

DELIBERAZIONE 22 DICEMBRE 2020

587/2020/R/EEL

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

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1139^a riunione del 22 dicembre 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;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06 (di seguito: deliberazione 111/06), come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 26 luglio 2018, 411/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 411/2018/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2019, 103/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 103/2019/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 28 gennaio 2020, 20/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 20/2020/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 14 luglio 2020, 271/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 271/2020/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 *Greece – Italy* (di seguito: CCR GRIT) cui appartengono il confine tra Italia Zona SUD e Grecia e i confini fra le zone di mercato interne al territorio nazionale;
- 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 Greece - Italy Energy Regulators’ Regional Forum - Rules of Procedure*” (di seguito: *Rules of Procedure* GIERRF) con cui si è istituita, su base volontaria, la piattaforma *Greece - Italy Energy Regional Regulators’ Forum* (di seguito: GIERRF) ove i rappresentanti legali di tutte le Autorità di regolazione appartenenti alla Regione *Greece - Italy*, 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;
- il documento “*Greece-Italy TSOs proposal of common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market timeframe 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 maggio 2018, allegato alla deliberazione 411/2018/R/eel;
- il documento “*Terna request for derogation on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade for Greece-Italy CCR*” del 13 dicembre 2019 (di seguito: richiesta di deroga GRIT CCR anno 2020)
- il documento “*Greece-Italy TSOs proposal of common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market timeframe 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 luglio 2020;
- 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 della Società Terna S.p.A. (di seguito: Terna), dell’8 luglio 2020, prot. Autorità 21764 dell’8 luglio 2020 (di seguito: comunicazione 8 luglio 2020);
- la comunicazione del Segretariato della CCR GRIT ai TSO della medesima CCR e a ENTSO-E del 24 novembre 2020 (di seguito: comunicazione per *hearing phase*);
- la prima comunicazione del referente dei TSO della CCR GRIT al Segretariato della CCR GRIT del 10 dicembre 2020 (di seguito: comunicazione esito *hearing phase*);

- la comunicazione GIERRF dell'11 dicembre 2020, prot. Autorità 41756 dell'11 dicembre 2020, inviata dall'Autorità per conto di tutte le autorità di regolazione appartenenti alla CCR GRIT (di seguito: comunicazione GIERRF).

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 di mercato;
- l'articolo 20(1) del Regolamento CACM identifica l'approccio *flow-based* come modello preferito; per alcune CCR, quali la CCR GRIT, i TSO possono comunque richiedere l'applicazione di un approccio di tipo CNTC laddove detto approccio sia ritenuto più efficiente;
- 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;
 - la descrizione della metodologia utilizzata per la definizione del *Transmission Reliability Margin* (di seguito: TRM) 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 limiti di portata sui CNEC;
 - 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;
 - la descrizione delle azioni di tipo preventivo e correttivo da tenere in considerazione nel calcolo della capacità;
- 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;

