

DELIBERAZIONE 4 NOVEMBRE 2025

478/2025/R/EEL

APPROVAZIONE DELLA TERZA VERSIONE DELLE METODOLOGIE PER IL CALCOLO DELLA CAPACITÀ GIORNALIERA E INFRAGIORNALIERA PER LA REGIONE *ITALY NORTH*, AI SENSI DEL REGOLAMENTO (UE) 2015/1222 (REGOLAMENTO CACM)

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

Nella 1360^a riunione del 4 novembre 2025

- Premesso che l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) opera in regime di proroga ai sensi del decreto-legge 3 ottobre 2025, n. 145;
- ritenuto il presente provvedimento atto indifferibile e urgente.

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- il Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione come modificato dal Regolamento di esecuzione (UE) 2021/280 (di seguito: Regolamento CACM);
- il Regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/942);
- il Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/943), come modificato dal Regolamento (UE) 2024/1747;
- il Regolamento di esecuzione (UE) 2021/280 della Commissione del 22 febbraio 2021, che modifica i Regolamenti (UE) 2015/1222, (UE) 2016/1719, (UE) 2017/2195 e (UE) 2017/1485 per allinearli al Regolamento (UE) 2019/943;
- il Regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica i Regolamenti (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e successive modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- la deliberazione dell'Autorità 12 novembre 2019, 463/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 463/2019/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2019, 561/2019/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2020, 323/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 323/2020/R/eel);

- la deliberazione dell'Autorità 21 ottobre 2025, 461/2025/R/eel (di seguito: deliberazione 461/2025/R/eel);
- la decisione ACER 06/2016 del 17 novembre 2016 recante la definizione delle Regioni per il Calcolo della Capacità - *Capacity Calculation Regions* (di seguito: CCR) con cui viene 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;
- la decisione ACER 04/2024 del 19 marzo 2024 (di seguito: decisione ACER 04/2024) recante la modifica della determinazione delle Regioni di Calcolo della Capacità, che ha istituito la Regione *Central Europe* (di seguito: CCR *Central Europe*) costituita dalla fusione tra le regioni esistenti *Core* e *Italy North* attraverso un processo graduale che vede come primo obiettivo la predisposizione di un'unica metodologia per il calcolo della capacità per il mercato del giorno prima;
- il documento "*CCR Italy North Energy Regulators' Regional Forum - Rules of Procedure*" (di seguito: *Rules of Procedure* INERRF) con cui si sono istituiti, su base volontaria, la piattaforma *Italy North Energy Regulators' Regional Forum* (di seguito: INERRF) ove i rappresentanti legali di tutte le Autorità di regolazione appartenenti alla Regione *Italy North*, o i loro delegati, esprimono ufficialmente l'intenzione di adottare, tramite successive decisioni formali, i "termini e condizioni o le metodologie", secondo quanto previsto dall'articolo 9 del Regolamento CACM, e il relativo Segretariato, assegnato in gestione all'Autorità;
- il documento "*Italy North TSOs proposal 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*", di febbraio 2025, inviato all'Autorità dalla Società Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna), con comunicazione del 31 marzo 2025, prot. Autorità 22236 del 31 marzo 2025 (di seguito: comunicazione 31 marzo 2025) recante la metodologia emendata per la determinazione della capacità disponibile per il mercato del giorno prima, (di seguito: nuova proposta D-2 CCM per la CCR *Italy North*);
- il documento "*Italy North TSOs proposal for an intraday common 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*", di febbraio 2025, inviato all'Autorità dalla Società Terna S.p.A. (di seguito: Terna), con comunicazione del 31 marzo 2025, prot. Autorità 22236 del 31 marzo 2025 (di seguito: comunicazione 31 marzo 2025) recante la proposta di metodologia emendata per la determinazione della capacità disponibile per il mercato infragiornaliero (di seguito: nuova proposta ID CCM per la CCR *Italy North*);
- la comunicazione della Società Terna S.p.A. (di seguito: Terna), del 31 marzo 2025, prot. Autorità 22236 del 31 marzo 2025 (di seguito: comunicazione 31 marzo 2025);
- la comunicazione del 22 ottobre 2025, prot. Autorità 72397 del 22 ottobre 2025, inviata dall'Autorità per conto di tutte le Autorità di regolazione appartenenti alla regione *Italy North* per comunicare l'esito della votazione elettronica relativa alla decisione in merito alle proposte di metodologie (di seguito: comunicazione INERRF).

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 20.2 del Regolamento CACM prevede che i gestori di rete di trasmissione (di seguito: TSO) di ciascuna CCR sviluppino una metodologia per il calcolo coordinato della capacità (di seguito: CCM) con riferimento ai confini fra le zone di mercato inclusi nella CCR stessa rilevante per gli orizzonti temporali del giorno prima e infragiornaliero;
- l'articolo 9.7 lettera a) del Regolamento CACM prevede che le proposte di termini e condizioni o le metodologie per il calcolo delle capacità, nonché eventuali modifiche, siano subordinate all'approvazione di tutte le Autorità di regolazione coinvolte nella CCR cui detta proposta si riferisce, previa consultazione delle parti interessate della durata di almeno un mese (articolo 12.1);
- l'articolo 9.10 del Regolamento CACM prevede che le Autorità di regolazione si consultino, collaborino e si coordinino strettamente al fine di raggiungere un accordo circa le decisioni concernenti i termini e le condizioni o le metodologie presentati entro sei mesi dal ricevimento degli stessi o, se del caso, dal ricevimento da parte dell'ultima Autorità di regolazione interessata;
- ai sensi dell'articolo 9.11 del Regolamento CACM, qualora le Autorità di regolazione non siano state in grado di pervenire a un accordo entro i termini di cui al paragrafo 10, entro sei mesi ACER adotta una decisione relativa alle proposte di termini e condizioni o metodologie presentate;
- ai sensi dell'articolo 9.5 del Regolamento CACM, prima di approvare i termini e le condizioni o le metodologie, l'Agenzia o le Autorità di regolazione competenti rivedono, se necessario, le proposte, previa consultazione dei rispettivi TSO o NEMO, al fine di garantire che siano in linea con l'obiettivo del Regolamento CACM e contribuiscano all'integrazione dei mercati, alla non discriminazione, alla concorrenza effettiva e al corretto funzionamento del mercato;
- la procedura che le Autorità di regolazione della CCR *Italy North* hanno adottato per l'approvazione delle proposte ai sensi dell'articolo 9.7 del Regolamento CACM prevede che la decisione di approvazione o di richiesta di emendamento sia presa su base volontaria all'unanimità all'interno della piattaforma INERRF, conformemente alle regole contenute nel documento *Rules of Procedure* INERRF.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- l'articolo 21 del Regolamento CACM definisce i requisiti e i contenuti minimi con cui deve essere redatta la CCM; in particolare ciascuna proposta deve contenere:
 - la descrizione dell'algoritmo matematico utilizzato per il calcolo della capacità, unitamente alle regole per evitare discriminazioni fra flussi di energia interni a ciascuna zona d'offerta e flussi di energia fra diverse zone d'offerta;
 - la descrizione della metodologia utilizzata per la definizione del *Transmission Reliability Margin* da utilizzare per la riduzione della capacità disponibile per tenere conto delle incertezze fra i flussi di energia ipotizzati a preventivo e quelli effettivi a consuntivo, ai sensi dell'articolo 22 del Regolamento stesso;

- la descrizione della metodologia utilizzata per l'identificazione degli elementi di rete rilevanti per il calcolo della capacità accoppiati con la relativa *contingency* (di seguito: *critical network element and contingency* – CNEC) e l'indicazione di eventuali ulteriori vincoli che non possono essere espressi in termini di flussi massimi di energia e/o finalizzati all'incremento del benessere sociale del sistema, ai sensi dell'articolo 23 del Regolamento stesso;
- la descrizione della metodologia per la determinazione dei coefficienti *Generation Shift Keys* da utilizzare per ripartire la modifica della posizione netta in ciascuna zona di mercato fra i vari nodi appartenenti alla stessa, ai sensi dell'articolo 24 del Regolamento stesso;
- la descrizione delle azioni di tipo preventivo e correttivo da tenere in considerazione nel calcolo della capacità, ai sensi dell'articolo 25 del Regolamento stesso;
- il calcolo coordinato della capacità può essere effettuato tramite due distinti approcci:
 - *Coordinated Net Transmission Capacity* (di seguito: 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;
 - *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 dell'effettiva distribuzione delle immissioni e dei prelievi nelle varie zone d'offerta tramite l'uso di coefficienti *Power Transfer Distribution Factor* (PTDF);
- ai sensi dell'articolo 20.1 del Regolamento CACM, il calcolo coordinato della capacità deve essere in forma prioritaria basato su un approccio *flow-based*; con riferimento alla CCR *Italy North* la metodologia di calcolo è stata inizialmente sviluppata secondo un approccio CNTC, ai sensi dell'articolo 20.3 del Regolamento CACM;
- la decisione ACER 04/2024 ha emendato la metodologia di definizione delle CCR di cui all'articolo 15.1 del Regolamento CACM, istituendo, ai soli fini del calcolo della capacità per il mercato del giorno prima, la CCR *Central Europe*, costituita dalla fusione tra le due regioni esistenti *Core* e *Italy North*; tale fusione prevede l'adozione dell'approccio *flow-based* anche per le frontiere afferenti alla CCR *Italy North*, segnando un cambio di paradigma per l'allocatione della capacità sulla frontiera settentrionale italiana all'interno della SDAC;
- 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).

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- i TSO della CCR *Italy North* hanno predisposto una prima versione della CCM basata su un approccio CNTC coerente con gli elementi previsti dall'articolo 21 del Regolamento CACM;
- la CCM per la CCR *Italy North*, nella sua prima versione, è stata approvata dalle Autorità di regolazione della CCR il 25 ottobre 2019 e l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 463/2019/R/eel; in tale sede le Autorità di regolazione hanno altresì ritenuto opportuno raccomandare ai TSO di:
 - rivedere periodicamente la lista degli elementi critici di rete rilevanti per il calcolo della capacità (cd. CNEC);
 - migliorare la trasparenza delle informazioni, mettendo a disposizione sia il modello statico della rete sia dati puntuali sui parametri e gli esiti del calcolo, ivi incluse tutte le indicazioni rilevanti per la verifica del rispetto della *70% rule* di cui all'articolo 16 del Regolamento 2019/943;
- una seconda versione della CCM per la CCR *Italy North* è stata approvata dalle Autorità di regolazione il 24 luglio 2020 e l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 323/2020/R/eel; tale seconda versione, come raccomandato dalle Autorità di regolazione nazionale durante l'approvazione della prima versione, è stata in particolare finalizzata a:
 - incorporare le disposizioni relative ai requisiti della *70% rule* in conformità all'articolo 16 del Regolamento 2019/943;
 - migliorare la trasparenza del processo;
- in accordo con le disposizioni di cui all'articolo 9.7 del Regolamento CACM, a febbraio 2025 i TSO della CCR *Italy North* hanno predisposto una nuova versione della CCM articolata nei documenti nuova proposta D-2 CCM per la CCR *Italy North* e nuova proposta ID CCM per la CCR *Italy North*; dette nuove versioni sono state inviate da Terna all'Autorità con la comunicazione 31 marzo 2025;
- rispetto alle precedenti versioni delle CCM, le modifiche introdotte hanno principalmente riguardato:
 - con riferimento alla D-2 CCM, una nuova formulazione del calcolo degli aggiustamenti necessari per il conseguimento del livello minimo di capacità di cui all'articolo 16.8 del Regolamento (UE) 2019/943, che tiene ora in considerazione separatamente sia le direzioni di import che di export (cd. *export corner calculation*);
 - con riferimento alla D-2 CCM, il superamento della determinazione fissa in valore assoluto del livello minimo di *Total Transfer Capacity* (cd. *lower TTC*), che rappresenta il valore minimo di capacità che viene garantito al mercato anche quando il calcolo restituirebbe un valore molto basso e il cui valore sarà ora determinato adottando una percentuale dell'ultimo valore di capacità calcolato in modo coordinato per le ore *peak* e *off-peak*;

- con riferimento ad entrambe le CCM, la de-prioritizzazione di determinate analisi originariamente previste dalle precedenti versioni delle CCM, in ragione della recente istituzione della CCR *Central Europe*, e della volontà dei TSO di veicolare le risorse in indagini e approfondimenti che saranno utili per la nuova Regione *Central Europe*;
- la data di ricevimento delle nuove proposte D-2 e ID CCM per la CCR *Italy North* da parte dell'ultima Autorità di regolazione interessata è il 5 maggio 2025; di conseguenza, le Autorità di regolazione della CCR sono tenute a adottare una decisione in merito entro il 5 novembre 2025;
- con la deliberazione 461/2025/R/eel, l'Autorità ha approvato la metodologia per il calcolo della capacità *flow-based* nel periodo temporale del mercato del giorno prima nell'ambito della CCR *Central Europe*, ratificando il voto espresso il 17 settembre 2025 dalle Autorità di regolazione nazionali della Regione, che hanno deciso di emendare ed approvare all'unanimità la metodologia, fissando il termine ultimo per l'avvio della sua operatività al 15 gennaio 2028;
- durante il processo di approvazione delle metodologie D-2 e ID CCM per la Regione *Italy North*, le autorità nazionali di regolazione della Regione hanno ritenuto opportuno apportare alcune modifiche marginali alle metodologie presentate dai TSO avvalendosi della facoltà loro concessa dagli articoli 9.5 del Regolamento CACM e 5.6 del Regolamento 2019/942 di rivedere, se necessario, le proposte;
- tali emendamenti minimali hanno la finalità principale di richiamare esplicitamente la decisione ACER 04/2024, che chiarisce perché le Autorità nazionali della CCR *Italy North* abbiano concordato di de-prioritizzare alcuni sviluppi ad alta intensità di risorse delle CCM *Italy North*, al fine di concentrare risorse disponibili ed impegno sul rapido sviluppo delle future CCM della CCR *Central Europe*;
- le proposte di emendamento sono state esaminate attentamente dai TSO della CCR *Italy North* e da ENTSO-E che non hanno sollevato obiezioni e hanno accettato le versioni modificate dei documenti;
- in data 21 ottobre 2025, tramite votazione elettronica, le Autorità di regolazione della CCR *Italy North* hanno deciso all'unanimità di emendare, coerentemente a quanto richiamato nei punti precedenti, ed approvare le nuove proposte di metodologia, così come trasmesse con la comunicazione INERRF;
- la decisione assunta dalle Autorità di regolazione della CCR *Italy North* nell'ambito di INERRF ha conseguentemente escluso il ricorso ad una decisione da parte di ACER, ai sensi dell'articolo 9.11 del Regolamento CACM.

RITENUTO CHE:

- sia opportuno approvare le nuove versioni delle metodologie di calcolo della capacità giornaliera e infragiornaliera, così come emendate dalle Autorità di regolazione nazionale della Regione *Italy North*, conformemente alla decisione unanime assunta in sede INERRF il 21 ottobre 2025;
- il presente provvedimento sia da ritenere indifferibile, al fine di adempiere agli impegni assunti unitamente alle altre Autorità di regolazione della Regione *Italy*

North, e garantire il rispetto delle tempistiche di approvazione stabilite dal Regolamento CACM

DELIBERA

1. di approvare la terza versione delle metodologie per il calcolo della capacità giornaliera e infragiornaliera sviluppate nell'ambito della Regione *Italy North*, allegate al presente provvedimento (*Allegati A e B*);
2. di trasmettere copia del presente provvedimento alla società Terna S.p.A., al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica e ad ACER;
3. di pubblicare il presente provvedimento con i relativi allegati sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

4 novembre 2025

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini