

DELIBERAZIONE 21 OTTOBRE 2025

461/2025/R/EEL

APPROVAZIONE DELLA METODOLOGIA PER IL CALCOLO DELLA CAPACITÀ NEL PERIODO TEMPORALE DEL MERCATO DEL GIORNO PRIMA, SVILUPPATA AI SENSI DEL REGOLAMENTO UE 2015/1222 (REGOLAMENTO CACM) NELL'AMBITO DELLA REGIONE CENTRAL EUROPE

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1358^a riunione del 21 ottobre 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 indifferibile e urgente

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: direttiva 2019/944), come emendata dalla Direttiva (UE) 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 (di seguito: direttiva 2024/1711);
- il regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 che istituisce un'agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER);
- il Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/943), come emendato dal Regolamento (UE) del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 2024/1747;
- il Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015 (di seguito: Regolamento CACM);
- la legge 14 novembre 1995 n. 481 e successive modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79;
- la decisione ACER 4/2024 del 19 marzo 2024 (di seguito: Decisione ACER 4/2024);
- il documento *“Day-Ahead Capacity Calculation Methodology of the Central Europe Capacity Calculation Region, in accordance with article 20ff of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24th July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management”* (di seguito: “proposta di metodologia”) inviato all'Autorità da Terna S.p.A. (di seguito: Terna) in data 23 gennaio 2025 (prot. Autorità 4666 del 24 gennaio 2025);

- la comunicazione inviata dal regolatore austriaco, per conto di tutte le Autorità di regolazione appartenenti alla regione *Central Europe*, per comunicare l'esito della votazione elettronica relativa alla decisione in merito alla proposta di metodologia (di seguito: comunicazione CEERRF) del 2 ottobre 2025 (prot. Autorità 68418 del 6 ottobre 2025).

CONSIDERATO CHE:

- la decisione ACER 4/2024 ha emendato la metodologia di definizione delle regioni di calcolo della capacità (*Capacity Calculation Region – 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 regione *Central Europe* (di seguito: Regione CE), costituita dalla fusione tra le due regioni esistenti *Core* e *Italy North*;
- l'articolo 20(2) del Regolamento CACM prevede che i TSO di ciascuna CCR sviluppino una metodologia per il calcolo coordinato della capacità con riferimento ai confini fra le zone di mercato inclusi nella CCR stessa;
- in linea con le disposizioni del Regolamento CACM, i TSO appartenenti alla regione CE hanno inviato ai regolatori competenti la proposta di metodologia e che l'ultima Autorità di regolazione della regione ha ricevuto tale proposta il 20 marzo 2025;
- l'articolo 9(7) del Regolamento CACM prevede che la proposta di metodologia sia sottoposta all'approvazione di tutte le autorità di regolazione coinvolte nella CCR cui detta proposta si riferisce;
- l'articolo 9(10) del Regolamento CACM prevede che le Autorità di regolazione adottino 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; pertanto, il termine ultimo per finalizzare una decisione in merito alla CCM risulta essere il 20 settembre 2025;
- l'articolo 5(6) del Regolamento 2019/942 prevede che le autorità di regolazione rivedano i termini e le condizioni o le metodologie prima di approvarle, consultando opportunamente i TSO ed ENTSO-E;
- attraverso il documento "*Memorandum of Understanding between all Regulatory Authorities of the Central Europe Capacity Calculation Region*" si è istituita, su base volontaria, la piattaforma *Central Europe Energy Regulators' Regional Forum* (di seguito: CEERRF), ove i rappresentanti legali di tutte le Autorità di regolazione appartenenti alla Regione *Central Europe*, o i loro delegati, esprimono ufficialmente l'intenzione di adottare, tramite successive decisioni formali, i termini e condizioni o le metodologie, secondo quanto previsto dal Regolamento CACM;
- il 17 settembre 2025, tramite votazione elettronica, le Autorità di regolazione della regione hanno deciso all'unanimità di emendare e approvare la proposta di metodologia, così come trasmessa con la comunicazione CEERRF.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- l'Articolo 21 del Regolamento CACM definisce i requisiti e i contenuti minimi con cui deve essere redatta la metodologia di calcolo della capacità. 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 *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;
 - 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 (di seguito: *allocation constraints*) che non possono essere espressi in termini di flussi massimi di energia e/o finalizzati all'incremento del welfare complessivo del sistema, ai sensi dell'Articolo 23 del Regolamento CACM;
 - la descrizione della metodologia per la determinazione dei coefficienti *Generation Shift Keys* (di seguito: GSK) 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 CACM;
 - la descrizione delle azioni di tipo preventivo e correttivo da tenere in considerazione nel calcolo della capacità, ai sensi dell'Articolo 25 del Regolamento CACM;
- il calcolo coordinato della capacità può essere effettuato tramite due distinti approcci:
 - approccio *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;
 - 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 dell'effettiva distribuzione delle immissioni e dei prelievi nelle varie zone d'offerta tramite l'uso dei coefficienti *Power Transfer Distribution Factor* (PTDF);
- ai sensi dell'articolo 20(1) del Regolamento CACM, il calcolo deve essere, in forma prioritaria, basato su un approccio *flow based*. Per quanto riguarda la Regione *Italy North*, la metodologia di calcolo è stata inizialmente sviluppata secondo un approccio CNTC, in base all'articolo 20(3) del Regolamento CACM, nelle more dell'inclusione della Svizzera nel processo di *Single Day Ahead Coupling* (SDAC);
- La fusione delle due regioni *Core* e *Italy North* prevede l'adozione del *flow based* anche per frontiere afferenti a *Italy North*, segnando un cambio di paradigma per l'allocazione della capacità sulla frontiera settentrionale italiana all'interno del

SDAC. Infatti, a partire dalla data di implementazione della metodologia, l'allocazione della capacità sulle frontiere estere della zona Nord (ad eccezione di quella svizzera) non avverrà più in maniera indipendente per ciascuna frontiera, ma in modo congiunto, attraverso un meccanismo di competizione per l'utilizzo del margine disponibile sui CNEC, tenendo conto per quanto possibile dei vincoli tecnici della rete di trasmissione e della reciproca influenza di tutti gli scambi di energia sui flussi negli elementi di rete critici, massimizzando così l'efficienza complessiva nell'uso della rete e il *social welfare* del mercato;

- ai sensi dell'articolo 16(8) del Regolamento 2019/943, per i confini su cui è applicato un approccio *flow based*, ciascun TSO è tenuto a rendere disponibile per gli scambi di energia fra zone di mercato un livello minimo di capacità pari 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);
- coerentemente con i dettami dei regolamenti europei sopramenzionati, i TSO della regione CE hanno sviluppato una metodologia per il calcolo della capacità *flow based*, mutuata dalla metodologia già in vigore nella Regione *Core*;
- il processo di calcolo della proposta di CCM ricalca quello già in vigore nella Regione *Core*: i singoli TSO forniscono gli input, tra cui il modello di rete individuale, la lista dei CNEC, i GSK, gli *allocation constraints*, le *remedial action* disponibili e il processo di calcolo definisce i parametri che identificano il domino delle soluzioni ammissibili per l'allocazione durante il mercato del giorno prima, tra cui i PTDF e i margini di capacità disponibili su ciascun elemento di rete;
- le principali novità introdotte dalla proposta di metodologia della Regione CE rispetto a quella *Core* includono:
 - nuove tipologie di *allocation constraints*, tra cui la possibilità di vincolare il totale in import/export su un insieme di interconnettori o di limitarne la variazione massima tra un periodo rilevante e l'altro (c.d. *ramping constraints*). Quest'ultimo vincolo è stato introdotto per consentire a Terna di esercire la frontiera nord in continuità con le prassi odierne;
 - coinvolgimento del TSO svizzero nel processo di calcolo della capacità in qualità di controparte tecnica, per consentire di tenere in considerazione durante il calcolo gli impatti reciproci tra i sistemi elettrici europei e quello svizzero, in termini di immissioni, prelievi ed elementi limitanti, nonché di ottimizzare le *remedial actions* e di consentire la validazione coordinata delle capacità calcolate. Questo coordinamento consente la definizione di un dominio *flow based* pienamente integrato e che tiene conto, a differenza di quanto avviene oggi, dei vincoli operativi di tutti i sistemi, ivi incluso quello svizzero. Tuttavia, dal momento che il sistema svizzero non è parte del processo di *Single Day Ahead Coupling* (SDAC) europeo, la metodologia prevede l'estrazione di valori di *Net Transfer Capacity* (NTC) per le frontiere tra i paesi europei appartenenti alla Regione CE e la Svizzera, per la sua successiva allocazione in forma esplicita.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- durante il processo di approvazione, i regolatori della Regione CE hanno ritenuto opportuno emendare la proposta di metodologia, per renderla maggiormente ambiziosa rispetto agli obiettivi di integrazione dei mercati elettrici, grazie anche all'esperienza maturata nella Regione *Core*;
- in particolare, si evidenziano le seguenti principali modifiche:
 - sono stati ridotti i termini temporali per lo svolgimento degli studi previsti a valle dell'implementazione della metodologia, prevedendo 18 mesi per la definizione dell'elenco degli elementi di rete interni da considerare come CNEC, 36 mesi per lo studio e la revisione del metodo di calcolo del *Reliability Margin* e 24 mesi per la proposta di armonizzazione del calcolo dei coefficienti GSK;
 - è stato introdotto un impegno specifico a condurre, con cadenza biennale e a partire da 24 mesi dall'implementazione della metodologia, un'analisi sull'efficacia dell'applicazione dei limiti dinamici per la capacità delle linee;
 - sono stati rafforzati gli obblighi di trasparenza in materia di *allocation constraints*, prevedendo la pubblicazione semestrale dei vincoli calcolati e la redazione di un rapporto dedicato ogni sei mesi, in luogo del contributo biennale al report ENTSO-E inizialmente proposto dai TSO;
 - è stato reso più ambizioso il processo di validazione coordinata, eliminando la fase transitoria di 42 mesi e stabilendo che il coordinamento debba essere operativo sin dall'entrata in vigore della metodologia, con riutilizzo degli sviluppi già realizzati nella Regione *Core*;
 - sono state recepite le modifiche tecniche proposte dai TSO in una fase successiva all'invio formale della metodologia, per elaborare in modo più approfondito le modalità di estrazione della capacità NTC per i confini tra la Regione CE e la Svizzera, eliminando tuttavia un vincolo funzionale a garantire, a valle dell'estrazione, un margine minimo del 20% su ogni CNEC dedicato agli scambi interni alla regione CE. È stato invece introdotto un monitoraggio specifico in fase di implementazione per valutare la necessità di detto vincolo e i suoi impatti;
 - sono state introdotte le proposte dei TSO, inviate successivamente all'invio formale, relative all'aggiornamento delle capacità residue dopo il mercato del giorno prima, introducendo il coordinamento con le metodologie di calcolo della capacità per l'orizzonte temporale infragiornaliero delle regioni *Core* e *Italy North*;
 - sono stati potenziati i requisiti di pubblicazione e monitoraggio, estendendoli alle capacità calcolate e alle capacità di lungo termine sui confini con la Svizzera e aggiornando le disposizioni sugli obblighi di monitoraggio degli *allocation constraints* e sulla pubblicazione dell'elenco dei CNEC;
 - è stato aggiornato il termine ultimo per l'implementazione della metodologia, fissando la data ultima per l'avvio della sua operatività entro il 15 gennaio 2028, scadenza ritenuta ambiziosa ma compatibile con i piani di lavoro segnalati dai TSO.

RITENUTO CHE:

- sia opportuno approvare la metodologia di calcolo della capacità, così come modificata e integrata dalle Autorità di regolazione della Regione CE, conformemente alla decisione unanime assunta all'interno della piattaforma CEERRF;
- il presente provvedimento sia da ritenere indifferibile, al fine di adempiere agli impegni assunti unitamente alle altre Autorità di regolazione della Regione CE, e garantire il rispetto delle tempistiche di approvazione stabilite dal Regolamento CACM

DELIBERA

1. di approvare la proposta di metodologia per il calcolo della capacità nel periodo temporale del mercato del giorno prima, sviluppata nell'ambito della regione *Central Europe*, allegata al presente provvedimento (*Allegato A*);
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 con i relativi allegati sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

21 ottobre 2025

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini