

DELIBERAZIONE 17 OTTOBRE 2023

473/2023/R/EEL

DETERMINAZIONE DI PREMI PER LA REALIZZAZIONE DI CAPACITÀ DI TRASPORTO INTERZONALE E PER L'EFFICIENZA DEGLI INVESTIMENTI RELATIVI AL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

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

Nella 1268^a riunione del 17 ottobre 2023

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: direttiva (UE) 2019/944);
- il regolamento (EU) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: regolamento (UE) 2019/943);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche ed integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, 25 giugno 1999;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 dicembre 2010;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (di seguito: decreto legislativo 210/2021);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, di seguito: Autorità) 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 653/2015/R/EEL) ed il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2015/R/EEL) ed il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIT 2016-2019);
- la deliberazione dell'Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2017, 579/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 579/2017/R/EEL);

- la deliberazione dell’Autorità 21 dicembre 2017, 881/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 881/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 8 marzo 2018, 129/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 129/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 12 luglio 2018, 386/2018/R/EEL;
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2018, 698/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 698/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 567/2019/R/EEL e il relativo Allegato A (di seguito: Regolazione *output-based* della trasmissione);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 568/2019/R/EEL) e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 3 novembre 2020, 436/2020/R/EEL (di seguito: deliberazione 436/2020/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 22 dicembre 2020, 565/2020/R/EEL;
- la deliberazione dell’Autorità 26 ottobre 2021, 446/2021/R/EEL (di seguito: deliberazione 446/2021/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 25 gennaio 2022, 23/2022/R/EEL;
- 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) e i relativi Allegati, come verificati positivamente dall’Autorità, e in particolare, il documento di Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna) “Allegato A.24 al Codice di rete: individuazione delle zone della rete rilevante” rev. 5 dell’1 gennaio 2021;
- la comunicazione di Terna del 1° febbraio 2018 prot. Autorità 2997 del 1° febbraio 2018;
- le comunicazioni di Terna del 31 ottobre 2018 prot. 27350 e prot. 27354, prot. Autorità 31604 e 31616 del 7 novembre 2018;
- la comunicazione di Terna del 2 aprile 2019, prot. Autorità 8283 del 2 aprile 2019;
- la comunicazione di Terna del 20 novembre 2019 prot. 81038, prot. Autorità 30610 del 20 novembre 2019;
- la comunicazione di Terna del 24 marzo 2020 prot. 20192, prot. Autorità 10415 del 24 marzo 2020;
- la comunicazione di Terna dell’8 aprile 2020, prot. Autorità 11892 dell’8 aprile 2020;
- la comunicazione di Terna del 27 novembre 2020 prot. 77169, prot. Autorità 39576 del 27 novembre 2020;
- la comunicazione di Terna del 26 giugno 2023, prot. Autorità 43253 del 26 giugno 2023;
- la lettera della Direzione Infrastrutture, Energia del 27 settembre 2023, prot. Autorità 60857, di comunicazione a Terna delle risultanze istruttorie, con allegate le tabelle recanti il quadro di sintesi dell’implementazione delle opere O-NPR1 e I-NPR1 e il relativo premio per l’efficienza (di seguito: lettera del 27 settembre 2023);
- la lettera della Direzione Infrastrutture, Energia del 2 ottobre 2023, prot. Autorità 61886, di comunicazione a Terna delle risultanze istruttorie in relazione all’incentivazione sperimentale a realizzazione di capacità addizionale di trasporto

(articolo 44 della Regolazione *output-based* della trasmissione) e alla promozione dell'efficienza dei costi di investimento (articolo 46 della Regolazione *output-based* della trasmissione) (di seguito: lettera del 2 ottobre 2023).

- i seguenti documenti di Terna, pubblicamente disponibili sul sito internet di Terna:
 - a) lo schema di Piano di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2023, trasmesso con comunicazione prot. AD P20230008873 del 25 gennaio 2023, prot. Autorità 5860 del 25 gennaio 2023;
 - b) il rapporto di qualità e altri *output* del servizio di trasmissione relativo all'anno 2022 ai sensi dell'articolo 42 della Regolazione *output-based* della trasmissione pubblicato in data 30 giugno 2023.

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 18, comma 2, del regolamento (UE) 2019/943 –prevede che le metodologie relative alle tariffe forniscano incentivi adeguati ai gestori dei sistemi di trasmissione, sia a breve che a lungo termine, al fine di promuovere l'integrazione del mercato;
- l'articolo 58 della direttiva (UE) 2019/944 –prevede che l'autorità di regolazione adotti tutte le misure ragionevoli idonee al perseguimento dell'obiettivo di assicurare che ai gestori dei sistemi siano offerti incentivi adeguati, sia a breve che a lungo termine, per promuovere l'integrazione del mercato;
- l'articolo 42, comma 1, lettera d-bis) del decreto legislativo 93/2011, come integrato dal decreto legislativo 210/2021, prevede che l'Autorità adotti tutte le misure ragionevoli e idonee al perseguimento della finalità di assicurare che ai gestori dei sistemi di distribuzione e di trasmissione dell'energia elettrica siano offerti incentivi adeguati, a breve e a lungo termine, per migliorare l'efficienza delle prestazioni dei sistemi, promuovendo l'integrazione dei mercati;
- l'articolo 43, comma 2, lettera c-duodecies) del decreto legislativo 93/2011, come integrato dal decreto legislativo 210/2021, prevede che l'Autorità assicuri che ai gestori dei sistemi siano offerti incentivi adeguati per promuovere l'integrazione del mercato;
- l'Autorità, con la deliberazione 654/2015/R/EEL, ha previsto, con riferimento alla regolazione tariffaria del servizio di trasmissione, il superamento dei preesistenti meccanismi di incentivazione di tipo *input-based* e l'introduzione, a tendere, di meccanismi di incentivazione che promuovano gli investimenti in modo selettivo in funzione dei benefici attesi del singolo investimento in infrastrutture di trasmissione (c.d. incentivazione *output-based*), inclusa la promozione dell'integrazione dei mercati;
- in particolare, con l'articolo 44 dell'Allegato A alla deliberazione 653/2015/R/EEL, come aggiornata dalla deliberazione 129/2018/R/EEL (ora Regolazione *output-based* della trasmissione), l'Autorità ha definito un meccanismo di incentivazione sperimentale a realizzazione di capacità aggiuntiva di trasporto interzonale fino a valori di capacità obiettivo, applicabile per il quinquennio 2019-2023;
- il comma 45.3 della Regolazione *output-based* della trasmissione prevede che, per ciascuna sezione o confine, il premio effettivo di cui ai commi 44.5 e 44.6 della

Regolazione *output-based* della trasmissione venga ridotto dall’Autorità nei casi in cui il rapporto tra la capacità di trasporto media resa disponibile per il mercato del giorno prima e la capacità di trasporto *winter peak* sia significativamente inferiore rispetto ai valori storici di tale rapporto, in uno o più dei tre anni successivi alla messa in esercizio dell’investimento che ha reso disponibile capacità di trasporto addizionale, salvo cause indipendenti dal gestore del sistema di trasmissione, debitamente documentate;

- con la deliberazione 698/2018/R/EEL, l’Autorità ha determinato parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione sperimentale alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale;
- con la deliberazione 446/2021/R/EEL, l’Autorità ha aggiornato i parametri e gli obiettivi per il meccanismo di incentivazione sperimentale alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale;
- con l’articolo 46 della Regolazione *output-based* della trasmissione, l’Autorità ha introdotto un meccanismo incentivante di promozione dell’efficienza dei costi di investimento nel periodo 2020-2023.

CONSIDERATO CHE:

- Terna ha pubblicato il rapporto di qualità e altri *output* del servizio di trasmissione relativo all’anno 2022 in data 30 giugno 2023;
- con la comunicazione del 26 giugno 2023, Terna ha indicato di aver effettuato nel corso del 2022 una serie di interventi a bassa intensità di capitale o “capital light”, per aumentare la capacità di trasporto, consistenti prevalentemente in:
 - a) potenziamento del Sistema di Difesa, attraverso l’asservimento di un maggior numero di unità di produzione da fonti rinnovabili alle logiche di teleseccato, l’installazione di nuove unità periferiche di monitoraggio (UPDM) e/o l’adeguamento delle unità esistenti e il ricorso a nuove logiche per il controllo della stabilità;
 - b) installazione di sistemi *Dynamic Thermal Rating* su rete 400/220/150 kV per massimizzare l’utilizzo degli *asset* delle direttrici di trasporto principali nel rispetto dei vincoli di sicurezza, migliorando la stima in tempo reale della portata in corrente massima effettiva;
 - c) risoluzione mirata dei limiti di portata degli elementi di rete che fungono da ‘collo di bottiglia’ e delle interferenze con altre linee;
- tali interventi sono stati identificati attraverso una metodologia ingegneristica in tre fasi che prevede:
 - i. l’individuazione di scenari di riferimento sulla base dei dati di carico e generazione zonali e di un set di variabili caratterizzanti lo stato del sistema elettrico (fabbisogno, fabbisogno residuo, produzione FER, import dall’estero).
 - ii. l’identificazione, attraverso analisi in regime statico e dinamico, dei “Critical Branch – Critical Outage” (CBCO), ovvero le porzioni di rete critiche per

- l'insorgere di un sovraccarico generato dal fuori servizio di un elemento di rete facente parte della sezione considerata;
- iii. la definizione del perimetro su cui intervenire e le contromisure attuabili (implementazione telescatto, creazione nuova logica di difesa, ecc.) ricorrendo ad analisi in regime statico e dinamico, e studio dei possibili interventi da effettuare sulla porzione di rete identificata;
- in particolare, *“Gli interventi realizzati da Terna nel corso del 2022 che hanno consentito incrementi di capacità oggetto di richiesta di premialità, sono:*
 1. *gli interventi “capital light” che hanno interessato la frontiera Nord permettendo il conseguimento di un incremento dei limiti di transito pari a 277 MW (complessivo) sulle sezioni di mercato con Francia, Svizzera, Austria;*
 2. *gli interventi “capital light” che hanno interessato la sezione Sud – Centro Sud consentendo l’incremento dei limiti di transito di 100 MW da Sud a Centro Sud;*
 3. *l’elettrodotto 380 kV “Deliceto-Bisaccia”, che ha consentito di rendere strutturali e permanenti i 150 MW dalla zona Sud alla zona Centro Sud dei 400 MW già rilasciati dal 1° gennaio 2021 con gli interventi “capital light” realizzati nel 2020”;*
 - con la lettera del 2 ottobre 2023, il direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità ha comunicato a Terna le risultanze istruttorie ai fini della determinazione dei premi per i meccanismi incentivanti di cui agli articoli 44 e 46 della Regolazione *output-based* della trasmissione per l’anno 2022;
 - la suddetta comunicazione di risultanze istruttorie indica che il quadro di premi ex articolo 44 della Regolazione *output-based* della trasmissione è determinabile come dalla seguente tabella:

Sezione e relativa direzione	Incremento di capacità di trasporto [MW]	Differenza capacità obiettivo – capacità di partenza [MW]	Premio quota congestione [milioni di euro]	Premio quota B1 [milioni di euro]	Premio totale [milioni di euro]
Nazioni a nord (FR, CH, AT) → Italia (monodirez.)	277	2800	12,079	1,200	13,279
Sud --> Centro Sud (monodirez.)	250	950	9,338	1,094	10,432
Totale premi art. 44					23,711

- la suddetta comunicazione indica inoltre che i costi di investimento associati agli interventi che hanno determinato gli incrementi di capacità di trasporto sono determinabili come dalla seguente tabella:

Sezione e relativa direzione	Costo di investimento [euro]
Nazioni a nord (FR, CH, AT) --> Italia	305.178
Sud --> Centro Sud	36.616.378

- i costi di investimento per la sezione Nazioni a Nord – Italia risultano inferiori sia ai costi di riferimento definiti nella Tabella 9 della Regolazione *output-based* della trasmissione, sia al limite di dieci milioni di euro fissato dal comma 46.4 della medesima deliberazione;
- i costi di investimento per la sezione Sud – Centro Sud risultano inferiori ai costi di riferimento definiti nella Tabella 9 della Regolazione *output-based* della trasmissione;
- il quadro di premi ex articolo 46 della Regolazione *output-based* della trasmissione è determinabile come dalla seguente tabella:

Sezione e relativa direzione	Premio [milioni di euro]
Nazioni a nord (FR, CH, AT) --> Italia	10,000
Sud --> Centro Sud	2,787
Totale premi art. 46	12,787

CONSIDERATO CHE:

- con la deliberazione 654/2015/R/EEL, l’Autorità ha approvato i criteri di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023, ed in particolare il TIT 2016-2019, recante disposizioni aventi ad oggetto la regolazione dei corrispettivi per la remunerazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica per il periodo 1 gennaio 2016 – 31 dicembre 2019 (NPR1);
- l’articolo 20 del TIT 2016-2019 definisce un meccanismo di incentivazione transitoria per il periodo 2016-2019;
- ai sensi dell’articolo 20, commi 3 e 4, del TIT 2016-2019, l’Autorità ha approvato e pubblicato, con deliberazione 579/2017/R/EEL, una lista di opere di sviluppo (di seguito: opere O-NPR1 e I-NPR1), unitamente al costo stimato di ciascuna opera e alla relativa data obiettivo;
- l’articolo 20, comma 9, del TIT 2016-2019 dispone che l’Autorità verifichi i dati comunicati ed accerti il raggiungimento delle date obiettivo, anche mediante controlli *in situ*;
- l’articolo 21, comma 1, del TIT 2016-2019 prevede un meccanismo correttivo per l’efficienza dell’incentivazione transitoria per il periodo 2016-2019, in base al quale, con riferimento alle opere O-NPR1 e I-NPR1, nel caso in cui il costo consuntivato a valle dell’entrata in esercizio sia inferiore al costo stimato, al gestore del sistema di trasmissione è riconosciuto un premio pari al 20% della differenza tra il costo stimato

e il costo consuntivato a condizione che la data di entrata in esercizio non sia successiva di oltre sei mesi alla data obiettivo definita dall'Autorità;

- l'articolo 21, comma 2, del TIT 2016-2019 prevede che l'Autorità accerti la sussistenza delle condizioni per il riconoscimento del premio di cui al medesimo articolo, anche mediante controlli *in situ*;
- con la deliberazione 881/2017/R/EEL, l'Autorità ha determinato il premio per l'efficienza di cui all'articolo 21, comma 1, del TIT 2016-2019, per le opere O-NPR1 e I-NPR1 entrate in esercizio e completamente consuntivate entro il 31 dicembre 2016, prevedendo di determinare successivamente l'eventuale premio per l'efficienza per alcune opere per le quali risultavano in corso attività di completamento, e che sarebbero state consuntivate dopo il 2016;
- con la deliberazione 436/2020/R/EEL, in ragione dell'emergenza epidemiologica da COVID-19, l'Autorità ha esteso da sei a nove mesi la franchigia per la data di entrata in esercizio delle opere O-NPR1 con data obiettivo dicembre 2019, ai fini dei meccanismi incentivanti di cui agli articoli 20 e 21 del TIT 2016-2019.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- su un totale di 42 opere O-NPR1 e 27 opere componenti gli interventi I-NPR1, risulta che:
 - a) 11 opere O-NPR1 e 3 opere componenti gli interventi I-NPR1 non sono entrate in esercizio nei termini temporali previsti per l'attribuzione del premio;
 - b) 24 opere O-NPR1 e 15 opere componenti gli interventi I-NPR1 sono entrate in esercizio nei termini previsti per l'eventuale attribuzione del premio, ma presentano costi consuntivati maggiori dei costi stimati indicati dall'Autorità;
 - c) 7 opere O-NPR1 e 9 opere componenti gli interventi I-NPR1 sono entrate in esercizio nei termini temporali previsti e con costi consuntivati inferiori a quelli stimati, risultando quindi beneficiarie del premio; di queste, per 2 opere O-NPR1 e 1 opera componente un intervento I-NPR1, il premio è già stato determinato con deliberazione 881/2017/R/EEL;
- con riferimento alle 16 opere O-NPR1 e I-NPR1 risultanti beneficiarie del premio, a fronte di un costo complessivo di 106.928.048 euro stimato in sede di ammissione al meccanismo di incentivazione, si è verificato un costo consuntivato di 86.314.137 euro;
- con la comunicazione del 27 settembre 2023, il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità ha inviato a Terna le risultanze istruttorie del procedimento di determinazione del premio per l'efficienza di cui all'articolo 21, comma 1, del TIT 2016-2019, unitamente alle tabelle di calcolo, recanti il quadro di sintesi dell'implementazione delle opere O-NPR1 e I-NPR1 e il relativo calcolo del premio per l'efficienza.

RITENUTO CHE SIA NECESSARIO:

- procedere alla determinazione dei premi per i meccanismi incentivanti di cui agli articoli 44 e 46 della Regolazione *output-based* della trasmissione per l'anno 2022;
- determinare, ai sensi dell'articolo 21 del TIT 2016-2019, il premio di cui al meccanismo di incentivazione transitoria per il periodo 2016-2019 per le opere O-NPR1 e I-NPR1 entrate in esercizio nel periodo 2016-2019, e interamente consuntivate nel periodo 2017-2020;
- dare mandato alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i seguiti di competenza

DELIBERA

1. di determinare il premio per Terna S.p.A., in relazione al meccanismo incentivante di cui all'articolo 44 della Regolazione *output-based* della trasmissione per il 2022, nella misura di 23.711.000,00 euro (ventitremilionisettecentoundicimila/00);
2. di determinare il premio per Terna S.p.A., in relazione al meccanismo incentivante di cui all'articolo 46 della Regolazione *output-based* della trasmissione per il 2022, nella misura di 12.787.000,00 euro (dodicimilionisettecentoottantasettemila/00);
3. di determinare il premio per l'efficienza per Terna S.p.A. per opere O-NPR1 e I-NPR1 entrate in esercizio nel periodo 2016-2019 e completamente consuntivate nel periodo 2017-2020, ai sensi dell'articolo 21 del TIT 2016-2019, come indicato nelle Tablelle 1 e 2 allegate al presente provvedimento, di cui costituiscono parte integrante e sostanziale;
4. di dare mandato alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali di riconoscere a Terna, entro la fine del mese successivo alla data di approvazione del presente provvedimento:
 - a. un premio di 36.498.000,00 euro, a valere sul conto "Qualità dei servizi elettrici", di cui all'Articolo 46 dell'Allegato A alla deliberazione 568/2019/R/EEL;
 - b. un premio di 4.008.583,00 euro, a valere sul "Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica", di cui all'Articolo 47 dell'Allegato A alla deliberazione 568/2019/R/EEL;
5. di trasmettere il presente provvedimento a Terna S.p.A. e alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali;
6. di pubblicare il presente provvedimento e le Tablelle 1 e 2 ad esso allegate sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

17 ottobre 2023

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini