

DELIBERAZIONE 5 NOVEMBRE 2024
454/2024/R/EEL

**VALUTAZIONE DEL LIVELLO MINIMO DI CAPACITÀ (70% RULE) PER I CONFINI ITALIANI,
CON RIFERIMENTO ALL'ANNO 2023**

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

Nella 1315^a riunione del 5 novembre 2024

VISTI:

- il regolamento (UE) 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), come emendato dal Regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 (di seguito: Regolamento 1747/2024);
- il Regolamento (UE) 943/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 943/2019), come emendato dal Regolamento 1747/2024;
- il Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015 (di seguito: Regolamento CACM), come emendato dal Regolamento di esecuzione (EU) 2021/280 della Commissione del 22 febbraio 2021 (di seguito: Regolamento 2021/280);
- il Regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione del 2 agosto 2017 (di seguito: Regolamento SO GL), come emendato dal Regolamento 2021/280;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- 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);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2020, 323/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 323/2020/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2020, 587/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 587/2020/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 12 ottobre 2021, 420/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 420/2021/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2021, 606/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 606/2021/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 2 novembre 2022, 543/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 543/2022/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2022, 706/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 706/2022/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 7 novembre 2023, 503/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 503/2023/R/eel);
- la decisione ACER 04-2021 del 7 maggio 2021, recante la definizione aggiornata delle Regioni per il Calcolo della Capacità - *Capacity Calculation Regions* (di seguito: CCR) con cui vengono in particolare identificate 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 e la regione *Greece-Italy* (di seguito: CCR GRIT) cui appartengono il confine Italia Zona Sud – Grecia e i confini fra le zone interni al territorio nazionale;
- la raccomandazione ACER 01-2019 dell’8 agosto 2019 (di seguito: raccomandazione 01-2019);
- il documento “*Methodology 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 within Italy North CCR*” del 24 luglio 2020, allegato alla deliberazione 323/2020/R/eel (di seguito: CCM *Italy North*);
- il documento “*Capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market timeframe for Greece-Italy CCR in accordance with Articles 20 and 21 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management*” del 10 dicembre 2020, allegato alla deliberazione 587/2020/R/eel (di seguito: CCM GRIT);
- il documento “*Inter - TSO agreement on the consideration of Swissgrid as a Technical Counterparty in the Italy North CCR*” sottoscritto dai TSO della CCR *Italy North* e dal TSO svizzero Swissgrid con effetti dal 29 ottobre 2021 (di seguito: *Inter-TSO agreement per la CCR Italy North*);
- il documento “*Transmission capacities for cross-zonal trade of electricity and congestion management in the EU*” del 3 luglio 2024 (di seguito: report ACER 2023);
- la comunicazione della Commissione Europea ad ACER e ENTSO-E del 16 luglio 2019 (di seguito: comunicazione 16 luglio 2019);
- la comunicazione della società Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna) del 3 giugno 2021, prot. Autorità 23397 del 3 giugno 2021 (di seguito: comunicazione 3 giugno 2021);
- la comunicazione di Terna del 15 dicembre 2022, prot. Autorità 67648 del 15 dicembre 2022 (di seguito: comunicazione 15 dicembre 2022);
- la comunicazione di Terna del 19 ottobre 2023, prot. Autorità 65654 del 19 ottobre 2023 (di seguito: comunicazione 19 ottobre 2023);
- la comunicazione di Terna del 13 febbraio 2024, prot. Autorità 10931 del 13 febbraio 2024 (di seguito: comunicazione 13 febbraio 2024);

- la comunicazione di Terna del 3 giugno 2024, prot. Autorità 39761 del 3 giugno 2024 (di seguito: comunicazione 3 giugno 2024).

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 seguito: CCM) su base giornaliera e infragiornaliera 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 della posizione netta in ciascuna zona;
- la capacità fra zone in ciascun periodo rilevante deve essere massimizzata tenendo in considerazione tutte le azioni correttive (sia a titolo gratuito sia a titolo oneroso) che possono essere attuate dai TSO;
- 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'incremento del livello di capacità fra le zone di mercato per rispettare la *70% rule* comporta in generale un maggiore utilizzo della rete elettrica con il rischio di violazione di uno o più vincoli di sicurezza operativa; in tale contesto i TSO assicurano l'esercizio in sicurezza del sistema:
 - nel breve termine attivando un volume maggiore di azioni correttive a titolo oneroso (ridispacciamento) e non oneroso;
 - nel medio e lungo termine, valutando, in aggiunta alle azioni di ridispacciamento, sviluppi di natura infrastrutturale o revisioni della configurazione delle zone d'offerta;
- l'Articolo 16(3) del Regolamento 2019/943 prevede che, qualora le azioni correttive a disposizione dei TSO non siano sufficienti a garantire il rispetto della *70% rule*, sia possibile, come misura di ultima istanza, la riduzione della capacità fra le zone anche sotto il livello minimo del 70%;
- 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;

- 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 Europea e i TSO dei paesi terzi che preveda di tenere conto nel calcolo della capacità dei vincoli nelle rispettive reti e che assicuri la ripartizione dei costi associati all'attivazione delle azioni correttive; l'accordo dovrebbe essere approvato dalle competenti autorità di regolazione e allegato alla metodologia per il calcolo della capacità sviluppata ai sensi del Regolamento CACM;
- 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*, recependo quanto previsto dalla Commissione Europea in materia di trattamento dei flussi con i paesi terzi rispetto all'Unione Europea.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE PER LA CCR ITALY NORTH:

- la capacità fra le zone è determinata sulla base di un approccio cNTC che prevede il calcolo complessivo della capacità disponibile sulle frontiere settentrionali (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 CCM *Italy North* recante i correttivi previsti per la *70% rule* è stata approvata dalle autorità di regolazione della CCR in data 24 luglio 2020 (l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 323/2020/R/eel): essa ha trovato applicazione a partire dal 29 ottobre 2021;
- ai fini del calcolo della capacità, il TSO della Svizzera è da sempre considerato una controparte tecnica, sottoposta ai medesimi compiti previsti per gli altri TSO della regione; i rapporti fra i TSO sono da sempre regolati con appositi contratti fra le parti;
- a seguito della comunicazione 16 luglio 2019 della Commissione Europea, i TSO hanno sottoscritto, con effetti dal 29 ottobre 2021, l'*Inter TSO agreement per la CCR Italy North*; detto accordo, in particolare, chiarisce che tutti i TSO coinvolti hanno i medesimi diritti e doveri rispetto al calcolo della capacità e prevede la partecipazione del TSO svizzero alla ripartizione dei costi delle azioni correttive;
- il calcolo puntuale giornaliero riguarda esclusivamente la capacità in importazione verso l'Italia, mentre un calcolo puntuale della capacità in esportazione è applicato solamente dal 19 giugno 2024 e limitatamente ai confini su cui l'esportazione risulta più probabile (cosiddetto *export corner*); in tutte le altre ore e in tutti gli altri confini continua a essere utilizzato il valore stimato su base annua;
- la capacità complessiva sulle frontiere settentrionali può essere ridotta al fine di assicurare già nel mercato del giorno prima il dispacciamento a livello nazionale di un numero sufficiente di risorse per la stabilità e la regolazione di tensione del sistema elettrico italiano in condizioni di carico ridotto e elevata produzione da fonti rinnovabili non programmabili (di seguito: *additional constraints*);

- le metodologie per l'attivazione coordinata delle azioni correttive predisposte ai sensi dei Regolamenti CACM e SO GL sono già state approvate, ma troveranno implementazione solamente negli anni a venire; nel frattempo i TSO si basano sulle cosiddetta Procedura Pentilaterale i cui costi sono ripartiti fra tutti i TSO secondo quanto riportato nella metodologia approvata da tutte le autorità di regolazione della CCR il 16 dicembre 2021 (l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 606/2021/R/eel);
- Terna per l'anno 2023 ha richiesto una deroga dalla *70% rule* ai sensi dell'Articolo 16(9) del Regolamento 2019/943; segnatamente la deroga ha riguardato:
 - lato import, tutte le ore dell'anno caratterizzate da *additional constraints*;
 - lato export, tutte le ore dell'anno fino all'implementazione del cosiddetto *export corner* (all'epoca della deroga atteso con entrata in esercizio nel 2023);
- l'Autorità ha accolto la richiesta con la deliberazione 706/2022/R/eel; Terna è stata quindi esonerata da ogni obbligo sul livello minimo di capacità da offrire sulla CCR *Italy North* per le ore oggetto di deroga.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE PER LA CCR GRIT:

- la capacità fra le zone è determinata sulla base di un approccio cNTC che prevede il calcolo distinto per ciascun confine; i valori di capacità sono limitati sia da vincoli di corrente sia da vincoli di tensione e stabilità del sistema elettrico;
- la CCM GRIT recante i correttivi previsti per la *70% rule* è stata approvata dalle autorità di regolazione della CCR in data 10 dicembre 2020 (l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 587/2020/R/eel): essa ha trovato applicazione dal 3 agosto 2021.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- ai fini del monitoraggio del livello di capacità offerto su ciascun confine, i TSO sono tenuti ad inviare ad ACER, direttamente o per il tramite dei competenti *Regional Coordination Centre* (di seguito: RCC), la stima del valore di MACZT calcolata in coerenza con quanto previsto dalla raccomandazione ACER 01-2019;
- sulla base delle informazioni rese disponibili dai TSO, ACER pubblica su base annuale un report recante il livello di capacità offerto su ciascun confine; il report ACER 2023 è stato pubblicato il 3 luglio 2024;
- ai fini del monitoraggio della *70% rule* a livello nazionale, ai sensi del combinato disposto delle deliberazioni 420/2021/R/eel, 543/2022/R/eel e 503/2023/R/eel, Terna è tenuta a inviare all'Autorità su base annuale:
 - per la CCR *Italy North*, il medesimo set di dati messo a disposizione di ACER;
 - per la CCR GRIT, un report specifico redatto secondo la metodologia approvata inviata con la comunicazione 15 dicembre 2022;
 - per entrambe le CCR, una stima dei costi sostenuti dal sistema per attivare apposite azioni correttive di ridispacciamento volte a garantire un livello di capacità coerente con la *70% rule*;

- per l'anno 2023 Terna ha reso disponibili le informazioni richieste:
 - per la CCR *Italy North* con la comunicazione 3 giugno 2024; la Procedura Pentilaterale è stata attivata in 8 distinte ore con un costo netto complessivo inferiore a 1 milione di euro; in accordo con le regole di ripartizione in essere, Terna sostiene la metà di tale costo, per un onere complessivo non superiore a 500 mila euro;
 - per la CCR GRIT con le comunicazioni 19 ottobre 2023 (I semestre) e 13 febbraio 2024 (II semestre); Terna evidenzia che l'applicazione della *70% rule* non ha recato costi significativi in termini di ridispacciamento;
- le valutazioni sulla *compliance* di Terna rispetto alla *70% rule* sono di competenza dell'Autorità ed esulano dagli scopi dei report predisposti da ACER che hanno solamente finalità di monitoraggio.

RITENUTO CHE:

- sia necessario valutare in modo esplicito il rispetto della *70% rule* per l'anno 2023 esclusivamente nelle ore e sui confini non oggetto di una specifica deroga concessa ai sensi dell'Articolo 16(9) del Regolamento 2019/943; segnatamente l'analisi debba riguardare:
 - per la CCR *Italy North* tutte le ore non oggetto di *additional constraints* esclusivamente lato capacità di importazione;
 - per la CCR GRIT tutte le ore dell'anno;
- sia comunque opportuno analizzare la situazione rispetto alla *70% rule* anche per le ore e i confini oggetto di deroga, al fine di identificare possibili aree di miglioramento in vista dell'applicazione della *70% rule* per gli anni a venire;
- per le valutazioni sul livello di capacità offerto su ciascun confine si possa utilizzare come base di partenza il report ACER 2023 in quanto redatto sulla base di un completo set di informazioni recante una stima del valore del MACZT; esso debba essere comunque integrato con ulteriori rielaborazioni a cura dell'Autorità finalizzate a individuare le responsabilità in merito all'eventuale mancato rispetto della *70% rule* in determinate ore e su determinati confini;
- sia pertanto necessario predisporre uno specifico report nazionale sul rispetto della *70% rule* (di seguito: report 70% Italia) recante le valutazioni sulla *compliance* di Terna, redatto in lingua inglese, data la rilevanza che le informazioni in esso contenute hanno a livello europeo;
- ai fini del report 70% Italia:
 - la presenza di un vincolo di tensione o stabilità della rete in assenza di specifiche risorse regolanti sia assimilabile all'assenza di specifiche azioni correttive; in questo caso trova quindi applicazione l'articolo 16(3) del Regolamento 2019/943 che consente di ridurre la capacità al di sotto del livello minimo del 70%;
 - per la CCR *Italy North* i flussi con la Svizzera possano essere considerati all'interno del limite del 70%; l'*Inter TSO agreement* sottoscritto dai TSO della CCR con il TSO svizzero risulta, infatti, coerente con i requisiti della comunicazione 16 luglio 2019 (considerazione di tutti gli elementi di rete e

presenza di una metodologia di ripartizione dei costi dell'attivazione delle azioni correttive).

RITENUTO, INFINE, CHE:

- a partire dal 19 giugno 2024, data di entrata in operatività dell'*export corner*, per la CCR *Italy North* il monitoraggio del rispetto della *70% rule* debba essere esteso anche alla capacità in esportazione almeno nelle ore e sui confini in cui è applicato l'*export corner* medesimo;
- sia pertanto opportuno richiedere a Terna di inviare anche i dati relativi a tale capacità in esportazione a partire dalla medesima data di cui sopra; l'invio avvenga in modo congiunto con gli altri dati relativi alla CCR *Italy North*

DELIBERA

1. di approvare il documento “*Report on the implementation of the minimum level of available capacity for cross-zonal trade (70%) on the Italian borders for year 2023*” allegato al presente provvedimento (*Allegato A*);
2. di prevedere che, a partire dai dati relativi al 19 giugno 2024, Terna proceda all'invio anche dei dati relativi al rispetto della *70% rule* per la capacità in esportazione sulle frontiere con Francia, Svizzera, Austria e Slovenia, almeno con riferimento alle ore e ai confini in cui trova applicazione l'*export corner*;
3. di trasmettere copia del presente provvedimento a Terna S.p.A., al Ministero per l'Ambiente e la Sicurezza energetica, alla Direzione Generale Energia della Commissione Europea e a ACER;
4. di pubblicare il presente provvedimento e il relativo *Allegato A* sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

5 novembre 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini