

**DELIBERAZIONE 18 DICEMBRE 2018**  
**670/2018/R/EEL**

**AGGIORNAMENTO DELLE TARIFFE PER L'EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA, PER L'ANNO 2019 E DECISIONI IN MERITO ALLE ISTANZE PER INCENTIVI A SPECIFICI PROGETTI CON RISCHI ELEVATI**

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

Nella 1046<sup>a</sup> riunione del 18 dicembre 2018

**VISTI:**

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009;
- il regolamento (CE) 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009;
- il regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013 (di seguito: regolamento (UE) 347/2013);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e sue modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e sue modifiche e integrazioni;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 25 giugno 1999 e sue modifiche e integrazioni;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 22 dicembre 2000;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001 n. 244;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 23 dicembre 2002;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 20 aprile 2005, come modificato ed integrato dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 ottobre 2010;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 28 dicembre 2017 (di seguito: decreto MISE 28 dicembre 2017);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06 ed il relativo Allegato A, come successivamente modificati e integrati (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, ed il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato;

- la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 e, in particolare, il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 31 gennaio 2013, 40/2013/R/EEL (di seguito: deliberazione 40/2013/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 18 settembre 2014, 446/2014/R/COM (di seguito: deliberazione 446/2014/R/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 29 ottobre 2015, 517/2015/R/EEL;
- la deliberazione dell’Autorità 12 novembre 2015, 539/2015/R/EEL ed il relativo allegato, come successivamente modificati e integrati (di seguito: TISDC);
- la deliberazione dell’Autorità 2 dicembre 2015, 583/2015/R/COM ed il relativo Allegato A (di seguito: TIWACC), come successivamente modificati e integrati, in particolare, dalla deliberazione 6 dicembre 2018, 639/2018/R/COM (di seguito: deliberazione 639/2018/R/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL ed il relativo Allegato A, come successivamente modificati e integrati;
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2015/R/EEL) ed i relativi Allegato A (di seguito: TIT) e Allegato B (di seguito: TIME), come successivamente modificati e integrati;
- la deliberazione dell’Autorità 4 agosto 2016, 458/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 458/2016/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 22 dicembre 2016, 779/2016/R/EEL;
- la deliberazione dell’Autorità 3 agosto 2017, 579/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 579/2017/R/EEL);
- il parere dell’Autorità 14 dicembre 2017, 857/2017/I/EEL;
- il parere dell’Autorità 14 dicembre 2017, 862/2017/I/EEL;
- la deliberazione dell’Autorità 21 dicembre 2017, 883/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 883/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 21 dicembre 2017, 884/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 884/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 9 marzo 2018, 129/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 129/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 2 agosto 2018, 431/2018/R/EEL;
- il parere dell’Autorità 27 novembre 2018, 607/2018/I/EEL;
- il parere dell’Autorità 18 dicembre 2018 674/2018/I/EEL;
- il documento per la consultazione 31 maggio 2016, 288/2016/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 288/2016 R/EEL);
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione (oggi: Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling) 19 maggio 2016, 11/2016 (di seguito: determinazione 11/2016);

- il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all'articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 e i relativi Allegati, come verificati positivamente dall'Autorità.

**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, 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 4 del TIT disciplina gli obblighi informativi per gli esercenti i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica ai fini degli aggiornamenti tariffari annuali; e che, con determinazione 11/2016, sono state disciplinate le modalità operative di trasmissione dei dati e delle informazioni rilevanti ai fini dell'aggiornamento tariffario da parte del gestore del sistema di trasmissione e dei proprietari di reti di trasmissione diversi dal suddetto gestore;
- l'articolo 6 del TIT stabilisce che le richieste di rettifica dei dati tariffari comportano l'applicazione di una indennità amministrativa a carico dell'impresa richiedente pari all'1% della variazione del livello dei ricavi attesi causato dalla medesima rettifica e comunque non inferiore a mille euro, da versare alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (di seguito: CSEA) sul Conto di cui all'articolo 54 del TIT;
- l'articolo 7 del TIT disciplina l'applicazione della tariffa di trasmissione per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali, prevedendo che ciascuna impresa distributrice applichi, alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a i), del TIT, le componenti  $TRAS_P$  e  $TRAS_E$  a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione, i cui valori sono fissati nella tabella 1 del medesimo TIT;
- l'articolo 14 del TIT disciplina l'applicazione dei corrispettivi per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalla rete di trasmissione nazionale, prevedendo che ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN) riconosca al gestore del sistema di trasmissione le componenti  $CTR_P$  e  $CTR_E$  a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione, i cui valori sono fissati nella tabella 7 del medesimo TIT;
- l'articolo 17 del TIT disciplina, per il periodo 2016 – 2019, i criteri di aggiornamento annuale delle componenti tariffarie relative al servizio di trasmissione dell'energia elettrica;
- i criteri di aggiornamento di cui all'articolo 17 del TIT sono applicati anche ai fini dell'aggiornamento della componente tariffaria DIS, di cui all'articolo 46 della

deliberazione 111/06, a copertura dei costi sostenuti da Terna S.p.a. (di seguito: Terna) per lo svolgimento delle attività di dispacciamento.

**CONSIDERATO CHE:**

- l'articolo 20, del TIT, definisce un meccanismo di incentivazione transitoria per il periodo 2016-2019 per lo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione elettrica, che, entro un limite massimo pari al costo stimato e con vincoli sui tempi di entrata in esercizio, prevede il riconoscimento di una maggiorazione del tasso di remunerazione pari all'1% per 12 anni alle opere di sviluppo O-NPR1 di cui al comma 20.3 del TIT e alle opere che compongono gli interventi di sviluppo I-NPR1 di cui al comma 20.4 del TIT;
- ai sensi del medesimo articolo 20, del TIT, l'Autorità, con deliberazione 579/2017/R/EEL, ha approvato e pubblicato la lista delle opere di sviluppo O-NPR1 di cui all'articolo 20, comma 3, del TIT, e la lista di opere che compongono gli interventi di sviluppo I-NPR1 di cui all'articolo 20, commi 4 e 6, del TIT, unitamente alle relative date obiettivo di entrata in esercizio delle opere e al costo massimo ammesso al meccanismo incentivante;
- ai sensi del comma 20.9, del TIT, l'Autorità verifica ed accerta, anche mediante controlli *in situ*, i dati comunicati dal gestore ed il raggiungimento delle date obiettivo delle opere.

**CONSIDERATO CHE:**

- l'Autorità, con la deliberazione 884/2017/R/EEL, ha esteso le possibilità di incentivi, relativi ai soli progetti di interesse comune nel quadro del Regolamento (UE) 347/2013, ad altri progetti con elevati rischi specifici (purché a elevato beneficio di sistema, sulla base dell'indicatore IUS di utilità per il sistema elettrico italiano);
- con la deliberazione 129/2018/R/EEL, l'Autorità ha previsto uno specifico percorso per la valutazione di istanze per incentivi a progetti con rischi elevati legati alla lunghezza della fase di realizzazione, nel quale:
  - Terna effettua una consultazione pubblica a tutti i soggetti interessati;
  - Terna trasmette istanza all'Autorità comunicando quanto previsto dalla sezione C. "Istanze per l'ammissione agli incentivi" dell'Allegato A alla deliberazione 446/2014/R/COM, nonché i risultati dell'analisi costi benefici

- per il progetto in coerenza con le disposizioni della deliberazione 627/2016/R/EEL;
- l’Autorità verifica il rispetto dei requisiti di ammissione definiti con le deliberazioni 884/2017/R/EEL e 129/2018/R/EEL;
  - l’Autorità decide sulle istanze, eventualmente definendo specifiche condizionalità anche in relazione al rispetto delle tempistiche realizzative preventivate;
- Terna, con la comunicazione 3 agosto 2018 (prot. Autorità 23271/A del 3 agosto 2018), ha inviato all’Autorità sette “*istanze per il riconoscimento delle immobilizzazioni in corso per specifici progetti, ai sensi dell’articolo 9 della deliberazione 129/2018/R/EEL*”, come di seguito dettagliate:
    - 2018-LIC 1 “*Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo*”;
    - 2018-LIC 2 “*Stazione elettrica 380 kV Magenta*”;
    - 2018-LIC 3 “*Stazione elettrica 150 kV Celano*”;
    - 2018-LIC 4 “*Elettrodotti 150 kV Laurentina-Nomentana e Laurentina-Roma Sud*”;
    - 2018-LIC 5 “*Riassetto rete area Livorno*”;
    - 2018-LIC 6 “*Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova*”;
    - 2018-LIC 7 “*Stazione elettrica 220 kV di Fuorigrotta e cavi 220 kV*”.

**CONSIDERATO CHE:**

- l’Autorità, con deliberazione 639/2018/R/COM, ha provveduto all’aggiornamento dei parametri base per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, per il periodo 2019 – 2021, secondo le disposizioni del TIWACC; e che il tasso di remunerazione previsto per il servizio di trasmissione dell’energia elettrica è stato accertato nella misura del 5,6% (di seguito: *wacc base*);
- l’aggiornamento del *wacc base* rileva altresì ai fini della fissazione del tasso da applicare per la determinazione della soglia massima ammissibile per la capitalizzazione degli interessi passivi sostenuti in relazione alle nuove immobilizzazioni in corso a partire dall’anno 2016 (di seguito: *wacc “IPCO”*);
- il *wacc “IPCO”* di cui al precedente alinea, è determinato, a partire dal *wacc base*, ipotizzando che i nuovi investimenti siano finanziati principalmente mediante capitale di debito ed assumendo un rapporto tra capitale di debito e capitale proprio pari a quattro; e che tale tasso è stato accertato nella misura del 5,2%.

**CONSIDERATO CHE:**

- il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo, pari alla variazione media registrata dall’indice generale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati esclusi i tabacchi, come rilevato dall’Istat, per il periodo giugno 2017 – maggio 2018, rispetto ai dodici mesi precedenti, è stato accertato nella misura dello 0,85%;

- il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi, pari alla variazione media registrata dall'indice del deflatore degli investimenti fissi lordi, come rilevato dall'Istat e pubblicato nel mese di settembre 2018, nel periodo II trimestre 2017 – I trimestre 2018, rispetto ai quattro trimestri precedenti, è stato accertato nella misura dello 0,60%;
- il tasso annuale di recupero di produttività applicato ai fini dell'aggiornamento annuale della quota parte dei corrispettivi tariffari a copertura dei costi operativi relativi al servizio di trasmissione, ai sensi del comma 17.2 del TIT, è pari all'1,0%; e che tale tasso annuale di recupero di produttività è applicato anche con riferimento all'attività di dispacciamento.

**CONSIDERATO CHE:**

- Terna, con comunicazione 31 ottobre 2018 (prot. Autorità A/31605 e A/31616 del 7 novembre 2018), ha presentato all'Autorità, in coerenza con quanto disposto dalla determinazione 11/2016, la propria proposta tariffaria per l'aggiornamento dei ricavi di riferimento a copertura dei costi afferenti all'attività di trasmissione e dei costi sostenuti per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento (di seguito: proposta tariffaria) relativa all'anno 2019;
- con separate comunicazioni, Terna ha fornito informazioni di dettaglio in relazione a specifici meccanismi di regolazione rilevanti ai fini dell'aggiornamento delle tariffe di trasmissione per l'anno 2019, inclusi nella proposta tariffaria di cui al precedente alinea, come di seguito dettagliate:
  - comunicazione 31 ottobre 2017 (prot. Autorità 35906/A del 31 ottobre 2017), in cui Terna fornisce informazioni di dettaglio in relazione ai costi storici relativi a nuovi elementi di rete da includere nel perimetro della RTN, a partire dall'anno 2018;
  - la sopra menzionata comunicazione 3 agosto 2018 (prot. Autorità 23271/A del 3 agosto 2018), relativa alla presentazione delle istanze ai fini del riconoscimento della remunerazione prevista dall'articolo 9 della deliberazione 129/2018/R/EEL (di seguito: comunicazione 3 agosto 2018);
  - comunicazione 3 agosto 2018 (prot. Autorità 23280/A del 3 agosto 2018), relativa alla richiesta di riconoscimento dei costi per le attività di misura dell'energia elettrica in alta e altissima tensione svolte ai sensi del TIME;
  - comunicazione 29 ottobre 2018 (prot. Autorità 30797/A del 29 ottobre 2018), relativa a rettifiche del gettito relativo alla fatturazione della componente CTR (di seguito: comunicazione 29 ottobre 2018);
  - comunicazione 31 ottobre 2018 (prot. Autorità 31604/A del 7 novembre 2018), relativa all'entrata in esercizio delle opere di cui alle liste O-NPR1 e I-NPR1, ammesse al meccanismo transitorio di incentivazione degli investimenti, approvate con deliberazione 579/2017/R/EEL;

- Terna, con riferimento alle informazioni riportate nella proposta tariffaria per l'anno 2019, ha:
  - richiesto la rettifica del valore di taluni cespiti, comunicato in anni precedenti, per effetto di riclassifiche o integrazione di dati, per un valore complessivo, valutato a costo storico, di circa euro 10 mila; e che tali rettifiche rientrano nell'ambito di applicazione dell'articolo 6 del TIT;
  - segnalato che i volumi di energia e potenza rilevanti ai fini dell'applicazione delle componenti  $CTR_P$  e  $CTR_E$  tengono conto dei volumi dei sistemi di distribuzione chiusi (SDC), calcolati a partire dal 1° ottobre 2017 (e fino al 30 settembre 2018) come se a tale data i suddetti SDC fossero già reti di distribuzione ai sensi del TISDC;
  - sempre in relazione ai volumi di energia e potenza rilevanti ai fini dell'applicazione delle componenti  $CTR_P$  e  $CTR_E$ , presentato due scenari di riferimento caratterizzati dalla presenza o meno dei prelievi effettuati presso le cabine “Cailungo” e “Rovereta”, punti di interconnessione con le reti appartenenti alla Repubblica di San Marino;
  - segnalato che le suddette cabine risultano attualmente nella proprietà dell'Azienda Autonoma di Stato per i Servizi pubblici della Repubblica di San Marino, a cui risultano cedute dalla società e-distribuzione s.p.a., unitamente alle relative apparecchiature di misura, nel corso del corrente anno 2018;
  - richiesto che sia riconosciuto l'effetto di consuntivazione degli investimenti anche in relazione alle porzioni di RTN, acquisite nell'anno 2017, incluse nel perimetro della RTN ai sensi del decreto MISE 28 dicembre 2017 e ancora non riconosciute ai fini delle tariffe di trasmissione per l'anno 2018, di cui alla deliberazione 883/2017/R/EEL;
  - rappresentato dettagli relativi ai costi sostenuti per le attività di misura previste dal TIME a carico del gestore del sistema di trasmissione:
    - segnalando che tutti gli incrementi patrimoniali afferenti all'attività di misura esistenti al 31 dicembre 2016 continuano ad essere riconosciuti nell'ambito delle tariffe di trasmissione e che, dal 1° gennaio 2017, gli investimenti derivanti dalle nuove competenze attribuite al gestore del sistema di trasmissione dal TIME, dovranno essere riconosciuti nell'ambito dei corrispettivi di misura di cui al TIME;
    - richiedendo l'applicazione di uno specifico meccanismo di perequazione dei ricavi relativi alle ulteriori attività di misura attribuite dal TIME.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- Terna, nell'ambito della proposta tariffaria, ha trasmesso i dati di consuntivo e le informazioni sugli investimenti relativi alle opere I-NPR1 e O-NPR1, con data di

- completamento prevista entro il 31 dicembre 2017, entrate in esercizio negli anni 2016 e 2017 e per cui si è conclusa la rendicontazione entro il 31 dicembre 2017;
- dall'analisi di dati e informazioni di cui al punto precedente, risultano:
    - a) 3 opere I-NPR1 e 8 opere O-NPR1, concluse nell'anno 2016, già riconosciute ai fini delle tariffe per il servizio di trasmissione per l'anno 2018, oggetto della deliberazione 883/2017/R/EEL;
    - b) ulteriori 35 opere (di cui 20 opere I-NPR1 e 15 opere O-NPR1) che risultano concluse nel corso del 2017;
  - in relazione alle opere I-NPR1 ovvero O-NPR1 di cui alla lettera b) del precedente alinea, si rileva un costo di investimento ammesso alla maggiorazione del tasso di remunerazione, di cui all'articolo 20 del TIT, pari a circa 189 milioni di euro, per le opere I-NPR1, e pari a circa 35 milioni di euro, per le opere O-NPR1.

**CONSIDERATO CHE:**

- con nota del 29 novembre 2017 (prot. Autorità 33891/P), gli uffici dell'Autorità hanno comunicato a Terna le risultanze istruttorie sulla proposta di aggiornamento tariffario per l'anno 2019, richiedendo, in particolare:
  - maggiori dettagli in relazione alla movimentazione delle immobilizzazioni in corso, con particolare riferimento alla quota ammessa al meccanismo di salvaguardia di cui al comma 3.4 della deliberazione 654/2015/R/EEL;
  - di non considerare, nell'ambito della proposta tariffaria, gli effetti collegati al riconoscimento degli incentivi a progetti con rischi elevati, di cui alla deliberazione 129/2018/R/EEL, nelle more della conclusione della istruttoria relativa alla valutazione delle istanze presentate da Terna con la comunicazione 3 agosto 2018;
  - di non considerare, inoltre, nell'ambito della proposta tariffaria, il valore dell'eventuale maggiore remunerazione collegata all'entrata in esercizio dei sistemi sperimentali di accumulo "*energy intensive*", nelle more della conclusione della relativa valutazione di ammissibilità;
- nell'ambito della medesima comunicazione di risultanze istruttorie, è stata altresì comunicata a Terna:
  - l'adozione, quale scenario di riferimento ai fini della determinazione dei volumi di energia e potenza rilevanti ai fini dell'applicazione delle componenti  $CTR_P$  e  $CTR_E$ , dello scenario comprensivo dei prelievi effettuati presso i punti di interconnessione con le infrastrutture appartenenti dell'Azienda Autonoma di Stato per i Servizi pubblici della Repubblica di San Marino;
  - in esito alle analisi condotte dagli uffici dell'Autorità, l'attivazione di specifici meccanismi perequativi dei costi di capitale sostenuti da Terna in

- relazione alle attività di misura, attribuite alla medesima società ai sensi del TIME a partire dall'anno 2017;
- l'eventuale inclusione d'ufficio del riconoscimento degli incentivi su progetti con rischi elevati, di cui alla deliberazione 129/2018/R/EEL, nel caso in cui il relativo procedimento di valutazione sia concluso in tempi compatibili con il loro recepimento nell'ambito dell'aggiornamento tariffario per l'anno 2019;
  - l'attribuzione d'ufficio dei nuovi valori del tasso di remunerazione del capitale investito, in esito all'aggiornamento del suddetto tasso ai sensi delle disposizioni di cui al TIWACC;
- Terna, con comunicazione 5 dicembre 2018 (prot. Autorità 34644/A del 6 dicembre 2018), ha presentato una nuova proposta tariffaria, apportando le modifiche e fornendo i chiarimenti richiesti dall'Autorità; e che tale proposta è risultata coerente con le disposizioni di cui al TIT e al TIME.

**CONSIDERATO CHE:**

- in relazione allo scenario di riferimento da utilizzare ai fini della determinazione dei volumi di energia e potenza rilevanti ai fini dell'applicazione delle componenti  $CTR_P$  e  $CTR_E$ , la mancata considerazione dei prelievi effettuati nei punti di interconnessione con le reti appartenenti alla Repubblica di San Marino, comporterebbe la socializzazione a carico dei clienti italiani di costi sostenuti da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione alla medesima Repubblica di San Marino;
- ai fini dell'erogazione del servizio di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica, gli utenti del dispacciamento, ovvero le imprese di distribuzione di energia elettrica stipulano apposite convenzioni con il gestore del sistema di trasmissione in ordine alle modalità e tempistiche per lo scambio dei dati, la fatturazione ed il pagamento del corrispettivo di trasmissione da parte delle controparti di tali convenzioni;
- i *driver* di riferimento per la determinazione delle componenti tariffarie  $CTR_P$  e  $CTR_E$  per l'anno 2019, sulla base dei dati registrati a consuntivo negli ultimi 12 mesi disponibili (ottobre 2017 – settembre 2018), valutati sulla base del medesimo perimetro della RTN utilizzato per gli anni precedenti, e tenuto conto di quanto segnalato da Terna in relazione ai SDC, risultano pari a 54,6 GW e 244,4 TWh, in aumento rispettivamente dello 0,2% per la potenza e dello 0,5% per l'energia rispetto ai volumi di riferimento considerati ai fini del dimensionamento delle componenti tariffarie  $CTR$  per l'anno 2018.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- l'Autorità, con comunicazione 30 novembre 2018, prot. Autorità A/34050 (di seguito: comunicazione 30 novembre 2018), ha trasmesso a Terna le risultanze

istruttorie in relazione alle istanze presentate ai sensi del punto 9 della deliberazione 129/2018/R/EEL, evidenziando che:

- per i progetti 2018-LIC 1 “*Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo*”, 2018-LIC 2 “*Stazione elettrica 380 kV Magenta*”, 2018-LIC 6 “*Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova*” e per i sotto-progetti 2018-LIC 5a “*SE 132 kV Collesalvetti e raccordi*” e 2018-LIC 5b “*Ulteriori attività del progetto 2018-LIC 5 Riassetto rete area Livorno*”, tutti i requisiti di ammissibilità sono verificati positivamente;
- per i tre progetti 2018-LIC 3 “*Stazione elettrica 150 kV Celano*”, 2018-LIC 4 “*Elettrodotti 150 kV Laurentina-Nomentana e Laurentina-Roma Sud*” e 2018-LIC 7 “*Stazione elettrica 220 kV di Fuorigrotta e cavi 220 kV*” non sono verificati positivamente:
  - o il requisito di cui al punto 9 della deliberazione 129/2018/R/EEL, lettera d), relativo alla comunicazione all’Autorità dei risultati dell’analisi costi benefici ex delibera 627/2016/R/EEL, in quanto viene comunicata l’analisi costi benefici per l’intervento come effettuata nello schema di Piano di Sviluppo, mentre il progetto oggetto di istanza è una porzione minima dell’intervento;
  - o di conseguenza, il requisito di cui alla deliberazione 884/2017/R/EEL relativo alla presenza di un risultato dell’analisi costi benefici con indicatore IUS superiore a 1,5, in quanto non può essere utilizzato il valore dello IUS a livello di intervento.
- per il sotto-progetto 2018-LIC 5c “*SE Acciaiole: ATR 380/132 kV e nuova sez. 132 kV*” del progetto 2018-LIC 5 “*Riassetto rete area Livorno*”, non sono verificati positivamente:
  - o il requisito di cui al punto 9 della deliberazione 129/2018/R/EEL, lettera d), relativo alla comunicazione all’Autorità dei risultati dell’analisi costi benefici ex delibera 627/2016/R/EEL, in quanto una parte di questo sotto-progetto (la nuova sezione sbarre 132 kV) non è esplicitata né motivata nello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN 2018;
  - o di conseguenza, il requisito di cui alla deliberazione 884/2017/R/EEL relativo alla presenza di un risultato dell’analisi costi benefici con indicatore IUS superiore a 1,5, in quanto non può essere riferito al sotto-progetto 2018-LIC 5c il valore dello IUS a livello di intervento.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- Terna, con la comunicazione 29 ottobre 2018, ha segnalato all’Autorità che, per effetto dei conguagli relativi a rettifiche dei dati di fatturazione delle componenti CTR di competenza degli anni 2013 – 2015, si è determinato un maggior gettito pari a euro 763.130,67, che la società stessa è tenuta a restituire al sistema.

**CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- il TIME, tra l'altro, attribuisce dall'1 gennaio 2017 al gestore del sistema di trasmissione la responsabilità delle seguenti operazioni:
  - a) installazione e di manutenzione delle apparecchiature di misura dei clienti finali connessi sulla RTN;
  - b) gestione dei dati di misura dei punti di interconnessione tra RTN e reti di distribuzione e dei punti di misura delle utenze (clienti finali e produttori) connessi sulla RTN;
- l'Autorità, con deliberazione 883/2017/R/EEL, ha rimandato a successivo provvedimento la definizione di un eventuale meccanismo di perequazione dei costi derivanti dalle ulteriori attività di misura attribuite dal TIME al gestore del sistema di trasmissione;
- in coerenza con quanto riportato nel documento per la consultazione 288/2016/R/EEL e successivamente confermato nella parte di motivazioni della deliberazione 458/2016/R/EEL, di modifica del TIME a valere dall'1 gennaio 2017, la differente attribuzione delle responsabilità delle attività di misura non intende *“modificare le logiche di riconoscimento dei costi e i relativi meccanismi di determinazione delle tariffe per il servizio di misura, né i valori unitari delle medesime tariffe, già oggetto della deliberazione 654/2015/R/EEL”*;
- gli approfondimenti condotti dagli uffici dell'Autorità hanno evidenziato la necessità di introdurre meccanismi di perequazione dei costi di capitale sostenuti da Terna in esito alle modifiche nell'attribuzione delle responsabilità, a partire dall'anno 2017, relative alle attività di misura di energia elettrica di cui al TIME.

**RITENUTO CHE:**

- sia opportuno concludere il procedimento relativo alla valutazione delle istanze presentate da Terna ai sensi della deliberazione 129/2018/R/EEL;
- sia necessario, ai fini del precedente alinea, sulla base delle evidenze istruttorie disponibili:
  - accogliere le istanze relative ai progetti:
    - 2018-LIC 1 *“Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo”*;
    - 2018-LIC 2 *“Stazione elettrica 380 kV Magenta”*;
    - 2018-LIC 6 *“Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova”*;
  - accogliere parzialmente l'istanza 2018-LIC 5 *“Riassetto rete area Livorno”*, limitatamente ai sotto-progetti:
    - 2018-LIC 5a *“SE 132 kV Collesalveti e raccordi”*;
    - 2018-LIC 5b *“Ulteriori attività”*;
  - respingere le istanze relative ai progetti:
    - 2018-LIC 3 *“Stazione elettrica 150 kV Celano”*;

- 2018-LIC 4 “Elettrodotti 150 kV Laurentina-Nomentana e Laurentina-Roma Sud”;
- 2018-LIC 7 “Stazione elettrica 220 kV di Fuorigrotta e cavi 220 kV”.

**RITENUTO OPPORTUNO:**

- approvare, tenuto conto di quanto riportato in premessa e di seguito precisato, la proposta tariffaria presentata dal gestore del sistema di trasmissione con comunicazione del 5 dicembre 2018 relativa all’aggiornamento, per l’anno 2019, dei ricavi di riferimento a copertura dei costi afferenti all’attività di trasmissione e dei costi sostenuti per lo svolgimento dell’attività di dispacciamento;
- riconoscere la maggiorazione del tasso di remunerazione sugli investimenti relativi alle opere I-NPR1 e O-NPR1 entrate in esercizio negli anni 2016 e 2017, a valere sulle tariffe di trasmissione per l’anno 2019, e considerare tale componente di ricavo, pari a circa 3,5 milioni di euro, nell’ambito della componente tariffaria *CTR<sup>Premium</sup>* di cui al comma 22.1, lettera b), del TIT;
- includere la quota parte di ricavo relativa agli investimenti nei progetti pilota relativi ai sistemi di accumulo nella componente tariffaria *CTR<sup>Premium</sup>* di cui al comma 22.1, lettera b), del TIT, in modo tale che sia assicurata la relativa competenza al gestore del sistema di trasmissione;
- ai fini del conguaglio dovuto alla differenza tra valori di pre-consuntivo e valori di consuntivo relativi agli incrementi patrimoniali realizzati nell’anno 2017 tenere altresì conto:
  - a) del valore delle immobilizzazioni in corso ammesse al meccanismo di salvaguardia di cui al comma 3.4 della deliberazione 654/2015/R/EEL come rettificato da Terna nella proposta tariffaria;
  - b) degli effetti derivanti dall’ampliamento dell’ambito della RTN, disposto dal decreto MISE 28 dicembre 2017, relativo all’acquisizione dell’elettrodotto in cavo 150 kV “*Deliceto–Stornarella*”, sulla base dei valori di costo storico forniti da Terna nella propria comunicazione 31 ottobre 2017, non ancora riconosciuta a valere sulle tariffe di trasmissione per l’anno 2018;
- attribuire d’ufficio, in quanto determinati successivamente all’invio della proposta tariffaria:
  - a) il nuovo valore del *wacc* base, in vigore dall’1 gennaio 2019, per effetto della deliberazione 639/2018/R/COM;
  - b) il nuovo valore del *wacc* “IPCO” calcolato, *ceteris paribus*, assumendo un rapporto tra capitale di terzi e capitale proprio pari a 4;
  - c) il valore dell’incentivazione collegata alle istanze di cui alla deliberazione 129/2018/R/EEL, accolte dall’Autorità, secondo quanto riportato in premessa e comunicato a Terna con la comunicazione 30 novembre 2018;
- ai fini dei riconoscimenti di cui alla lettera c) del precedente alinea, considerare il valore delle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2018, a valere sulle tariffe per l’anno 2019;

- utilizzare quale *driver* di riferimento per la determinazione delle componenti  $CTR_P$  e  $CTR_E$ , di cui all'articolo 14 del TIT, le variabili di scala, comunicate da Terna, inclusive dei prelievi effettuati nei punti di interconnessione con la Repubblica di San Marino;
- procedere all'aggiornamento per l'anno 2019:
  - a) delle componenti  $CTR_P$  e  $CTR_E$ , di cui all'articolo 14 del TIT;
  - b) delle componenti  $CTR^{Premium}$  e  $CTR^{PdD}$ , di cui all'articolo 22 del TIT;
  - c) delle componenti  $TRAS_P$  e  $TRAS_E$ , di cui all'articolo 7 del TIT, afferenti alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a i), del medesimo TIT.

**RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:**

- che Terna versi il maggior gettito derivante da rettifiche dei dati di fatturazione di competenza del periodo 2013-2015 sul conto di cui all'articolo 54 del TIT istituito presso la CSEA;
- rinviare a successivi provvedimenti:
  - la determinazione della maggiore remunerazione collegata all'operatività dei progetti pilota relativi ai sistemi di accumulo di tipo “*energy intensive*”, in esito alla conclusione della relativa istruttoria di ammissibilità;
  - la definizione di uno specifico meccanismo di perequazione dei costi di capitale sostenuti da Terna in relazione al servizio di misura dell'energia elettrica

**DELIBERA**

1. con riferimento alle istanze presentate da Terna in relazione all'ammissione al trattamento incentivante di progetti con rischi elevati, di cui alla deliberazione 129/2018/R/EEL, di:
  - a) accogliere integralmente le istanze relative ai progetti 2018-LIC 1, 2018-LIC 2 e 2018-LIC 6;
  - b) accogliere parzialmente l'istanza 2018-LIC 5, limitatamente ai sotto-progetti 2018-LIC 5a e 2018-LIC 5b;
  - c) respingere le rimanenti istanze;
2. di approvare le proposte tariffarie presentate dal gestore del sistema di trasmissione relative all'aggiornamento, per l'anno 2019, dei ricavi di riferimento a copertura dei costi afferenti all'attività di trasmissione e dei costi sostenuti per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento, attribuendo d'ufficio, a valere sulle tariffe per il servizio di trasmissione, il valore dei riconoscimenti relativi alle istanze accolte, ai sensi del precedente punto 1;

3. di aggiornare, per l'anno 2019, le componenti  $TRAS_P$  e  $TRAS_E$ , di cui all'articolo 7 del TIT, le componenti  $CTR_P$  e  $CTR_E$ , di cui all'articolo 14 del TIT, e le componenti  $CTR^{Premium}$  e  $CTR^{PdD}$ , di cui all'articolo 22 del TIT, come riportate nelle Tablelle 1, 7 e 8 allegate al presente provvedimento, che sostituiscono le tabelle con la medesima numerazione allegate al TIT;
4. di prevedere che la società Terna S.p.a. versi, alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (di seguito: Cassa), l'importo di euro 763.130,67 derivante da rettifiche dei dati di fatturazione di competenza del periodo 2013-2015, sul conto di cui all'articolo 54 del TIT, entro 60 giorni dalla data di approvazione del presente provvedimento;
5. di applicare, a Terna S.p.a., l'indennità amministrativa per la richiesta di rettifiche di cui all'articolo 6 del TIT nella misura di euro 1.000, da versare alla Cassa, sul conto di cui all'articolo 54 del TIT, entro 60 giorni dalla data di approvazione del presente provvedimento;
6. di pubblicare il presente provvedimento, nonché le Tablelle 1, 7 e 8 del TIT, come aggiornate ai sensi del precedente punto 3, sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

18 dicembre 2018

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*