

DELIBERAZIONE 4 AGOSTO 2020

323/2020/R/EEL

APPROVAZIONE DELLA SECONDA VERSIONE DELLA METODOLOGIA PER IL CALCOLO DELLA CAPACITÀ PER LA REGIONE (CCR) ITALY NORTH, AI SENSI DEGLI ARTICOLI 20 E 21 DEL REGOLAMENTO (UE) 2015/1222 (CACM)

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

Nella 1122^a riunione del 4 agosto 2020

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- il Regolamento (CE) 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 (di seguito: Regolamento 713/2009), che ha istituito un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER);
- il Regolamento (EU) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/942), che ha abrogato e sostituito il Regolamento 713/2009;
- il Regolamento (CE) 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 (di seguito: Regolamento 714/2009);
- il Regolamento (EU) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/943) che ha abrogato e sostituito il Regolamento 714/2009;
- il Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015 (di seguito: Regolamento CACM);
- il Regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione, del 2 agosto 2017 (di seguito: Regolamento SO GL);
- 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 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: 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 (di seguito: deliberazione 561/2019/R/eel);
- la decisione ACER 06-2016 del 17 novembre 2016 (di seguito: decisione ACER 06-2016) 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 raccomandazione ACER 01-2019 dell'8 agosto 2019 (di seguito: raccomandazione ACER 01-2019);
- la decisione ACER 10-2020 del 6 aprile 2020 (di seguito: decisione ACER 10-2020);
- 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 agosto 2019, allegato alla deliberazione 463/2019/R/eel;
- 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 agosto 2019, allegato alla deliberazione 463/2019/R/eel;
- 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 dicembre 2019 (di seguito: nuova proposta di D-2 CCM per *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 dicembre 2019 (di seguito: nuova proposta di ID CCM per *CCR Italy North*);
- il documento "*Inter - TSOs agreement on the inclusion of Swissgrid in the operational planning processes*" (di seguito: accordo inter-TSO);
- la comunicazione inviata alla Commissione Europea dall'Ufficio Speciale Regolazione Euro-Unitaria dell'Autorità, in qualità di rappresentante di tutte le autorità di regolazione della *CCR Italy North*, del 27 giugno 2017, prot. Autorità 21991 del 27 giugno 2017;
- la comunicazione della Commissione Europea del 26 luglio 2017, prot. Autorità 25288 del 27 luglio 2017;
- la comunicazione della Commissione Europea a ACER e ENTSO-E del 16 luglio 2019 (di seguito: comunicazione 16 luglio 2019);
- la comunicazione della Società Terna S.p.A. (di seguito: Terna), del 20 dicembre 2019, prot. Autorità 35113 del 23 dicembre 2019 (di seguito: comunicazione 20 dicembre 2019);

- la comunicazione di Terna del 24 dicembre 2019, prot. Autorità 155 del 3 gennaio 2020 (di seguito: comunicazione 24 dicembre 2019);
- la comunicazione del chair dell'*All Regulatory Authorities Working Group* alla Commissione Europea del 19 marzo 2020 (di seguito: comunicazione 19 marzo 2020);
- la comunicazione della Commissione Europea al chair dell'*All Regulatory Authorities Working Group* del 21 aprile 2020 (di seguito: comunicazione 21 aprile 2020);
- la comunicazione del referente dei TSO della CCR *Italy North* al Segretariato della CCR *Italy North* dell'11 giugno 2020 (di seguito: comunicazione 11 giugno 2020);
- la comunicazione del *Market Platform Parties* (di seguito MPP) a Terna del 12 giugno 2020 (di seguito: comunicazione 12 giugno 2020);
- la comunicazione del Segretariato della CCR *Italy North* al referente dei TSO per la CCR *Italy North* del 6 luglio 2020 (di seguito: prima comunicazione per *hearing phase*);
- la comunicazione del Segretariato della CCR *Italy North* a ENTSO-E del 9 luglio 2020 (di seguito: seconda comunicazione per *hearing phase*);
- la prima comunicazione del referente dei TSO della CCR *Italy North* al Segretariato della CCR *Italy North* del 16 luglio 2020 (di seguito: comunicazione esito *hearing phase*);
- la seconda comunicazione del referente dei TSO della CCR *Italy North* al Segretariato della CCR *Italy North* del 16 luglio 2020 (di seguito: comunicazione piano di implementazione);
- la comunicazione del 28 luglio 2020, prot. Autorità 24377 del 28 luglio 2020, inviata dall'Autorità per conto di tutte le Autorità di regolazione appartenenti alla regione *Italy North* (di seguito: comunicazione INERRF),

CONSIDERATO CHE:

- 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 rilevante per gli orizzonti temporali giornaliero e infragiornaliero (di seguito: CCM);
- 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;
- per la CCR *Italy North* il Regolamento CACM identifica l'approccio *flow-based* come vincolante: ai sensi dell'articolo 20(3) del Regolamento CACM una proposta in

tal senso è dovuta dai TSO entro 6 mesi dall'avvio della partecipazione della Svizzera al *single day-ahead coupling*; nelle more della suddetta partecipazione, come chiarito dalla Commissione Europea, sia possibile sviluppare una proposta di CCM basata indifferentemente su un approccio CNTC o *flow-based*;

- l'articolo 9(7) lettera a) del Regolamento CACM prevede che la CCM sia sottoposta all'approvazione di tutte le autorità di regolazione coinvolte nella CCR cui detta proposta si riferisce;
- l'articolo 5(3) del Regolamento 2019/942 conferma che le proposte di termini e condizioni e metodologie sottoposte all'approvazione delle autorità di regolazione a livello regionale continuano ad essere valutate dalle medesime autorità di regolazione (la competenza passerebbe invece ad ACER, come previsto dall'articolo 5(2) del medesimo Regolamento, in caso in cui per dette proposte fosse prevista l'approvazione da parte di tutte le autorità di regolazione dell'Unione Europea);
- 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;
- l'articolo 9(11) del Regolamento CACM prevede che, 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, conformemente all'articolo 6(10) del Regolamento 2019/942 (che ha sostituito l'articolo 8(1) del Regolamento 713/2009, ormai abrogato);
- l'articolo 9(12) del Regolamento CACM prevede che, qualora una o più Autorità di regolazione richiedano una modifica per approvare i termini e le condizioni o le metodologie, i TSO interessati siano tenuti a presentare una proposta di modifica dei termini e delle condizioni o delle metodologie interessate entro due mesi dalla richiesta delle Autorità di regolazione; le competenti Autorità di regolazione devono adottare una decisione in merito alle proposte modificate entro due mesi dal ricevimento delle stesse o, se del caso, dal ricevimento da parte dell'ultima Autorità di regolazione interessata; in caso in cui le Autorità di regolazione non siano state in grado di pervenire ad un accordo entro i suddetti termini, il medesimo articolo prevede che entro sei mesi ACER adotta una decisione relativa alle proposte di termini e condizioni o metodologie presentate, conformemente all'articolo 6(10) del Regolamento 2019/942 (che ha sostituito l'articolo 8(1) del Regolamento 713/2009, ormai abrogato);
- l'articolo 9(13) del Regolamento CACM prevede che i TSO o le autorità di regolazione abbiano la possibilità di richiedere emendamenti ai termini e condizioni o metodologie precedentemente approvate; in tale caso le nuove versioni devono essere nuovamente approvate secondo il medesimo processo descritto nei punti precedenti;
- 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 ENTSO-E; a tal proposito con la comunicazione 19 marzo 2020 le

autorità di regolazione europee, riunite nell'*All Regulatory Authorities Working Group* hanno richiesto chiarimenti alla Commissione Europea in merito all'applicabilità di questo articolo ai processi di decisione regionale; la Commissione Europea ha risposto con la comunicazione 21 aprile 2020 chiarendo come le autorità di regolazione nazionale siano i responsabili dell'adozione dei termini e condizioni e metodologie e come sia, pertanto, loro compito provvedere alla revisione delle stesse laddove necessario;

- 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 di INERRF, conformemente alle regole contenute nel documento *Rules of Procedure INERRF*.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, 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* (di seguito: TRM) 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 (di seguito: *allocation constraints*) 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* (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 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;
- ai sensi del combinato disposto fra l'articolo 27(2) e l'articolo 29 del Regolamento CACM, il calcolo coordinato della capacità deve essere condotto da un *Coordinated Capacity Calculator* appositamente designato dai TSO entro 4 mesi dall'approvazione della CCM;

- 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'articolo 16(3) del Regolamento 2019/943 prevede che, qualora le azioni correttive non siano sufficienti a garantire il rispetto della *70% rule*, è possibile, come misura di ultima istanza, prevedere la riduzione della capacità fra zone di mercato;
- con la raccomandazione ACER 01-2019 sono state fornite alcune indicazioni in merito al monitoraggio del rispetto della *70% rule*, con particolare attenzione ai criteri da seguire per valutare il livello di capacità offerto per gli scambi fra le zone di mercato (di seguito: *margin available for cross zonal trade - MACZT*);
- più nel dettaglio, ACER ha suggerito:
 - di calcolare MACZT come somma del margine riferito agli scambi fra zone di mercato interni della CCR (di seguito: *margin from coordinated capacity calculation - MCCC*) e del margine riferito agli scambi fra zone di mercato esterni rispetto alla CCR (di seguito: *margin from non-coordinated capacity calculation - MNCC*);
 - di ipotizzare ai fini del calcolo di MNCC un contributo per ciascun CNEC legato agli scambi previsionali riportati nel modello di rete utilizzato ai fini del calcolo della capacità;
 - di differenziare il calcolo di MCCC in funzione dell'approccio utilizzato per il calcolo della capacità fra zone; in presenza di un approccio *flow based*, per ciascun CNEC MCCC è pari al margine reso disponibile sullo stesso nell'ambito della metodologia di calcolo della capacità, mentre un approccio CNTC, MCCC è pari al flusso attribuito in via convenzionale (tramite l'utilizzo della *sensitivity* del flusso su ciascun CNEC rispetto agli scambi fra le zone di mercato) al CNEC nell'ipotesi in cui la capacità fra zone venga utilizzata interamente;
- ACER ha altresì chiarito come l'ipotesi di calcolo per l'approccio CNTC rifletta correttamente lo stato della rete solamente per i CNEC effettivamente limitanti la capacità fra le zone di mercato (di seguito: CNEC limitanti), mentre sottostimi il valore di MCCC per tutti gli altri elementi di rete; per tale motivo ACER ha suggerito di focalizzare il calcolo sui soli CNEC limitanti, chiedendo ai TSO di ciascuna CCR di predisporre una apposita metodologia che consenta di calcolare correttamente i margini anche sugli elementi di rete non limitanti;
- nelle more dello sviluppo di un approccio *flow based*, i TSO della CCR *Italy North* hanno predisposto una CCM basata su un approccio CNTC coerente con tutti gli elementi previsti dall'articolo 21 del Regolamento CACM; più nel dettaglio la proposta prevede:

- la partecipazione attiva al processo del TSO della Svizzera come controparte tecnica; la frontiera con la Svizzera riveste, infatti, un ruolo fondamentale nel calcolo coordinato della capacità per l'intera regione;
- il calcolo coordinato della capacità su tutte le frontiere settentrionali dell'Italia (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 determinazione della capacità disponibile per il mercato del giorno prima (di seguito: capacità D-2) secondo un processo avviato nel giorno D-2 e la determinazione della capacità disponibile sul mercato infragiornaliero (di seguito: capacità infragiornaliera) in due finestre distinte, una nel pomeriggio del giorno D-1 valida per tutti i periodi rilevanti del giorno successivo e una nel giorno D stesso, limitata ai soli periodi rilevanti dalle 16.00 alle 24.00;
- un valore temporaneo del TRM in linea con i dati storici; nel mentre i TSO si impegnano a condurre entro un anno dall'approvazione della CCM uno studio specifico finalizzato a individuare il valore di rischio ritenuto accettabile;
- il monitoraggio dei soli elementi di rete ritenuti significativi per il calcolo della capacità fra le zone d'offerta: a tal proposito i TSO intendono considerare solo gli elementi di rete con una *sensitivity* rispetto allo scambio di energia superiore al 5% (di seguito: *CNEC selection*), con possibilità di rivedere il valore in sede di implementazione;
- l'utilizzo di specifici vincoli per modellizzare le esigenze di regolazione di tensione e stabilità del sistema elettrico italiano che possono comportare il contenimento delle importazioni dall'estero (di seguito: vincoli aggiuntivi per tensione e stabilità); tali vincoli a regime saranno modellizzati come *allocation constraints* all'interno dell'algoritmo di risoluzione del mercato; nelle more del passaggio ad una tale modellizzazione essi riducono direttamente ex-ante la capacità di trasporto offerta al mercato;
- la messa a disposizione delle informazioni rilevanti alla base dei vincoli aggiuntivi per tensione e stabilità, nonché del valore della capacità che sarebbe stata offerta al mercato in assenza di detti vincoli (di seguito: capacità *unconstrained*);
- uno studio finalizzato a valutare l'efficienza di eventuali misure alternative rispetto ai vincoli aggiuntivi per tensione e stabilità; i risultati dello studio sono attesi entro 18 mesi dall'implementazione della CCM;
- l'utilizzo di coefficienti GSK basati su strategie diverse per ciascun TSO; Terna intende applicare coefficienti che tengano conto dell'ordine di merito economico;
- l'utilizzo di azioni correttive da attivare ex-ante e in tempo reale al fine di risolvere criticità sui CNEC e massimizzare la capacità offerta al mercato;
- la possibilità per i TSO in sede di validazione dei risultati di richiedere riduzioni della capacità per esigenze di sicurezza dell'esercizio;
- l'iniziale limitazione del calcolo alla sola capacità in importazione verso l'Italia; per la capacità in esportazione verrà implementato un meccanismo basato sulla determinazione della capacità nel verso più probabile di scambio su ciascuna frontiera (cosiddetto *export corner*); ciò potrebbe portare a scenari con alcune

- frontiere in esportazione dall'Italia e le altre frontiere in importazione verso l'Italia;
- il monitoraggio, ai soli fini dell'*export corner*, di ulteriori elementi di rete (di seguito: *Monitored Network Element – MNE*) impattati da eventuali azioni correttive che dovessero essere attuate per massimizzare la capacità disponibile in esportazione dall'Italia; tali elementi di rete non sono inclusi nei CNEC in quanto non rilevanti per la capacità in importazione verso l'Italia;
 - uno studio finalizzato a valutare la perdita di benessere sociale connessa alle riduzioni di capacità legate agli MNE rispetto ai costi che dovrebbero essere sostenuti per risolvere eventuali congestioni sugli stessi, qualora non monitorati in sede di calcolo della capacità: i risultati sono attesi entro 12 mesi dall'implementazione dell'*export corner*, unitamente ad una proposta sul mantenimento o meno dei MNE; nel mentre è possibile utilizzare i MNE per un periodo transitorio di 18 mesi (pari ai 12 mesi richiesti per lo studio più i 6 mesi previsti dal Regolamento CACM per le valutazioni delle autorità di regolazione sulla proposta dei TSO) decorrenti dalla data di implementazione dell'*export corner*;
 - l'impegno da parte dei TSO di inserire gli adempimenti connessi all'implementazione della *70% rule* in una seconda versione da inviare entro il 30 novembre 2019 sulla base del processo descritto dall'articolo 9(13) del Regolamento CACM;
 - un piano di lavoro per la predisposizione della proposta di calcolo della capacità con approccio *flow based*, con invio previsto entro la fine del 2021;
- la CCM per la CCR *Italy North* è stata approvata dalle autorità di regolazione della CCR il 25 ottobre 2019 (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 dei 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*; in particolare le autorità di regolazione hanno esplicitamente richiesto la predisposizione di informazioni sui flussi su ciascun CNEC, in previsione della futura implementazione di un calcolo della capacità con approccio *flow based*;
 - per la capacità D-2 il calcolo coordinato in coerenza con la CCM approvata dalle autorità di regolazione è stato implementato subito dopo l'approvazione stessa a partire dalla metodologia CNTC sviluppata su base volontaria dai TSO della regione prima dell'entrata in vigore del Regolamento CACM;
 - per la capacità infragiornaliera il calcolo coordinato è attivo dal 26 novembre 2019 con riferimento alla finestra di calcolo prevista per il giorno D e relativa ai periodi rilevanti dalle 16.00 alle 24.00; la finestra di calcolo del pomeriggio del giorno D-1 relativa a tutti i periodi rilevanti del giorno successivo sarà attivata contestualmente all'avvio del *Single Intraday Coupling* sui confini della CCR secondo il modello previsto dal Regolamento CACM;

- devono ancora essere implementati la *CNEC selection* (inizialmente prevista entro un anno dall'approvazione della metodologia) e l'*export corner* (inizialmente previsto per settembre 2020); per il momento, pertanto, il calcolo coordinato coerente con le disposizioni del Regolamento CACM è limitato alla sola capacità in importazione verso l'Italia, mentre per la capacità in esportazione continuano ad essere utilizzate le prassi adottate su base volontaria prima dell'entrata in vigore del Regolamento stesso;
- in accordo con le disposizioni di cui all'articolo 9(13) del Regolamento CACM e in coerenza con l'impegno assunto nella CCM approvata dalle autorità di regolazione, a dicembre 2019 i TSO della CCR *Italy North* hanno predisposto una nuova versione della CCM articolata nei documenti nuova proposta di D-2 CCM per la CCR *Italy North* e nuova proposta di ID CCM per la CCR *Italy North*; detta versione è stata inviata da Terna all'Autorità con la comunicazione 20 dicembre 2019;
- rispetto alla precedente versione la nuova versione della CCM:
 - prevede una revisione annuale della lista dei CNEC e degli MNE;
 - include le regole con cui i TSO intendono correggere i valori della capacità per rispettare la *70% rule* e verificare la presenza di un livello adeguato di azioni correttive atte a garantire il valore di capacità risultante dalla correzione; dette regole saranno implementate entro la fine dell'anno 2020 e troveranno applicazione per il 2021;
 - prevede uno studio sul legame fra la soglia adottata per la *CNEC selection* e il volume di azioni correttive atto a garantire il rispetto del livello minimo di capacità sui CNEC risultanti; detto studio sarà inviato entro marzo 2021;
 - migliora la trasparenza del processo di calcolo, prevedendo, tuttavia, la pubblicazione solamente di alcune delle informazioni raccomandate dalle autorità di regolazione; in particolare mancano i dati puntuali sui flussi per ciascun CNEC;
 - prevede la valutazione del MACZT su tutti i CNEC e non solo sui CNEC limitanti; per i CNEC limitanti il calcolo è coerente con quanto previsto dalla raccomandazione ACER 01-2019;
 - introduce una verifica fra il livello di capacità D-2 e la capacità allocata nel lungo termine;
 - conferma il piano di implementazione già approvato dalle autorità di regolazione, con:
 - implementazione dell'*export corner* per settembre 2020;
 - invio dello studio sul TRM e implementazione della *CNEC selection* entro il 25 novembre 2020;
 - invio dello studio sulle misure alternative ai vincoli aggiuntivi per tensione e stabilità entro 18 mesi dall'implementazione della CCM;
 - invio dello studio sugli MNE entro 12 mesi dall'implementazione dell'*export corner*;
 - conferma l'invio entro la fine del 2021 della proposta di calcolo della capacità con approccio *flow based*;
- la data di ricevimento della nuova proposta di CCM per la CCR *Italy North* da parte dell'ultima autorità di regolazione interessata è il 24 gennaio 2020; di conseguenza la

autorità di regolazione della CCR erano tenute ad adottare una decisione in merito a questa proposta entro il 24 luglio 2020;

- nell'ambito INERRF si è concordato di approvare la nuova proposta di CCM per la CCR *Italy North* apportando alcune modifiche, come consentito dall'articolo 5(6) del Regolamento 2019/942; a tal proposito con la prima comunicazione per *hearing phase* sono stati consultati i TSO della CCR *Italy North* in quanto TSO direttamente coinvolti nella metodologia, mentre con la seconda comunicazione per *hearing phase* il Segretariato della CCR ha informato del processo anche ENTSO-E in coerenza con quanto esplicitamente previsto dal sopracitato articolo 5(6);
- le principali modifiche poste in consultazione con i TSO della CCR *Italy North* e con ENTSO-E erano finalizzate a:
 - razionalizzare e migliorare la leggibilità della metodologia, inserendo alcune definizioni e togliendo il riferimento alle fasi del processo di implementazione che nel frattempo erano state completate;
 - chiarire che la verifica sulla presenza di un livello adeguato di azioni correttive atte a garantire il rispetto della *70% rule* debba essere svolta dal *Coordinated Capacity Calculator* e non dai TSO, in coerenza con le previsioni dell'articolo 16(3) del Regolamento 2019/943 che assegnano tali compiti al *Regional Coordination Centre*;
 - integrare quanto già previsto dai TSO in merito alla trasparenza del processo, con la pubblicazione delle informazioni sui flussi relativi a ciascun CNEC; per il 2020 i dati saranno pubblicati su base trimestrale in un report dedicato (eventualmente ripartendo i dati su più piattaforme), mentre a partire dal 2021 si preveda una pubblicazione giornaliera su un'unica piattaforma; il modello statico della rete sia pubblicato entro un mese dall'approvazione della nuova versione della CCM; nelle more dell'implementazione del calcolo della capacità con approccio *flow based* i TSO siano autorizzati a inserire dei valori *null* con riferimento alle informazioni sui flussi specificatamente legate a tale approccio;
 - chiarire come la pubblicazione della capacità *unconstrained* debba essere effettuata congiuntamente a tutte le altre informazioni;
 - richiedere ai TSO maggiori informazioni sulla formula di calcolo utilizzata per la determinazione del MACZT sui CNEC non limitanti;
 - introdurre un report dedicato alla verifica della consistenza fra le azioni correttive considerate ai fini del calcolo della capacità e le azioni correttive effettivamente disponibili per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico;
 - definire in modo puntuale le tempistiche di implementazione della CCM, con indicazione di date certe coerenti con il piano inserito nella versione approvata il 25 ottobre 2019 e confermato dai TSO nella nuova versione finalizzata a dicembre 2019;
- sono pervenute repliche solamente dai TSO della CCR *Italy North* che, con la comunicazione esito *hearing phase*, hanno evidenziato l'opportunità di:
 - consentire ai TSO in sede di validazione dei risultati di richiedere riduzioni della capacità in caso in cui le azioni correttive ipotizzate nel calcolo non siano più disponibili alla luce delle nuove informazioni raccolte nel frattempo;

- posticipare la pubblicazione del modello statico della rete di 6 mesi;
- procedere alla pubblicazione delle informazioni su MACZT e *sensitivity* solamente a valle dell'implementazione della *CNEC selection* e delle regole per il rispetto della *70% rule*;
- i suggerimenti di cui al punto precedente sono stati recepiti da INERRF, fatta eccezione per la pubblicazione del modello statico della rete, fissata da INERRF entro il 31 dicembre 2020, invece che entro i 6 mesi richiesti dai TSO;
- nell'ambito del processo di consultazione i TSO hanno altresì segnalato l'esigenza di rivedere il piano di implementazione della CCM per tenere conto sia dei ritardi legati all'emergenza sanitaria sia di alcune problematiche sorte con il fornitore incaricato di sviluppare le soluzioni inerenti allo studio sul TRM e all'*export corner*; segnatamente con la comunicazione piano di implementazione è stato evidenziato come:
 - la *CNEC selection* sarà implementata entro gennaio 2021 con due mesi di ritardo rispetto a quanto originariamente previsto;
 - le regole per il rispetto della *70% rule* saranno implementate entro il primo trimestre 2021, con tre mesi di ritardo rispetto a quanto originariamente previsto;
 - lo studio sul TRM e l'*export corner* saranno posticipati fino alla fine del 2021, con oltre un anno di ritardo rispetto a quanto originariamente previsto;
- INERRF ha accolto il posticipo per l'implementazione della *CNEC selection* e delle regole per il rispetto della *70% rule*, in quanto giustificabile alla luce dell'emergenza sanitaria, ma ha ritenuto opportuno anticipare a giugno 2021 l'implementazione dell'*export corner* e l'invio dello studio sul TRM;
- il 24 luglio 2020 tramite votazione elettronica, INERRF all'unanimità ha approvato la nuova versione della CCM per la CCR *Italy North*, come risultante dalle modifiche di cui ai punti precedenti; in tale sede in tale si è altresì ritenuto opportuno raccomandare ai TSO di condividere con le autorità di regolazione entro il 2 novembre 2020 le ipotesi che saranno utilizzate per lo studio sulle misure alternative ai vincoli aggiuntivi per tensione e stabilità il cui invio è confermato entro giugno 2021;
- l'esito della decisione INERRF è stato comunicato ai TSO interessati, ad ACER e alla Commissione Europea con la comunicazione INERRF, inviata dall'Autorità per conto di tutte le autorità di regolazione della CCR *Italy North*;
- la decisione assunta nell'ambito di INERRF ha conseguentemente escluso il ricorso in materia ad una decisione da parte di ACER, ai sensi dell'articolo 9(12) del Regolamento CACM.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- 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 rispetto della *70% rule*, purché motivate da esigenze legate alla sicurezza operativa del sistema elettrico;
- 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 e i TSO dei paesi terzi che disciplini le modalità di calcolo della capacità e di ripartizione dei costi associati all'attivazione delle azioni correttive; tale accordo deve essere incluso nella CCM e approvato dalle competenti autorità di regolazione nazionale degli stati membri interessati;

- con la deliberazione 561/2019/R/eel l'Autorità ha concesso a Terna una deroga dal rispetto della *70% rule* per l'anno 2020 per i confini fra zone di mercato inclusi nella CCR *Italy North* nelle more dello sviluppo da parte dei TSO della CCR di strumenti coordinati per la correzione della capacità e per l'accertamento della disponibilità di un adeguato livello di azioni correttive finalizzato al rispetto del requisito minimo del 70% e in attesa della predisposizione di un apposito accordo con il TSO della Svizzera in coerenza con quanto riportato dalla comunicazione 16 luglio 2019 della Commissione Europea; in tale sede l'Autorità ha altresì raccomandato a Terna di predisporre, congiuntamente con gli altri TSO della CCR, una metodologia per la determinazione dei MACZT su tutti i CNEC, superando i problemi di sottostima che caratterizzano il calcolo suggerito della raccomandazione ACER 01-2019;
- i TSO della CCR *Italy North* e il TSO della Svizzera hanno predisposto il documento accordo inter-TSO finalizzato a chiarire i rapporti intercorrenti tra di loro ai fini dell'esercizio coordinato del sistema elettrico della regione; una prima versione del documento è stata inviata ad integrazione della nuova versione della CCM per la CCR *Italy North* (l'Autorità la ha ricevuta da Terna con la comunicazione 24 dicembre 2019) mentre una seconda versione è stata resa disponibile dal referente dei TSO della regione con la comunicazione 11 giugno 2020;
- durante i mesi primaverili si sono verificate numerose limitazioni alla capacità di trasporto sui confini fra le zone di mercato inclusi nella CCR *Italy North*, legati in prevalenza all'attivazione dei vincoli addizionali per tensione e stabilità;
- con la comunicazione 12 giugno 2020 MPP ha richiesto a Terna chiarimenti in merito a queste riduzioni evidenziando potenziali discriminazioni fra lo scambio fra Italia zona Nord e Italia zona Centro Nord e lo scambio sui confini con Francia, Svizzera, Austria e Slovenia;
- in sede di approvazione della nuova versione della CCM, INERRF ha ritenuto opportuno:
 - posticipare le valutazioni in merito al documento accordo inter-TSO al fine di poterne discutere nel dettaglio i contenuti con i TSO;
 - invitare i TSO a rispondere in forma scritta alle richieste avanzate da MPP con la comunicazione 12 giugno 2020;
 - invitare i TSO a costituire un *Consultative Forum* aperto a tutti gli operatori di mercato; i dettagli organizzativi siano condivisi con le autorità di regolazione entro il 30 settembre 2020 e il primo incontro del *Forum* sia organizzato entro la fine del corrente anno;
- in data 24 luglio 2020 INERRF ha altresì approvato la metodologia per il coordinamento delle attività per la sicurezza del sistema (di seguito: metodologia ROSC) per la CCR *Italy North*, predisposta ai sensi dell'articolo 76 del Regolamento SO GL; in coerenza con l'articolo 77 del Regolamento SO GL della metodologia

include altresì la designazione delle società Coreso e TSCnet come *Regional Security Coordinator* (di seguito: RSC) per la regione;

- il Regolamento 2019/943 ha introdotto la figura del *Regional Coordination Centre* (di seguito: RCC) destinato ad assumere tutti i compiti elencati all'articolo 37 del Regolamento stesso, fra i quali figurano i compiti delegati agli RSC ai sensi del Regolamento SO GL e il calcolo coordinato della capacità assegnato al *Coordinated Capacity Calculator* ai sensi del Regolamento CACM;
- gli RCC dovranno essere operativi al più tardi dall'1 luglio 2022: il loro ambito di competenza coincide con le *System Operation Regions* (di seguito: SOR) definite da con la decisione ACER 10-2020 in ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 36 del Regolamento 2019/943;
- la CCR *Italy North* è stata inserita nella SOR *Central Europe* unitamente alla CCR CORE;
- in ottemperanza all'articolo 35 del Regolamento 2019/943 i TSO della SOR *Central Europe* hanno manifestato l'intenzione di assegnare il ruolo di RCC alle società Coreso e TSCnet che svolgeranno, in particolare, il calcolo della capacità a rotazione.

RITENUTO CHE:

- in caso di revisione diretta di termini e condizioni e metodologie di carattere regionale, quali quelle riferite alla CCR *Italy North*, i requisiti per la consultazione preventiva di ENTSO-E previsti dal Regolamento 2019/942 debbano essere intesi come consultazione preventiva almeno dei TSO coinvolti nella regione stessa;
- il processo svoltosi a livello INERRF, nel coinvolgere sia ENTSO-E sia esplicitamente i TSO della CCR *Italy North* abbia, pertanto, assolto a quanto previsto dal punto precedente;
- la metodologia CCM non debba includere riferimenti a fasi del processo di implementazione già concluse; a tal proposito sia sufficiente il solo riferimento alla data di attivazione del calcolo coordinato; occorra, invece, preservare il dettaglio sui passi successivi;
- la verifica del rispetto della *70% rule* e della presenza di un adeguato livello di azioni correttive debba essere svolta in modo coordinato, secondo quanto già evidenziato nelle premesse della deliberazione 561/2019/R/eel; il *Coordinated Capacity Calculator* sia il soggetto naturalmente preposto a tale compito nelle more dell'istituzione del *Regional Coordination Centre* che assumerà formalmente la responsabilità di questa verifica ai sensi del Regolamento 2019/943;
- la pubblicazione di tutte le informazioni richieste dalle autorità di regolazione in sede di approvazione della prima versione della CCM per la CCR *Italy North* sia imprescindibile per fornire agli operatori di mercato e alle autorità di regolazione maggiore trasparenza in merito al processo di calcolo; in tale ottica sia fondamentale una pubblicazione centralizzata per non disperdere le informazioni in differenti piattaforme, da attuarsi su una piattaforma che consenta una interazione di tipo API (*Application Program Interface*);

- la pubblicazione dei MACZT per tutti i CNEC prevista dai TSO nella nuova versione della CCM per la CCR *Italy North* debba essere accompagnata dai dettagli in merito alla formula di calcolo; le autorità di regolazione hanno infatti necessità di verificare se quanto proposto dai TSO consenta effettivamente di superare le problematiche di sottostima legate al calcolo proposto dalla raccomandazione ACER 01-2019;
- le azioni correttive considerate ai fini del calcolo della capacità debbano essere garantite dai TSO per l'attivazione in tempo reale al fine di garantire la *firmness* della capacità offerta sui mercati; un monitoraggio su questo aspetto sia, quindi, di fondamentale importanza, soprattutto alla luce del maggior livello di azioni correttive necessario per il rispetto della *70% rule*;
- le modifiche apportate a livello INERRF alla nuova versione della CCM per la CCR *Italy North* rispondano efficacemente a quanto riportato nei punti precedenti, migliorando la qualità della proposta rispetto alla versione originariamente inviata da Terna con la comunicazione 20 dicembre 2019.

RITENUTO, ALTRESÌ, CHE:

- in coerenza con quanto previsto a regime per gli RCC e in continuità con le prassi in essere su base volontaria, il ruolo di *Coordinated Capacity Calculator* di cui al Regolamento CACM debba essere svolto dagli RSC competenti per ciascuna CCR;
- la designazione delle società Coreso e TSCnet come RSC competenti per la regione inclusa nella metodologia ROSC per la CCR *Italy North* approvata in sede INERRF il 24 luglio 2020 assolva, pertanto, agli obblighi informativi verso le autorità di regolazione in merito alla designazione del *Coordinated Capacity Calculator*; ciò non esimi, tuttavia, i TSO della CCR *Italy North* a sottoscrivere appositi contratti di servizio con le società Coreso e TSCnet per lo svolgimento del calcolo coordinato della capacità con la regione;
- i TSO della CCR *Italy North* debbano migliorare la cooperazione con le autorità di regolazione in merito all'aggiornamento del piano di implementazione delle metodologie, coinvolgendo, a tal riguardo, gli RSC (e in prospettiva gli RCC) competenti; ritardi di 3-4 mesi legati all'emergenza sanitaria siano giustificabili, ma posticipi di oltre un anno a causa di problemi con il fornitore delle soluzioni informatiche, quali quelli evidenziati per lo studio sul TRM e l'implementazione dell'*export corner*, avrebbero dovuto essere segnalati con anticipo e non resi noti alle autorità di regolazione in via ufficiale solamente al termine della fase di consultazione per le modifiche della CCM organizzata dalle autorità di regolazione della regione ai sensi dell'articolo 5(6) del Regolamento 2019/942;
- in tale ottica la fissazione unilaterale da parte delle autorità di regolazione in ambito INERRF della scadenza al 30 giugno 2021 per lo studio sul TRM e l'implementazione dell'*export corner* debba essere intesa a ottenere dai TSO e dagli RSC (e in prospettiva gli RCC) una maggiore e più efficace collaborazione con le autorità di regolazione nella definizione del piano di implementazione;
- sia pertanto condivisibile la revisione del piano di implementazione della CCM concordato in sede INERRF con l'accoglimento del ritardo minimale per CNEC

selection e regole per il rispetto della *70% rule* e anticipo al 30 giugno 2021 delle scadenze per lo studio del TRM e l'implementazione dell'*export corner*;

- l'accordo inter-TSO con il TSO della Svizzera necessiti di una accurata analisi, anche alla luce dei contenuti dell'accordo analogo che sarà predisposto per la CCR CORE;
- un *Consultative Forum* aperto agli operatori di mercato possa diventare il luogo deputato alla discussione e al confronto fra gli operatori, i TSO, gli RSC (e in prospettiva gli RCC) e le autorità di regolazione sulle difficoltà e le problematiche dell'esercizio della rete elettrica della CCR *Italy North*, evitando, per il futuro, il proliferare di segnalazioni quale quella inviata da MPP con la comunicazione 12 giugno 2020 alla quale si ritiene comunque dare riscontro in forma scritta;
- la finalizzazione di uno strumento coordinato per la valutazione del rispetto della *70% rule* e della presenza di un adeguato livello di azioni correttive solamente a marzo 2021 possa costituire un giustificato motivo per la richiesta di una deroga ai sensi ai sensi dell'articolo 16(9) del Regolamento 2019/943, in continuità con quanto già disposto in merito con la deliberazione 561/2019/R/eel;

RITENUTO, PERTANTO, OPPORTUNO:

- procedere all'approvazione della nuova versione della CCM per la CCR *Italy North* come risultante dalle modifiche approvate a livello INERRF, conformemente al risultato della votazione espressa in sede INERRF il 24 luglio 2020 di cui alla comunicazione INERRF;
- raccomandare Terna di farsi parte diligente, unitamente agli altri TSO della CCR, per la creazione di un *Consultative Forum* nei termini suggeriti da INERRF e prevedendo l'esplicito coinvolgimento degli RSC (e in prospettiva degli RCC) competenti;
- raccomandare Terna di esplorare la possibilità di richiedere ai sensi dell'articolo 16(9) del Regolamento 2019/943 una ulteriore deroga al rispetto della *70% rule* per i confini inclusi nella CCR *Italy North*, quantomeno per il periodo intercorrente fra l'1 gennaio 2021 e la finalizzazione degli strumenti coordinati per il calcolo del MACZT e la verifica dell'adeguato livello di azioni correttive

DELIBERA

1. di approvare la nuova versione della CC; per la CCR *Italy North* nella versione risultante dalle modifiche apportate a livello INERRF e allegata al presente provvedimento (*Allegati A e B*)
2. di richiedere a Terna S.p.A, in qualità di titolare della concessione per il servizio di trasmissione e dispacciamento, di pubblicare, sul proprio sito internet, la nuova versione della CCM per la CCR *Italy North* come approvata in esito al punto 1;
3. di invitare Terna S.p.A a dare seguito alle raccomandazioni evidenziate in premessa, in coerenza con gli analoghi suggerimenti concordati a livello INERRF

e in continuità con quanto già disposto dall’Autorità con la deliberazione 561/2019/eel

4. di trasmettere copia del presente provvedimento a Terna S.p.A, al Ministero dello Sviluppo Economico e a ACER;
5. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

4 agosto 2020

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini