viene determinata la capacità residua su ciascun elemento di rete rispetto allo scenario base: detta capacità viene poi allocata in fase di risoluzione del mercato sulla base della posizione netta in ciascuna zona;
- la capacità fra zone in ciascun periodo rilevante deve essere massimizzata tenendo in considerazione tutte le azioni correttive (sia a titolo gratuito sia a titolo oneroso) che possono essere messe attuate dai TSO;
- ai sensi dell'Articolo 16(8) del Regolamento 2019/943, a partire dall'1 gennaio 2020 ciascun TSO è tenuto a rendere disponibile per gli scambi di energia fra zone di mercato un livello minimo di capacità (di seguito: *70% rule*) pari:
  - per i confini su cui è applicato un approccio cNTC, al 70% della capacità disponibile su ciascuna frontiera, nel rispetto dei vincoli di sicurezza operativa del sistema elettrico e tenendo in conto eventuali *contingency* (sicurezza N-1);
  - per i confini su cui è applicato un approccio *flow based*, al 70% della capacità disponibile su ciascun elemento di rete, nel rispetto dei vincoli di sicurezza operativa del sistema elettrico e tenendo in conto eventuali *contingency* (sicurezza N-1);
- l'incremento del livello di capacità fra le zone di mercato per rispettare la *70% rule* comporta in generale un maggiore utilizzo della rete elettrica con il rischio di violazione di uno o più vincoli di sicurezza operativa; in tale contesto i TSO assicurano l'esercizio in sicurezza del sistema:
  - nel breve termine attivando un volume maggiore di azioni correttive a titolo oneroso (ridispacciamento) e non oneroso;
  - nel medio e lungo termine, valutando, in aggiunta alle azioni di ridispacciamento, sviluppi di natura infrastrutturale o revisioni della configurazione delle zone d'offerta;
- l'Articolo 16(3) del Regolamento 2019/943 prevede che, qualora le azioni correttive a disposizione dei TSO non siano sufficienti a garantire il rispetto della *70% rule*, sia possibile, come misura di ultima istanza, la riduzione della capacità fra le zone anche sotto il livello minimo del 70%;
- l'Articolo 16(9) del Regolamento 2019/943 prevede che, su richiesta da parte dei TSO, le autorità di regolazione nazionali possano concedere delle deroghe dal requisito del livello minimo del 70%, purché motivate da esigenze legate alla sicurezza operativa del sistema elettrico; prima di concedere una deroga ciascuna autorità è tenuta a consultare le autorità di regolazione degli Stati Membri potenzialmente impattati dalla richiesta di deroga; se una autorità di regolazione non

concorda con la concessione della deroga, la competenza in materia è trasferita ad ACER;

- quando è concessa una deroga ai sensi dell'articolo 16(9) del Regolamento 2019/943, i TSO devono impegnarsi a sviluppare e implementare una soluzione di lungo termine che abbia come finalità il superamento delle cause alla base della deroga stessa;
- con la comunicazione 16 luglio 2019, la Commissione Europea ha chiarito che i flussi con i paesi terzi rispetto all'unione possono essere considerati come rilevanti ai fini del rispetto della *70% rule*, previa presenza di uno specifico accordo fra i TSO dei paesi dell'Unione Europea e i TSO dei paesi terzi che preveda di tenere conto nel calcolo della capacità dei vincoli nelle rispettive reti e che assicuri la ripartizione dei costi associati all'attivazione delle azioni correttive; l'accordo dovrebbe essere approvato dalle competenti autorità di regolazione e allegato alla metodologia per il calcolo della capacità sviluppata ai sensi del Regolamento CACM.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- a seguito delle deroghe richieste dai TSO per l'anno 2020, le autorità di regolazione dell'Unione Europea hanno ravvisato la necessità di una armonizzazione nel formato e nel contenuto delle richieste di deroga: per tale motivo è stato predisposto il documento "nota requisiti deroghe" recante, in particolare:
  - il richiamo al fatto che le deroghe possono essere concesse solamente per esigenze di sicurezza operativa del sistema elettrico e che la capacità fra le zone di mercato può essere ridotta solamente per quanto necessario a garantire le sopracitate condizioni;
  - la possibilità di concedere deroghe per *loop flows* eccedenti la soglia del 30% ammessa dal Regolamento 2019/943 (complementare alla *70% rule*), purché tali flussi non siano direttamente controllabili o mitigabili direttamente dal TSO interessato;
  - la possibilità di concedere deroghe in caso di incertezza in merito ai flussi legati a scambi al di fuori dell'area per la quale è svolto il calcolo coordinato della capacità;
  - indicazioni sul contenuto minimo delle richieste di deroghe: elenco dei CNEC cui la richiesta si riferisce, motivazioni alla base della richiesta, criteri per consentire il monitoraggio del MACZT da parte della competente autorità di regolazione, informazioni in merito alla soluzione di lungo termine per il superamento delle cause alla base della richiesta, livello minimo di capacità, che può essere offerto nel rispetto dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico;
- il documento "nota requisiti deroghe" è stato inviato a luglio 2020 dalle autorità di regolazione ai TSO dell'Unione Europea per il tramite di ENTSO-E, unitamente alla raccomandazione di tenerne conto in sede di predisposizione delle eventuali richieste di deroga a partire da quelle relative all'anno 2021.

**CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE, PER LA CCR ITALY NORTH:**

- la capacità fra le zone è determinata sulla base di un approccio cNTC che prevede il calcolo complessivo della capacità disponibile sulle frontiere settentrionali (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia); il valore ottenuto è poi suddiviso fra i vari confini sulla base di coefficienti concordati fra i TSO stessi;
- la CCM *Italy North* recante i correttivi previsti per la *70% rule* è stata approvata dalle autorità di regolazione della CCR in data 24 luglio 2020 (l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 323/2020/R/eel): essa ha trovato applicazione a partire dal 29 ottobre 2021;
- ai fini del calcolo della capacità, il TSO della Svizzera è da sempre considerato una controparte tecnica, sottoposta ai medesimi compiti previsti per gli altri TSO della regione; i rapporti fra i TSO sono da sempre regolati con appositi contratti fra le parti;
- a seguito della comunicazione 16 luglio 2019 della Commissione Europea, i TSO hanno sottoscritto, con effetti dal 29 ottobre 2021, l'*Inter TSO agreement* per la CCR *Italy North*; detto accordo, in particolare, chiarisce che tutti i TSO coinvolti hanno i medesimi diritti e doveri rispetto al calcolo della capacità e prevede la partecipazione del TSO svizzero alla ripartizione dei costi delle azioni correttive;
- il calcolo puntuale giornaliero riguarda esclusivamente la capacità in importazione verso l'Italia, mentre per la capacità di esportazione i TSO si basano su stime a carattere annuale; un calcolo puntuale della capacità in esportazione sui confini su cui l'esportazione risulta più probabile (cosiddetto *export corner*) è stato implementato dal 19 giugno 2024;
- la capacità complessiva sulle frontiere settentrionali può essere ridotta al fine di assicurare già nel mercato del giorno prima il dispacciamento a livello nazionale di un numero sufficiente di risorse per la stabilità e la regolazione di tensione del sistema elettrico italiano in condizioni di carico ridotto ed elevata produzione da fonti rinnovabili non programmabili (di seguito: *additional constraints*);
- le metodologie per l'attivazione coordinata delle azioni correttive predisposte ai sensi dei Regolamenti CACM e SO GL sono state approvate, ma troveranno implementazione solamente negli anni a venire; nel mentre continuerà ad essere applicata la cosiddetta Procedura Pentilaterale adottata su base volontaria dai TSO, i cui costi sono ripartiti fra tutti i TSO secondo quanto riportato nella metodologia approvata da tutte le autorità di regolazione della CCR il 16 dicembre 2021 (l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 606/2021/R/eel).

**CONSIDERATO, INFINE, CHE, SEMPRE PER LA CCR ITALY NORTH:**

- per gli anni 2020, 2021, 2022, 2023 e 2024 Terna ha richiesto una deroga al rispetto della *70% rule* evidenziando in generale che:
  - lato capacità di esportazione, in assenza di un calcolo coordinato non sono disponibili strumenti atti a verificare il rispetto del livello minimo del 70% in quella direzione;

- lato capacità di importazione, in presenza di *allocation constraints* l'incremento della capacità per rispettare la *70% rule* impedirebbe il dispacciamento a livello nazionale di un sufficiente livello di risorse per assicurare la regolazione di tensione e la stabilità della rete elettrica;
- l'Autorità ha approvato le richieste di deroga avanzate da Terna con:
  - la deliberazione 561/2019/R/eel a valere per tutti i periodi rilevanti dell'anno 2020 sia per la capacità di importazione che per la capacità di esportazione;
  - la deliberazione 551/2020/R/eel a valere lato capacità di esportazione per tutti i periodi rilevanti dell'anno 2021 e lato capacità di importazione per tutti i periodi rilevanti dell'anno 2021 fino all'avvenuta implementazione degli strumenti di monitoraggio della *70% rule* e successivamente per tutti i periodi rilevanti caratterizzati da *allocation constraints*;
  - la deliberazione 607/2021/R/eel a valere lato capacità di esportazione per tutti i periodi rilevanti dell'anno 2022 e lato capacità di importazione per tutti i periodi rilevanti dell'anno 2022 caratterizzati da *allocation constraints*;
  - la deliberazione 706/2022/R/eel a valere lato capacità di esportazione per tutti i periodi rilevanti dell'anno 2023 fino all'avvenuta implementazione dell'*export corner* (allora prevista nel corso del 2023) e lato capacità di importazione per tutti i periodi rilevanti dell'anno 2023 caratterizzati da *allocation constraints*;
  - la deliberazione 585/2023/R/eel a valere lato capacità di esportazione per tutti i periodi rilevanti dell'anno 2024 fino all'avvenuta implementazione dell'*export corner* (che è stato effettivamente implementato il 19 giugno 2024), e successivamente per tutti i periodi rilevanti per i quali non sarà attivato l'*export corner* non essendo probabile un flusso in uscita dall'Italia, e lato capacità di importazione per tutti i periodi rilevanti dell'anno 2023 caratterizzati da *allocation constraints*;
- con la comunicazione 18 novembre 2024 Terna ha rinnovato la richiesta di deroga per l'anno 2025: in analogia con quanto richiesto per il 2024 e tenendo conto dell'avvenuta implementazione dell'*export corner*, lato capacità di importazione la deroga riguarda tutti i periodi rilevanti caratterizzati da *allocation constraints*, mentre lato capacità di esportazione la deroga riguarda tutti i periodi rilevanti per i quali non sarà attivato l'*export corner* non essendo probabile un flusso in uscita dall'Italia;
- la deroga è accompagnata dall'impegno a rendere disponibili all'Autorità tutte le informazioni per un monitoraggio puntuale del livello minimo di capacità, comprensivo di una stima dei costi sostenuti per il rispetto della *70% rule*, determinata in coerenza con la metodologia di ripartizione dei costi delle azioni correttive di cui alla deliberazione 606/2021/R/eel;
- per quanto riguarda le soluzioni di lungo termine per il superamento della deroga, Terna conferma di essere parte attiva per la capacità di importazione nell'implementazione delle metodologie di attivazione coordinata delle azioni correttive di cui ai Regolamenti SO GL e CACM; il passaggio ad un calcolo di tipo *flow based* è invece imprescindibile per assicurare il rispetto della *70% rule* in tutti i periodi rilevanti lato esportazione;



- l’Autorità ha consultato le altre autorità di regolazione europea in merito alla richiesta di deroga presentata da Terna; il processo si è concluso con la comunicazione 11 dicembre 2024 con la quale l’Autorità ha reso noto che nessun parere contrario è stato formulato in materia.

**RITENUTO CHE:**

- le esigenze di stabilità e regolazione di tensione alla base dei suddetti *allocation constraints* rientrano fra le esigenze di sicurezza operativa del sistema elettrico: in assenza di una deroga, infatti, il sistema potrebbe non essere in grado di dispacciare un numero sufficiente di risorse per garantire la regolazione di tensione o la stabilità della rete, con conseguente rischio di violazioni dei limiti operativi;
- la richiesta di deroga all’applicazione della *70% rule* presentata da Terna per l’anno 2025 per la CCR *Italy North* contenga tutti gli elementi minimi previsti nel documento “nota requisiti deroghe”; in particolare sia implicito il rispetto di un livello minimo di capacità del 70%:
  - per la capacità di importazione nella maggioranza dei periodi rilevanti (segnatamente tutti quelli non caratterizzati da *allocation constraints*); nei rimanenti periodi non sia invece possibile per Terna impegnarsi su un livello minimo perchè le esigenze di stabilità e regolazione di tensione alla base dei suddetti *allocation constraints* (e conseguentemente la massima capacità in importazione ammissibile dal sistema elettrico nazionale) dipendono dall’effettiva entità del carico e della produzione rinnovabile presenti nel sistema elettrico italiano e, come tali, piuttosto variabili nell’arco dell’anno;
  - per la capacità di esportazione nei soli periodi rilevanti in cui sia attivato l’*export corner*; negli altri periodi rilevanti non sia invece possibile per Terna impegnarsi su alcun livello minimo a causa dell’assenza di un processo di calcolo coordinato con gli altri TSO che verrà attuato solamente con il passaggio ad un calcolo di tipo *flow based*;
- anche tenuto conto dell’assenza di pareri contrari da parte delle autorità di regolazione europee, nulla osti, pertanto, alla concessione a Terna della deroga all’applicazione della *70% rule* per l’anno 2025 per la CCR *Italy North*, come richiesta dalla medesima Terna con la richiamata comunicazione 18 novembre 2024

**DELIBERA**

1. di approvare la richiesta di deroga al rispetto della *70% rule* per l’anno 2025 per la CCR *Italy North*, presentata da Terna con la comunicazione 18 novembre 2024, relativa, lato capacità di importazione, a tutti i periodi rilevanti caratterizzati da *allocation constraints* e, lato capacità di esportazione, a tutti i periodi rilevanti per i quali non sarà attivato l’*export corner*;
2. di trasmettere copia del presente provvedimento a Terna S.p.A., al Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica e ad ACER;

3. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

17 dicembre 2024

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*