

**DELIBERAZIONE 28 GENNAIO 2020**

**20/2020/R/EEL**

**APPROVAZIONE DELLA RICHIESTA DI DEROGA PER IL RISPETTO DEL LIVELLO MINIMO DI CAPACITÀ (70% RULE) PRESENTATA DA TERNA S.P.A. CON RIFERIMENTO ALLA REGIONE GRIT**

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

Nella 1097<sup>a</sup> riunione del 28 gennaio 2020

**VISTI:**

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- la direttiva 2019/944/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- il regolamento (EU) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/942), che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER);
- il regolamento (EU) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/943);
- 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 SOGL);
- 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;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- 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 22 gennaio 2019, 17/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 17/2019/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2019, 103/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 103/2019/R/eel);
- la decisione ACER 06-2016 del 17 novembre 2016 recante la definizione delle Regioni per il Calcolo della Capacità - *Capacity Calculation Regions* (di seguito:

CCR) con cui viene in particolare identificata la regione *Greece - Italy* (di seguito: CCR GRIT) cui appartengono il confine tra Italia Zona Sud e Grecia e i confini fra le zone d'offerta interni al territorio italiano;

- la raccomandazione ACER 01-2019 dell'8 agosto 2019 (di seguito: raccomandazione 01-2019);
- il codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all'articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di Rete);
- 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;
- la comunicazione della Società Terna S.p.a. (di seguito: Terna) del 16 dicembre 2019, prot. Autorità 34235 del 16 dicembre 2019 (di seguito: comunicazione 16 dicembre 2019);
- la comunicazione di Terna del 24 dicembre 2019, prot. Autorità 141 del 2 gennaio 2020 (di seguito: comunicazione 24 dicembre 2019);
- la comunicazione del responsabile per il coordinamento delle autorità di regolazione della CCR *Greece-Italy* "[GRIT] Derogation request by Terna" inviata a tutte le autorità di regolazione europee il 20 gennaio 2020, prot. Autorità 0001688/A del 20 gennaio 2020) (di seguito: comunicazione 20 gennaio 2020).

#### **CONSIDERATO CHE:**

- ai sensi dell'articolo 20 del Regolamento CACM, in ciascuna CCR i TSO sono tenuti a sviluppare una metodologia per il calcolo della capacità fra zone di mercato (di seguito CCM) basata su uno dei seguenti approcci:
  - approccio *Coordinated Net Transmission Capacity* (di seguito: approccio CNTC) in cui la capacità viene determinata a partire da uno scenario base incrementando le immissioni a monte della sezione oggetto di calcolo e riducendo le immissioni a valle della stessa sezione;
  - approccio *flow-based* in cui viene determinata la capacità residua su ciascun elemento di rete rispetto allo scenario base: detta capacità viene poi allocata in fase di risoluzione del mercato sulla base dell'effettiva distribuzione delle immissioni e dei prelievi nelle varie zone d'offerta;
- la capacità fra zone di mercato in ciascun periodo rilevante deve essere determinata tenendo in considerazione tutte le azioni correttive (sia a titolo gratuito sia a titolo oneroso) che possono essere messe a disposizione dai TSO con riferimento al medesimo periodo rilevante; l'attivazione di dette azioni correttive, qualora confermata a seguito degli esiti del mercato e dell'effettiva situazione della rete attesa in tempo reale, obbedisce alle procedure di coordinamento concordate dai TSO coinvolti in ciascuna CCR, come riportate nelle metodologie di *countertrading* e *redispatching* (di seguito: CTRD) di cui all'articolo 35 del Regolamento CACM e di *regional operational security coordination* (di seguito: ROSC) di cui all'articolo 76 del Regolamento SOGL;

- in ottemperanza all'articolo 16(8) del Regolamento 2019/943, a partire dal primo 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 requisito del livello minimo del 70%, purché motivate da esigenze legate alla sicurezza operativa del sistema elettrico; nel valutare le richieste di deroga, ciascuna autorità di regolazione nazionale è tenuta a consultare le autorità di regolazione nazionali coinvolte nelle CCR potenzialmente impattate dalla richiesta di deroga; in caso in cui una delle autorità di regolazione nazionale consultate sia in disaccordo con la richiesta di deroga, la competenza su accogliere o meno la richiesta viene trasferita ad ACER in accordo con quanto previsto dall'articolo 6(10) del Regolamento 2019/942;
- le deroghe di cui al precedente paragrafo possono essere concesse per un periodo massimo di un anno, oppure per un periodo massimo di due anni, purché l'impatto della deroga sul livello della capacità fra le zone di mercato si riduca significativamente nel secondo anno;
- quando è concessa una deroga ai sensi dell'articolo 16(9) del Regolamento 2019/943, i TSO devono impegnarsi a implementare una soluzione di lungo termine che abbia come finalità il superamento delle cause alla base della deroga stessa;
- l'articolo 15 del Regolamento 2019/943 prevede che in caso di congestioni strutturali, ciascuno stato membro dell'Unione possa adottare uno specifico piano di azione per mitigare e/o risolvere dette congestioni entro un periodo massimo di 4 anni dalla loro identificazione; indipendentemente dallo stato di avanzamento del piano d'azione, la capacità fra zone di mercato deve essere incrementata in modo lineare partendo dal livello di capacità reso disponibile prima dell'avvio del piano d'azione fino a raggiungere il livello minimo del 70% entro il 31 dicembre 2025;
- con la raccomandazione 01-2019, ACER ha fornito alcune indicazioni in merito alla determinazione del livello di capacità fra zone di mercato (di seguito: *margin available for cross zonal trade - MACZT*) ai fini del rispetto della *70% rule*;
- più nel dettaglio, ACER ha suggerito:
  - di determinare il valore di MACZT per ciascun elemento di rete rilevante per il calcolo della capacità accoppiato con la relativa *contingency* (di seguito: *critical network element and contingency – CNEC*);

- di riferire il calcolo di MACZT all'area di coordinamento rilevante per il calcolo della capacità fra zone; detta area di coordinamento coincide in linea di principio con ciascuna CCR, ma nelle more dell'implementazione della metodologia di calcolo della capacità di cui all'articolo 20 del Regolamento CACM, occorre fare riferimento agli effettivi perimetri di coordinamento previsti dalle prassi in uso fra i TSO;
- di calcolare MACZT come somma del margine riferito agli scambi fra zone di mercato interni all'area di coordinamento (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 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; con un approccio CNTC, per ciascun CNEC 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 stesso la capacità fra zone venisse utilizzata interamente;
- 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;
- per il solo approccio CNTC, di focalizzare in una prima fase la valutazione di MACZT per i 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, ALTRESÌ, CHE:**

- la CCR GRIT coinvolge quindi esclusivamente i sistemi elettrici italiano (di competenza di Terna) e greco (di competenza di ADMIE), interconnessi fra di loro per il tramite di un cavo HVDC; i due sistemi sono eserciti in modo indipendente l'uno dall'altro e la mutua influenza è limitata solamente alla porzione di rete direttamente influenzata dal flusso sull'interconnessione (cosiddetta *Area of Common Interest*, di seguito: ACI);
- per questa CCR, la capacità fra le zone per gli orizzonti giornaliero e infragiornaliero è determinata sulla base di un approccio CNTC come descritto nella CCM approvata a luglio 2018 dalle competenti autorità di regolazione (l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 411/2018/R/eel); secondo il programma originariamente predisposto dai TSO, la sopradetta CCM dovrebbe trovare piena applicazione nel corso del 2020;
- per i confini fra zone interne italiane, la CCM, oltre alle verifiche sulle portate in corrente sui vari CNEC, include anche verifiche sul rispetto dei limiti di tensione e

valutazioni sulla stabilità dinamica del sistema elettrico che non possono essere tradotte in limiti di corrente;

- le modalità di coordinamento delle azioni correttive per garantire la capacità fra le zone sono descritte nelle metodologie CTRD, approvata dalle competenti autorità di regolazione a gennaio 2019 (l’Autorità ha ratificato la decisione con la deliberazione 17/2019/R/eel), e ROSC, sviluppata dai TSO a dicembre 2019 e inviata all’Autorità con la comunicazione 24 dicembre 2019; entrambe le metodologie è previsto trovino applicazione entro 12 mesi dall’implementazione della CCM (ossia indicativamente nel corso del 2021);
- in particolare, l’attivazione delle azioni correttive è coordinata fra Terna e ADMIE per le sole azioni finalizzate a modificare il flusso sull’interconnessione fra Italia e Grecia al fine di risolvere congestioni sugli elementi inclusi nella ACI; per le altre azioni correttive (ossia quelle necessarie a garantire la capacità fra le zone interne al territorio italiano) Terna procede in modo indipendente, anche avvalendosi dei processi di *Security Constrained Optimal Power Flow* sviluppati ai sensi della deliberazione 111/06 e di quanto riportato nel Codice di Rete;
- con la deliberazione 103/2019/R/eel, l’Autorità ha modificato con decorrenza 1 gennaio 2021 la configurazione delle zone interne al territorio nazionale, prevedendo lo spostamento della regione Umbria dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud e la creazione della zona Calabria al posto del polo di produzione limitata di Rossano; come evidenziato nella parte motiva della medesima deliberazione, la nuova configurazione zonale risultante dalle modifiche sopra citate consente ai fini del mercato una più efficace rappresentazione dei flussi che effettivamente transitano sul sistema elettrico nazionale;
- ai sensi del comma 15.7 della deliberazione 111/06, entro il 30 aprile di ciascun anno Terna invia all’Autorità un report sullo stato della corrente configurazione zonale con riferimento all’anno precedente; detto documento deve includere almeno gli elementi di cui all’articolo 34(2) del Regolamento CACM.

**CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- con la comunicazione 16 dicembre 2019 Terna ha presentato all’Autorità una richiesta di deroga dall’applicazione della *70% rule* per l’anno 2020 per i confini fra le zone interne al territorio nazionale (che risultano inclusi nella CCR GRIT), sulla base delle seguenti motivazioni:
  - offrire su tali confini un livello minimo di capacità coerente con la *70% rule* potrebbe portare a esercire il sistema elettrico facendo affidamento su un elevato volume di azioni correttive atte a contrastare eventuali sovraccarichi in tempo reale dovuti all’elevato valore degli scambi fra le zone di mercato; data l’incertezza sulla disponibilità effettiva di tali azioni correttive, Terna potrebbe non essere in grado di esercire il sistema in sicurezza;
  - non sono ancora disponibili strumenti per valutare in modo puntuale per ciascun periodo rilevante il MACZT relativo ai CNEC e l’entità dell’eventuale incremento di capacità necessario per rispettare la *70% rule*;

- 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*;
- è in corso di preparazione una nuova versione della CCM per la CCR GRIT finalizzata ad incorporare le nuove disposizioni introdotte dal Regolamento 2019/943 (ivi incluse le modalità per il rispetto della *70% rule*) e a recepire alcuni ritardi nell'implementazione della CCM stessa rispetto al piano originariamente previsto; in particolare la CCM dovrebbe trovare applicazione all'inizio del 2021, in concomitanza con l'entrata in vigore della nuova configurazione zonale;
- nella richiesta di deroga Terna ha altresì chiarito come:
  - nel corso del 2020 saranno sviluppati appositi strumenti atti a garantire in modo coordinato il calcolo di MACZT per i CNEC limitanti;
  - nel mentre Terna fornirà periodicamente all'Autorità le informazioni relative a MACZT (valori orari e valori medi sul periodo) sui CNEC limitanti e alle eventuali cause che impediscono il rispetto della *70% rule*; l'analisi evidenzierà anche il numero di ore per i quali la capacità risulta limitata da vincoli diversi dai sovraccarichi di corrente sugli elementi di rete;
- con la comunicazione 20 gennaio 2020 il responsabile per il coordinamento delle autorità di regolazione della CCR GRIT ha comunicato al gruppo di lavoro istituito da tutti i regolatori europei che nessuna autorità di regolazione ha formulato parere contrario alla concessione della deroga a Terna, con riferimento ai confini fra le zone interne al territorio italiano.

**RITENUTO CHE:**

- in un contesto in cui la capacità è calcolata secondo un approccio CNTC, il monitoraggio del rispetto della *70% rule* debba essere svolto identificando i CNEC limitanti per ciascun periodo rilevante e calcolando il valore di MACZT per ciascuno di essi;
- in caso di mancato rispetto della *70% rule*, l'incremento della capacità fra le zone di mercato debba essere garantito da un adeguato livello di azioni correttive disponibili per l'attivazione su base programmata e/o in tempo reale per contrastare eventuali violazioni dei limiti di sicurezza operativa del sistema elettrico;
- nel 2020 per la CCR GRIT le condizioni elencate ai precedenti paragrafi risulteranno soddisfatte solo in parte, in quanto da un lato gli strumenti per il monitoraggio della *70% rule* saranno sviluppati in corso d'anno e dall'altro occorre addestrare il personale affinché acquisisca sufficiente esperienza nel gestire il sistema con un livello elevato di azioni correttive, quale quello richiesto per il rispetto della *70% rule* stessa;

- le limitazioni alla capacità fra le zone di mercato associate a congestioni strutturali presenti sul sistema elettrico debbano essere superate primariamente attraverso una opportuna revisione della configurazione zonale per meglio riflettere a livello di mercato la distribuzione dei flussi sulla rete di trasmissione;
- in assenza di una opportuna configurazione zonale, l'incremento per via amministrativa della capacità offerta per il rispetto della *70% rule* possa comportare oneri potenzialmente significativi a carico del sistema elettrico legati all'attivazione delle azioni correttive necessarie a garantire la suddetta capacità;
- la configurazione zonale attualmente in vigore in Italia (ossia senza le modifiche apportate con la deliberazione 103/2019/R/eel) non rifletta accuratamente le congestioni strutturali presenti sul sistema elettrico nazionale; una migliore rappresentazione si potrà ottenere solamente a partire dal primo gennaio 2021 con la nuova configurazione zonale;
- i vincoli di tensione o di stabilità dinamica del sistema elettrico rientrino fra i vincoli di sicurezza operativa che devono essere rispettati nell'ambito del calcolo della capacità;
- detti vincoli possano essere difficilmente superati tramite l'attivazione di azioni correttive; in tali condizioni, pertanto, l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico debba essere garantito limitando la capacità di trasporto ad un valore massimo compatibile con i vincoli stessi; ciò potrebbe comportare il mancato rispetto della *70% rule*;
- il mancato rispetto della *70% rule* di cui al paragrafo precedente debba tuttavia configurarsi come una riduzione disposta ai sensi dell'articolo 16(3) del Regolamento 943/2019 per insufficienza di azioni correttive e non come una deroga ai sensi dell'articolo 16(9);
- stante quanto riportato nei paragrafi precedenti, sussistano effettive esigenze di sicurezza operativa (su tutte scarsa esperienza nell'esercizio del sistema con un elevato volume di azioni correttive) che non consentono il rispetto della capacità obiettivo del 70% in tutti i periodi rilevanti;
- sia pertanto opportuno accogliere la richiesta di deroga presentata da Terna per l'anno 2020 per i confini fra le zone interne al territorio nazionale, limitandone tuttavia gli effetti alle sole situazioni (periodi rilevanti, confini e direzioni) in cui la *70% rule* non possa essere rispettata per vincoli di corrente; siano invece escluse dalla deroga le situazioni in cui la capacità è limitata al di sotto del valore minimo del 70% a seguito di vincoli di tensione e di stabilità del sistema elettrico, in quanto dette riduzioni sono già ammesse dall'articolo 16(3) del Regolamento 2019/943 e non richiedono, pertanto, alcuna deroga specifica;
- la concessione della deroga consentirà a Terna di:
  - finalizzare nel corso del 2020 la seconda versione della CCM per la CCR GRIT, incorporando le disposizioni in materia di calcolo della capacità introdotte dal Regolamento 2019/943, ivi incluse le modalità per il rispetto della *70% rule*;
  - iniziare a mettere a disposizione un livello di capacità coerente con la *70% rule* contestualmente all'entrata in vigore di una configurazione zonale più efficiente,

quale quella risultante dalla deliberazione 103/2019/R/eel, evitando oneri potenzialmente significativi;

- sia altresì opportuno richiedere a Terna di includere le informazioni di cui alla richiesta di deroga nell'ambito del report di cui al comma 15.7 della deliberazione 111/06 da inviarsi entro il 30 aprile 2021; qualora Terna, tuttavia, dovesse optare per richiedere il rinnovo della deroga anche per l'anno 2021, le informazioni inerenti al periodo gennaio-settembre 2020 dovranno altresì essere allegate alla richiesta di rinnovo;
- il calcolo di MACZT debba essere condotto in tutti i periodi rilevanti, indipendentemente dal fatto che la capacità sia limitata da vincoli di corrente o da vincoli di tensione o da vincoli di stabilità dinamica del sistema elettrico; sia pertanto opportuno invitare Terna a includere nel report di cui al paragrafo precedente i dati puntuali sui valori di MACZT per tutti i periodi rilevanti dell'anno 2020, per tutti i confini fra le zone interne al territorio nazionale e per tutte le direzioni di flusso;
- il calcolo di MACZT per tutti i CNEC anche in un contesto CNTC rappresenti un elemento fondamentale per valutare la capacità della configurazione zonale di riflettere in sede di mercato la distribuzione dei flussi nel sistema elettrico; sia pertanto opportuno raccomandare a Terna di farsi carico, unitamente ad ADMIE, dello sviluppo di una apposita metodologia di calcolo dei valori di MACZT che superi i problemi di sottostima evidenziati da ACER nella raccomandazione 01-19

### **DELIBERA**

1. di approvare la richiesta di deroga presentata da Terna per l'anno 2020 con riferimento al rispetto della *70% rule* per i confini fra le zone interne al territorio nazionale inclusi nella CCR GRIT, con riferimento alle situazioni in cui la capacità risulta limitata da vincoli di corrente;
2. di richiedere a Terna di adottare le raccomandazioni evidenziate nelle premesse di questo provvedimento relativamente all'invio delle informazioni inerenti allo stato delle zone interne con riferimento alla *70% rule* e allo sviluppo di una metodologia per il calcolo di MACZT su tutti i CNEC;
3. di trasmettere copia del presente provvedimento a Terna, al Ministero dello Sviluppo Economico e a ACER;
4. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

28 gennaio 2020

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*