- 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(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 GRIT 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 GIERRF, conformemente alle regole contenute nel documento *Rules of Procedure* GIERRF.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- 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;
- 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 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 determinare il MACZT come somma del margine riferito agli scambi fra zone di mercato interni all'area in cui è coordinato il calcolo della capacità (di seguito: *margin from coordinated capacity calculation -MCCC*) e del margine riferito agli scambi fra zone di mercato esterni rispetto all'area di coordinamento (di seguito: *margin from non-coordinated capacity calculation – MNCC*);
 - di differenziare il calcolo di MCCC fra approccio *flow based* (MCCC equivalente alla capacità residua disponibile su ciascun CNEC) e approccio CNTC (MCCC pari al flusso che si avrebbe su ciascun CNEC qualora la capacità fra le zone di mercato venisse interamente allocata)
 - di ipotizzare per MNCC un contributo per ciascun CNEC legato agli scambi previsionali riportati nel modello di rete utilizzato ai fini del calcolo della capacità;
 - per il solo approccio CNTC, di focalizzare in una prima fase l'attenzione sui soli elementi di rete effettivamente limitanti la capacità fra le zone di mercato (di seguito: CNEC limitanti); la procedura suggerita, infatti, sottostimerebbe il valore di MACZT sugli altri elementi di rete; i TSO sono comunque tenuti a predisporre una apposita metodologia che consenta di calcolare correttamente i margini anche sugli elementi di rete non limitanti.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- la prima versione della CCM per la CCR GRIT (di seguito: GRIT CCM) è stata approvata dalle autorità di regolazione della CCR in ambito GIERRF in data 12 luglio 2018 (l’Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 411/2018/R/eel); essa prevedeva:
 - il calcolo della capacità secondo un approccio CNTC in quanto un approccio *flow-based* non risulterebbe efficiente; data la struttura ad albero delle zone di mercato interne alla CCR GRIT, l’approccio *flow-based*, infatti, porterebbe a risultati analoghi all’approccio CNTC a fronte di significativi costi di transizione;
 - l’utilizzo di coefficienti GSK basati sull’ordine di merito per le zone di mercato interne al territorio nazionale e proporzionali alla capacità disponibile in ciascun nodo per la Grecia;
 - un TRM pari a zero su tutti i confini rientranti nella CCR, oggetto di rivalutazione su base triennale;
 - il monitoraggio di tutti i CNEC che presentano in condizioni di sicurezza N o N-1 un carico superiore al 90% della propria portata e che abbiano un impatto superiore al 5% sui flussi sul confine oggetto di calcolo;
 - l’utilizzo di simulazioni dinamiche come vincolo aggiuntivo per i confini fra le zone di mercato interne al territorio nazionale;
 - l’implementazione della metodologia di calcolo per il primo semestre 2020 per l’orizzonte temporale giornaliero e per il secondo semestre 2020 per l’orizzonte temporale infragiornaliero;
- a seguito dell’entrata in vigore del Regolamento 2019/943, i TSO della CCR GRIT hanno predisposto una seconda versione della GRIT CCM al fine di:
 - incorporare nel calcolo il rispetto della *70% rule*, prevedendo di monitorare in ciascuna iterazione i soli CNEC che presentano un MCCC calcolato con riferimento agli scambi sul confine oggetto di calcolo (di seguito: MCCC sul confine) almeno pari al 70%; in tale modo la capacità è limitata dai soli elementi coerenti con il livello minimo del 70%; a soli fini informativi il calcolo è ripetuto considerando tutti i CNEC e la differenza fra i due valori rappresenta l’incremento di capacità necessario per il rispetto della *70% rule* e che dovrà essere garantito tramite l’attivazione di apposite azioni correttive;
 - suddividere il calcolo della capacità per l’orizzonte temporale infragiornaliero in due fasi, una nella seconda parte del giorno D-1 (di seguito: ID CCC 1) e una durante il giorno D (di seguito: ID CCC 2)
 - prevedere la pubblicazione su base giornaliera dei principali elementi alla base del calcolo;
 - aggiornare il piano di implementazione della metodologia prevedendo l’attivazione del calcolo per l’orizzonte temporale giornaliero per luglio 2021 e del calcolo per l’orizzonte temporale infragiornaliero a agosto 2021 per ID CCC 2 e a gennaio 2023 per ID CCC 1;

- prevedere un periodo di sei mesi di test prima dell'avvio della nuova capacità di calcolo con il coinvolgimento degli operatori di mercato, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 20(8) del Regolamento CACM;
- confermare il TRM pari a zero, eliminando la revisione triennale prevista nella prima versione;
- Terna ha inviato all'Autorità la nuova versione della GRIT CCM con la comunicazione 8 luglio 2020;
- la data di ricevimento della nuova versione della GRIT CCM da parte dell'ultima autorità di regolazione interessata è il 9 luglio 2020; di conseguenza le autorità di regolazione della CCR sono tenute ad adottare una decisione in merito entro il 9 gennaio 2021;
- nell'ambito GIERRF si è concordato di approvare la nuova proposta di GRIT CCM apportando alcune modifiche, come consentito dall'articolo 5(6) del Regolamento 2019/942; a tal proposito con la comunicazione per *hearing phase* sono stati consultati i TSO della CCR GRIT, in quanto TSO direttamente coinvolti nella regione, ed è stato 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 GRIT e con ENTSO-E erano finalizzate a:
 - razionalizzare e migliorare la leggibilità della metodologia, inserendo alcune definizioni che risultavano mancanti e riordinando gli articoli per riflettere l'ordine cronologico delle varie fasi del processo di calcolo;
 - spostare nelle premesse della metodologia la specifica delle motivazioni alla base della scelta dell'approccio CNTC, al fine di lasciare nella metodologia le sole disposizioni inerenti al calcolo coordinato;
 - ripristinare la revisione triennale del TRM;
 - prevedere la pubblicazione dei valori di capacità primo e dopo la validazione da parte dei TSO;
 - prevedere la predisposizione di due distinti report inerenti alle riduzioni di capacità, uno relativo alle riduzioni richieste dai TSO durante la fase di validazione e uno relativo alle riduzioni disposte dal *Coordinated Capacity Calculator* ai sensi dell'articolo 16(3) del Regolamento 2019/943;
 - accorciare a quattro mesi il periodo di test con gli operatori di mercato, per tenere conto dei due mesi di ritardo segnalati dai TSO in merito allo sviluppo degli strumenti di calcolo; l'accorciamento comporta lo slittamento di due mesi dell'avvio dei test, ma preserva inalterata la data di effettiva implementazione della nuova metodologia;
- in esito alla consultazione sono pervenute osservazioni solamente da parte dei TSO della CCR GRIT; in particolare con la comunicazione esito *hearing phase* i TSO hanno ravvisato l'opportunità di prevedere esclusivamente la pubblicazione dei valori di capacità successivi alla fase di validazione e non anche i valori precedenti la validazione stessa, ritenuti di natura confidenziale; questi ultimi valori saranno comunque messi a disposizione delle autorità di regolazione della CCR GRIT, laddove richiesti;

- i suggerimenti richiesti sono stati recepiti da GIERRF;
- il 10 dicembre 2020 tramite votazione elettronica, GIERRF all'unanimità ha approvato la nuova versione della GRIT CCM, come risultante dalle modifiche di cui ai punti precedenti;
- l'esito della decisione GIERRF è stato comunicato ai TSO interessati, ad ACER e alla Commissione Europea con la comunicazione GIERRF, inviata dall'Autorità per conto di tutte le autorità di regolazione della CCR GRIT;
- la decisione assunta nell'ambito di GIERRF ha conseguentemente escluso il ricorso in materia ad una decisione da parte di ACER, ai sensi dell'articolo 9(11) del Regolamento CACM.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- ai sensi dell'articolo 76 del Regolamento SO GL, i TSO di ciascuna CCR sono tenuti a predisporre una metodologia per il coordinamento delle analisi per la sicurezza dell'esercizio del sistema elettrico (di seguito: metodologia ROSC); ai sensi dell'articolo 77 del predetto Regolamento, detta metodologia deve includere altresì la designazione del *Regional Security Coordinator* (di seguito: RSC) per la regione;
- per la CCR GRIT la metodologia ROSC è stata approvata dalle autorità di regolazione della regione in ambito GIERRF in data 1 luglio 2020 (l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 271/2020/R/eel); essa reca la designazione della società SEleNe CC S.A. (di seguito: SELENE), recentemente costituita, come 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), identificate in ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 36 del Regolamento 2019/943;
- con la Decisione ACER 10-2020 è stata approvata la configurazione delle SOR: la CCR GRIT è stata classificata come interfaccia fra la SOR *Central* (che ricomprende la zona Nord e i confini con Austria, Francia e Slovenia, unitamente a gran parte dell'Europa Continentale) e la SOR *SEE* (che ricomprende Grecia e Bulgaria e il confine fra Bulgaria e Romania);
- anche per le interfacce è prevista l'assegnazione agli RCC dei compiti elencati all'articolo 37 del Regolamento 2019/943: nel caso della CCR GRIT la Decisione ACER 10-2020 consente di assegnare detti compiti agli RCC della SOR *Central* o della SOR *SEE*;

- in ottemperanza all'articolo 35 del Regolamento 2019/943 SELENE è stata proposta come RCC dai TSO della SOR SEE: la proposta è al momento al vaglio delle competenti autorità di regolazione per l'approvazione prevista all'inizio del 2021;
- nelle more dell'implementazione della GRIT CCM, il calcolo della capacità fra le zone di mercato interne al territorio nazionale è condotto da Terna per il tramite di simulazioni su scenari con orizzonte annuale e di aggiornamenti giornalieri per tenere conto della effettiva disponibilità degli elementi di rete;
- per l'anno 2020 Terna ha richiesto all'Autorità una deroga dal rispetto della *70% rule* per i confini fra le zone di mercato interne al territorio nazionale; le motivazioni, riportate nel documento richiesta di deroga GRIT CCR anno 2020 possono essere riassunte come segue:
 - a causa dell'indisponibilità di strumenti di monitoraggio del MACZT sui CNEC limitanti, non era possibile stimare l'entità dell'eventuale incremento di capacità necessario per rispettare la *70% rule* e, conseguentemente, valutare l'effettiva disponibilità delle necessarie azioni correttive; incrementare la capacità in tali condizioni potrebbe portare a non esercire il sistema elettrico in sicurezza;
 - in presenza di limitazioni alla capacità fra le zone associati a vincoli di tensione o di stabilità dinamica del sistema elettrico, la nozione di capacità di trasporto disponibile su ciascun CNEC perde di significato; in tale contesto, quindi, non può essere applicata la *70% rule*;
 - la presenza di una efficiente configurazione zonale, quale quella che sarà adottata dal primo gennaio 2021 ai sensi della deliberazione 103/2019/R/eel, è cruciale per efficientare i processi di allocazione della capacità e soddisfare gli obiettivi della *70% rule*;
 - era in corso di preparazione la seconda versione della GRIT CCM finalizzata ad incorporare le disposizioni in merito alla *70% rule*;
- nella richiesta di deroga Terna ha altresì precisato che opportuni strumenti di monitoraggio del MACZT per i CNEC limitanti sarebbero stati resi disponibili nel corso del 2020: nel mentre Terna avrebbe fornito all'Autorità informazioni relative al MACZT (valori orari e valori medi sul periodo) sui CNEC limitanti per sovraccarichi di corrente e al numero di ore per i quali la capacità sarebbe risultata limitata da vincoli diversi dai sovraccarichi di corrente;
- la deroga è stata concessa dall'Autorità con la deliberazione 20/2020/R/eel, relativamente alle sole situazioni in cui la capacità risulta limitata da sovraccarichi di corrente; altre tipologie di vincoli, come specificato nelle premesse della sopracitata deliberazione, traggono infatti origine dall'insufficienza di azioni correttive atte a contrastarli e, pertanto, possono essere gestite tramite riduzioni della capacità (anche al di sotto del livello minimo del 70%) disposte dell'articolo 16(3) del Regolamento 2019/943;
- con la deliberazione 20/2020/R/eel l'Autorità ha altresì richiesto a Terna:
 - di monitorare i valori di MACZT sui CNEC limitanti per i confini fra le zone interne al territorio nazionale per l'anno 2020 per tutti i periodi rilevanti (e non solo per le situazioni relative a limiti di corrente che erano inizialmente state considerate da Terna nel documento richiesta di deroga GRIT CCR anno 2020)

e di allegare i risultati dell'analisi unitamente al report sulla configurazione zonale di cui al comma 15.7 della deliberazione 111/06 da inviarsi entro il 30 aprile 2021;

- di adoperarsi per definire una metodologia che consenta il calcolo del MACZT su tutti i CNEC e non solo sui CNEC limitanti in quanto elemento fondamentale per valutare la capacità della configurazione zonale di riflettere in sede di mercato la distribuzione dei flussi nel sistema elettrico.

RITENUTO CHE:

- data la natura prevalentemente radiale della configurazione zonale nazionale (le uniche maglie sono associate a elementi di rete in corrente continua, pienamente controllabili), il rispetto della *70% rule* possa essere verificato per il tramite del valore del solo MCCC sul confine in quanto i contributi associati agli scambi sugli altri confini in corrente alternata della CCR e agli scambi al di fuori della CCR sono trascurabili;
- il monitoraggio dei soli CNEC aventi un MCCC sul confine pari almeno al 70% consenta di rispettare la *70% rule* con riferimento alle situazioni in cui la capacità è limitata da sovraccarichi di corrente, con ciò facendo venire meno le cause alla base della deroga concessa per l'anno 2020 con la deliberazione 20/2020/R/eel;
- per quanto attiene le situazioni in cui la capacità è limitata da vincoli diversi dai sovraccarichi di corrente continui ad applicarsi quanto già indicato nella premessa alla deliberazione 20/2020/R/eel in merito alla possibilità di ridurre la capacità ai sensi dell'articolo 16(3) del Regolamento 2019/943;
- la pubblicazione di elementi puntuali inerenti al calcolo della capacità sia imprescindibile al fine di fornire alle autorità di regolazione e agli operatori di mercato maggiore trasparenza in merito al processo di calcolo; in tale ottica l'informazione sul livello di capacità antecedente la fase di validazione non comporti alcun valore aggiunto per gli operatori di mercato (in quanto il mercato si basa solo sul valore successivo alla validazione); esso rivesta, invece, importanza per le autorità di regolazione al fine di monitorare l'efficienza del processo coordinato di calcolo attraverso l'entità delle riduzioni richieste dai TSO in fase di validazione;
- il periodo di test di sei mesi previsto dall'articolo 20(8) del Regolamento CACM sia legalmente vincolante esclusivamente in caso di passaggio da un approccio CNTC ad un approccio *flow-based*;
- per quanto attiene la CCR GRIT la presenza di un periodo di test, ancorchè di durata ridotta rispetto ai sei mesi previsti dall'articolo 20(8) del Regolamento CACM, sia comunque imprescindibile per consentire agli operatori di mercato di maturare esperienza con la nuova metodologia di calcolo di cui alla GRIT CCM che, basandosi su scenari giornalieri recanti le fluttuazioni del carico e della produzione rinnovabile, potrebbe comportare una maggiore volatilità dei valori della capacità di trasporto;

- la nuova versione della GRIT CCM come originariamente inviata da Terna con la comunicazione 8 luglio 2020 e come modificata in ambito GIERRF risponda efficacemente a quanto riportato nei punti precedenti;
- in caso di revisione diretta di termini e condizioni e metodologie di carattere regionale, quali quelle riferite alla CCR GRIT, 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 GIERRF, nel coinvolgere sia ENTSO-E sia esplicitamente i TSO della CCR GRIT abbia, pertanto, assolto a quanto previsto dal punto precedente;
- sia pertanto opportuno procedere all'approvazione della nuova versione della GRIT CCM come risultante dalle modifiche approvate a livello GIERRF, conformemente al risultato della votazione espressa in sede GIERRF il 10 dicembre 2020 di cui alla comunicazione GIERRF;
- nelle more dell'avvio dell'operatività di SELENE (o di eventuale altro RCC cui sarà assegnato il calcolo coordinato della capacità per la CCR GRIT ai sensi del Regolamento 2019/943 e della Decisione ACER 10-2020), il ruolo di *Coordinated Capacity Calculator* per i confini fra le zone di mercato debba essere svolto da Terna in ragione dell'esperienza acquisita in tanti anni di operatività quotidiana del modello zonale nazionale e del relativo calcolo della capacità fra le zone di mercato.

RITENUTO, INFINE, CHE:

- il monitoraggio dei valori del MACZT debba essere comunque predisposto per tutto il 2021, indipendentemente dalla data di effettiva implementazione del calcolo della capacità con orizzonte temporale giornaliero previsto dalla GRIT CCM e indipendentemente dalla presenza o meno di una deroga per il rispetto della *70% rule*; la disponibilità di tali informazioni sia, infatti, di fondamentale importanza per una valutazione complessiva dell'efficacia della configurazione zonale nell'identificare le congestioni effettivamente presenti sul sistema elettrico nazionale;
- nelle more dell'implementazione della GRIT CCM e di scenari giornalieri coerenti con il contesto della regione, il monitoraggio possa svolgersi in modo semplificato prevedendo la valutazione del MCCC sul confine con riferimento agli scenari con orizzonte annuale utilizzati dal metodo di calcolo della capacità attualmente in essere per i confini fra le zone di mercato interne al territorio nazionale, e agli scenari di tipo giornaliero definiti con riferimento alla CCR *Italy North* e che ricomprendono comunque l'intero sistema elettrico nazionale;
- il monitoraggio semplificato di cui al punto precedente debba trovare applicazione a partire dai dati del primo semestre 2021 e durare fino all'avvenuta implementazione del calcolo della capacità con orizzonte temporale giornaliero di cui alla GRIT CCM; per l'anno 2020 continui invece ad applicarsi quanto già ipotizzato da Terna nella richiesta di deroga GRIT CCR anno 2020 come integrata dall'Autorità con la deliberazione 20/2020/R/eel;

- per tutta la durata del monitoraggio semplificato le informazioni debbano essere inviate con cadenza semestrale, entro tre mesi dal termine di ciascun semestre;
- data la sovrapposizione fra l'entrata in vigore della nuova configurazione zonale approvata con la deliberazione 103/2019/R/eel e i test per la nuova metodologia di calcolo di cui alla GRIT CCM, sia opportuno posticipare l'invio dei dati inerenti il monitoraggio 2020, prevedendone la presentazione entro un mese dall'entrata in vigore della sopracitata nuova metodologia e comunque non oltre il 31 agosto 2021;
- successivamente all'implementazione della GRIT CCM il monitoraggio debba avvenire in coerenza con le informazioni che saranno pubblicate dai TSO su base giornaliera; si invita Terna a inviare all'Autorità entro il 31 maggio 2021 una apposita proposta recante:
 - la cadenza temporale dell'invio delle informazioni, con frequenza almeno semestrale;
 - l'elenco delle informazioni che saranno messe a disposizione; sono richiesti almeno i CNEC limitanti per sovraccarichi di corrente e il relativo MACZT (o del solo MCCC sul confine che rappresenta comunque il contributo principale, se non pressoché esclusivo, al MACZT per i CNEC relativi alla CCR GRIT);
 - l'indicazione delle tempistiche con le quali sia possibile fornire il MACZT (o il MCCC sul confine) sull'elemento che avrebbe altrimenti limitato la capacità in caso di presenza di vincoli diversi dai sovraccarichi di corrente;
 - la descrizione della metodologia che sarà utilizzata per la determinazione del MACZT (o del MCCC sul confine) per tutti i CNEC, in coerenza con quanto raccomandato con la deliberazione 20/2020/R/eel e con quanto suggerito dalla Raccomandazione ACER 01-2019, e le relative tempistiche di implementazione

DELIBERA

1. di approvare la nuova versione della GRIT CCM nella versione risultante dalle modifiche apportate a livello GIERRF e allegata al presente provvedimento (*Allegato A e Allegato 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 GRIT CCM come approvata in esito al punto 1;
3. di prevedere che Terna svolga transitoriamente il ruolo di *Coordinated Capacity Calculator* per i confini fra le zone di mercato interne al territorio nazionale, nelle more dell'avvio dell'operatività di SELENE (o di eventuale altro RCC) a cui sarà affidato il calcolo coordinato della capacità per la CCR GRIT ai sensi del Regolamento 2019/943 e della Decisione ACER 10-2020;
4. di prevedere che Terna invii i dati di monitoraggio rilevanti per la verifica della *70% rule* sui confini fra le zone di mercato interne al territorio nazionale relativi all'anno 2020 entro un mese dall'effettiva implementazione della nuova metodologia di calcolo di cui alla GRIT CCM e comunque non oltre il 31 agosto

- 2021; rimane confermato al 30 aprile 2021 l'invio del report sulla configurazione zonale di cui al comma 15.7 della deliberazione 111/06;
5. di prevedere che, per gli anni dal 2021 a venire, Terna renda disponibili i dati per la verifica della *70% rule*:
 - a. fino all'implementazione della GRIT CCM, secondo il monitoraggio semplificato rappresentato in premessa, con invio delle informazioni con cadenza semestrale entro tre mesi dal termine di ciascun semestre;
 - b. successivamente all'implementazione della GRIT CCM, in coerenza con quanto riportato nella proposta da inviare all'Autorità entro il 31 maggio 2021 sulla base delle indicazioni rappresentate in premessa.
 6. di trasmettere copia del presente provvedimento a Terna S.p.A, al Ministero dello Sviluppo Economico e a ACER;
 7. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

22 dicembre 2020

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini