

**DELIBERAZIONE 23 OTTOBRE 2019  
420/2019/R/EEL**

**DETERMINAZIONI IN MATERIA DI IMPIANTI ESSENZIALI. MODIFICHE E INTEGRAZIONI  
ALLA DISCIPLINA DI RIFERIMENTO**

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

Nella 1084<sup>a</sup> riunione del 23 ottobre 2019

**VISTI:**

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 20 aprile 2005;
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 2 agosto 2010 (di seguito: decreto 2 agosto 2010);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06, come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 26 settembre 2013, 413/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 413/2013/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel (di seguito: deliberazione 342/2016/E/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2016, 459/2016/E/eel (di seguito: deliberazione 459/2016/E/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2018, 651/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 651/2018/R/eel);
- la comunicazione di Terna S.p.a. (di seguito: Terna), del 29 agosto 2019, prot. Autorità 22020, del 30 agosto 2019 (di seguito: prima comunicazione Terna);
- la comunicazione di Terna, del 6 settembre 2019, prot. Autorità 22599, del 9 settembre 2019 (di seguito: seconda comunicazione Terna);
- la lettera della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale (di seguito: DMEA) dell'Autorità, del 3 ottobre 2019, prot. Autorità 25175, di pari data (di seguito: lettera DMEA);

- la comunicazione di Terna, del 14 ottobre 2019, prot. 26601 Autorità, del 15 ottobre 2019 (di seguito: terza comunicazione Terna).

**CONSIDERATO CHE:**

- gli articoli 63, 64 e 65, della deliberazione 111/06 (laddove non diversamente specificato, gli articoli e i commi citati nel prosieguo sono da considerare relativi alla deliberazione 111/06), definiscono la disciplina tipica ed i relativi diritti ed obblighi cui deve attenersi l'utente del dispacciamento di uno o più impianti essenziali (di seguito: regimi tipici); l'articolo 65.bis definisce, invece, la disciplina alternativa alla disciplina tipica ed i relativi diritti ed obblighi cui deve adempiere l'utente del dispacciamento di uno o più impianti essenziali che opti per detta disciplina alternativa;
- ai sensi del comma 65.bis.3, ai fini dell'applicazione della disciplina alternativa, l'Autorità determina i valori assunti, con riferimento all'anno solare successivo, da:
  - le quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento di cui al comma 65.bis.2;
  - il prezzo massimo a salire e quello minimo a scendere di cui alla lettera a) del comma 65.bis.2, incluse le eventuali indicizzazioni;
  - il corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 65.bis.2;
- ai sensi del comma 64.4, i vincoli ed i criteri previsti dalla disciplina tipica cui l'utente del dispacciamento deve attenersi, con riferimento agli impianti di produzione essenziali, nel presentare le sue offerte nel mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD), possono essere definiti da Terna anche tenendo conto degli esiti dei mercati dell'energia;
- i vincoli ed i criteri cui l'utente del dispacciamento deve attenersi nel presentare le sue offerte nel MSD, qualora opti per la disciplina alternativa, non dipendono dagli esiti dei mercati dell'energia, con riferimento alla capacità produttiva disponibile in esito a detti mercati;
- qualora un utente del dispacciamento opti per la disciplina alternativa, si rende pertanto necessario formulare un'ipotesi circa la programmazione attesa nell'anno solare successivo degli impianti di produzione nella disponibilità del medesimo utente in esito ai mercati dell'energia, al fine di dimensionare adeguatamente, rispetto all'essenzialità dello stesso, la quantità dell'impegno che detto utente deve assumere;
- con la seconda e la terza comunicazione Terna, l'omonima società ha fornito all'Autorità gli elementi necessari per le determinazioni di cui al comma 65.bis.3; con riferimento alle quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento e di cui al comma 65.bis.2, tali elementi consentono di determinare dette quantità tenendo anche in considerazione, sulla base di ragionevoli ipotesi, la programmazione attesa degli impianti di produzione nella disponibilità dell'utente del dispacciamento in esito ai mercati dell'energia;

- sulla base degli elementi resi disponibili all’Autorità da Terna con la seconda e la terza comunicazione omonima, gli utenti del dispacciamento cui inviare la comunicazione di cui al comma 65.bis.3 sono:
  - a. C.V.A. TRADING S.r.l.;
  - b. ENEL PRODUZIONE S.p.a.;
  - c. ENI S.p.a.;
  - d. EP PRODUZIONE S.p.a.;
  - e. IREN ENERGIA S.p.a.;
- gli impianti Biopower Sardegna, Centrale elettrica di Capri, Iges, Porcari e Rosen 132kV, indicati dalla stessa Terna tra gli impianti singolarmente essenziali per l’anno 2020, non sono allo stato abilitati;
- il comma 65.bis.3 prevede che la comunicazione di cui al medesimo comma sia inviata esclusivamente con riferimento a potenza abilitata;
- l’impianto Flumendosa, incluso da Terna tra gli impianti singolarmente essenziali per l’anno 2020, è allo stato abilitato per una potenza inferiore rispetto alla capacità essenziale dell’impianto medesimo;
- con la deliberazione 651/2018/R/eel, l’Autorità ha definito i parametri tecnico-economici rilevanti per l’applicazione del regime alternativo, di cui all’articolo 65.bis, all’impianto essenziale Flumendosa per l’anno 2019:
  - prendendo atto dell’impegno del relativo utente del dispacciamento, per l’anno 2019, a non abilitare al MSD la capacità non abilitata del medesimo impianto nel caso in cui quest’ultimo fosse assoggettato al regime alternativo, per detto anno, con riferimento a una capacità non superiore a quella già abilitata (di seguito: Impegno);
  - tenendo conto che la capacità non abilitata dell’impianto Flumendosa è soggetta alle disposizioni del Codice di rete di Terna che consentono a Terna stessa, per esigenze di sicurezza del sistema elettrico, di modificare in tempo reale il programma post-mercato infragiornaliero di unità di produzione non abilitate, remunerando detta movimentazione a un prezzo pari al prezzo del mercato del giorno prima della zona di appartenenza;
  - ritenendo che, alla luce della combinazione dell’Impegno e delle disposizioni del Codice di rete sulla capacità non abilitata, l’assoggettamento dell’impianto Flumendosa al regime alternativo, per quantità d’impegno che risultano, contestualmente, inferiori alla capacità essenziale dell’impianto medesimo e non superiori alla capacità attualmente abilitata dello stesso, sia compatibile con le esigenze di gestione in sicurezza del sistema elettrico e di controllo del potere di mercato nel MSD;
  - stabilendo quantità minime contrattuali nei limiti della capacità abilitata del sopramenzionato impianto.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- il comma 64.24 prevede che, nell’ambito del processo di definizione del quadro regolatorio dei regimi tipici, Terna proponga all’Autorità il rendimento standard, lo

standard di emissione e il costo standard per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento di rifiuti e residui della combustione, in relazione alle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche;

- Terna ha presentato all’Autorità la proposta indicata al comma 64.24 per l’anno 2020 con la prima comunicazione omonima;
- con riferimento al regime di reintegrazione dei costi, il valore del tasso di remunerazione del capitale è pari alla somma tra il costo medio ponderato del capitale relativo all’attività di generazione elettrica e una maggiorazione per tenere conto sia della durata limitata dell’ammissione al regime di reintegrazione dei costi rispetto ai tipici periodi di ammortamento e recupero degli investimenti in generazione elettrica, sia degli effetti sulla remunerazione derivanti dal lasso temporale tra il termine dell’anno cui si riferisce il corrispettivo di reintegrazione e la data attesa del riconoscimento del corrispettivo medesimo all’utente del dispacciamento interessato.

**RITENUTO OPPORTUNO:**

- definire con il presente provvedimento i parametri tecnico-economici rilevanti per l’applicazione del regime alternativo, di cui all’articolo 65.bis, agli impianti (o raggruppamenti di impianti) essenziali;
- determinare, per ciascun utente del dispacciamento, le quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento di cui al comma 65.bis.2, in base alle informazioni di cui alla seconda e alla terza comunicazione Terna, adottando – alla luce dei fenomeni evidenziati nell’ambito dei procedimenti *ex* deliberazioni 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel - ipotesi cautelative in merito alla programmazione attesa in esito ai mercati dell’energia degli impianti di produzione nella disponibilità dell’utente del dispacciamento;
- determinare il prezzo massimo a salire, di cui alla lettera a), del comma 65.bis.2, in funzione del costo variabile standard di un impianto turbogas a ciclo aperto (di seguito: impianto turbogas) determinato secondo i medesimi criteri utilizzati per l’anno 2019, confermando:
  - la metodologia di valorizzazione del gas naturale introdotta con la deliberazione 413/2013/R/eel;
  - il valore della componente “Altri costi e rischi di gestione” applicata per l’anno 2019, che tiene forfetariamente conto di eventuali e ulteriori oneri non inclusi nelle altre componenti;
- determinare il prezzo minimo a scendere, di cui alla lettera a), del comma 65.bis.2, come pari al minor valore tra:
  - il costo variabile standard di un impianto turbogas, al netto di un valore a copertura dei rischi impliciti nella riduzione del programma;
  - il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita nel mercato del giorno prima, al netto di un valore a copertura dei rischi impliciti nella riduzione del programma;

- tenere conto, nella determinazione del corrispettivo *ex* lettera b) del comma 65.bis.2, del valore assunto, qualora superiore ad 1 (uno), dal rapporto tra le ore di impegno richiesto ed il numero massimo di ore in cui un impianto turbogas può effettivamente funzionare nel corso dell'anno, anche in relazione alle esigenze di manutenzione ordinaria ed ai normali tassi di accidentalità;
- determinare il corrispettivo *ex* lettera b) del comma 65.bis.2 in funzione del costo fisso di un impianto turbogas;
- determinare comunque, per quanto nei considerati, i corrispettivi di cui ai precedenti alinea con riferimento alla struttura di costo degli impianti turbogas secondo i criteri applicati per l'anno 2019;
- nell'ipotesi di impianti di produzione alimentati da combustibili fossili e oggetto di convenzioni CIP 6/92 risolte anticipatamente ai sensi dell'articolo 1, comma 2, del decreto 2 agosto 2010, escludere la cumulabilità del corrispettivo per la disponibilità di capacità, di cui all'articolo 1, comma 3, del medesimo decreto, con il corrispettivo di cui al comma 65.bis.2, lettera b), in quanto, avendo i due analoga finalità, ciò determinerebbe una forma di doppia remunerazione delle quantità di potenza impegnata;
- consentire, comunque, a ciascun utente del dispacciamento oggetto del presente provvedimento, di proporre all'Autorità strutture alternative di corrispettivi rispetto a quelli di cui ai precedenti alinea;
- che, comunque, al fine di permettere all'Autorità di valutare l'opportunità di accogliere dette proposte, queste siano accompagnate da analisi che diano evidenza del maggior beneficio che tali diverse strutture porterebbero in termini di riduzione della spesa complessiva per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento;
- predisporre, per ciascun utente del dispacciamento, un apposito allegato al presente provvedimento, nel quale siano evidenziate le quantità e i prezzi di cui ai precedenti alinea, nonché gli impianti cui si riferiscono;
- escludere dagli allegati citati al precedente alinea gli impianti non abilitati, ai sensi del comma 65.bis.3, e gli impianti già soggetti al regime di reintegrazione dei costi, a seguito dell'ammissione a detto regime per un periodo pluriennale che include anche l'anno 2020;
- definire i parametri tecnico-economici rilevanti per l'applicazione del regime alternativo, di cui all'articolo 65.bis, anche con riferimento all'impianto essenziale Flumendosa per l'anno 2020, prevedendo che detto impianto possa essere assoggettato al regime alternativo per l'anno 2020 a condizione che il relativo utente, nell'eventuale comunicazione *ex* comma 65.bis.5, estenda l'Impegno al sopramenzionato anno e stabilendo quantità minime contrattuali nei limiti della capacità abilitata dell'impianto medesimo; a tale proposito, come per l'anno 2019, si ritiene che, con la combinazione dell'Impegno e delle disposizioni del Codice di rete sulla capacità non abilitata, l'assoggettamento dell'impianto Flumendosa al regime alternativo, per quantità d'impegno che risultano, contestualmente, inferiori alla capacità essenziale dell'impianto medesimo e non superiori alla capacità attualmente abilitata dello stesso, sia compatibile con le esigenze di gestione in sicurezza del sistema elettrico e di controllo del potere di mercato nel MSD.

**RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:**

- per definire il quadro regolatorio generale per l'anno 2020 in materia di determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali, estendere al citato anno alcune disposizioni la cui validità è attualmente limitata all'anno 2019, quali, a titolo esemplificativo, quelle riguardanti i prodotti di riferimento per la valorizzazione dei combustibili;
- approvare, con efficacia limitata all'anno 2020, la proposta che, ai sensi del comma 64.24, Terna ha presentato all'Autorità con la prima comunicazione omonima, in merito agli standard delle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche;
- approvare le percentuali standard per la valorizzazione degli sbilanciamenti che Terna ha proposto con la prima comunicazione omonima;
- prevedere una riduzione dei termini entro i quali Terna comunica all'Autorità gli esiti della verifica sul margine di contribuzione indicato nelle istanze di riconoscimento degli acconti e del saldo del corrispettivo di reintegrazione, al fine di agevolare la contrazione del periodo compreso tra la fine dell'anno cui si riferisce detto corrispettivo e la data attesa del riconoscimento dello stesso;
- con riferimento al regime di reintegrazione dei costi, confermare, per l'anno 2020, il tasso di remunerazione del capitale valido per l'anno 2019, considerando gli effetti della misura di cui al precedente alinea a compensazione dell'aumento del tasso di rendimento delle attività prive di rischio;
- limitatamente all'anno in corso, prorogare alcune scadenze fissate dalla vigente disciplina degli impianti essenziali, al fine di tenere conto del fatto che talune attività sinora svolte in applicazione della disciplina medesima si sono protratte oltre i termini originariamente previsti e di assicurare così un più ordinato svolgimento delle stesse

**DELIBERA**

1. di determinare i valori assunti, con riferimento all'anno solare 2020, dalle quantità e dai corrispettivi oggetto delle comunicazioni, di cui al comma 65.bis.3, sulla base di quanto esplicitato in premessa e come quantificato negli Allegati A ed A1, B e B1, C e C1, D e D1, E ed E1 al presente provvedimento, riferiti rispettivamente alle società C.V.A. TRADING S.r.l., ENEL PRODUZIONE S.p.a., ENI S.p.a., EP PRODUZIONE S.p.a. e IREN ENERGIA S.p.a.;
2. di prevedere che l'impianto Flumendosa possa essere assoggettato al regime alternativo per l'anno 2020 a condizione che il relativo utente, nell'eventuale comunicazione *ex* comma 65.bis.5, estenda l'Impegno al sopramenzionato anno;
3. di trasmettere gli Allegati A ed A1 al presente provvedimento a C.V.A. TRADING S.r.l., gli Allegati B e B1 a ENEL PRODUZIONE S.p.a., gli Allegati C e C1 a ENI

S.p.a., gli Allegati D e DI a EP PRODUZIONE S.p.a., gli Allegati E ed EI a IREN ENERGIA S.p.a.;

4. di prevedere che ciascuna delle società di cui al precedente punto 3 possa presentare all’Autorità, unitamente alla comunicazione di cui al comma 63.5, una proposta di strutture di corrispettivi alternative rispetto a quelle contenute nell’allegato alla stessa riferito, accompagnata da analisi che diano evidenza del maggior beneficio che tali diverse strutture porterebbero in termini di riduzione della spesa complessiva per l’approvvigionamento delle risorse di dispacciamento da parte di Terna;
5. di trasmettere gli Allegati A, AI, B, BI, C, CI, D, DI, E, EI del presente provvedimento a Terna, per le finalità di cui al comma 65.bis.5;
6. di trasmettere la presente deliberazione, ad eccezione dei relativi Allegati, ad A2A ENERGIEFUTURE S.p.a., ACEA ENERGIA S.p.a., ALPERIA TRADING S.r.l., AXPO ITALIA S.p.a., ENGIE ITALIA S.p.a., ITAL GREEN ENERGY S.r.l., S.I.P.P.I.C. S.p.a. e SORGENIA S.p.a.;
7. di approvare, nei termini esplicitati in premessa, per ciascuna delle categorie tecnologia-combustibile indicate al comma 77.36, i valori degli standard - rendimento standard di cui al comma 64.13, standard di emissione di cui al comma 64.20 e standard della componente di cui alla lettera g) del comma 64.11 – validi per l’anno 2020;
8. di modificare e integrare la deliberazione 111/06 nei termini di seguito indicati:
  - al comma 64.14, lettera c), le parole “31 dicembre 2019” sono sostituite dalle parole seguenti:  
“31 dicembre 2020”;
  - ai commi 64.16 e 64.17.1, le parole “per gli anni dal 2011 al 2019” sono sostituite dalle parole seguenti:  
“per gli anni dal 2011 al 2020”;
  - al comma 64.16, lettera a.2), le parole “per gli anni dal 2012 al 2019” sono sostituite dalle parole seguenti:  
“per gli anni dal 2012 al 2020”;
  - ai commi 64.18.1 e 64.18.2, le parole “negli anni dal 2015 al 2019” sono sostituite dalle parole seguenti:  
“negli anni dal 2015 al 2020”;
  - alla fine del comma 65.34, le parole “agli anni dal 2019 incluso” sono sostituite dalle parole:  
“all’anno 2019 e a settanta (70) giorni con riferimento agli anni dal 2020 incluso”;
  - dopo il comma 77.39, sono aggiunti i commi seguenti: “  
77.40 In deroga al comma 64.24, le categorie tecnologia-combustibile che rilevano per la determinazione dei corrispettivi per l’anno 2020 sono le medesime di quelle indicate al comma 77.36.  
77.41 Fatte salve le facoltà di cui al comma 64.30 e a condizione che l’impianto considerato sia incluso nell’elenco degli impianti essenziali per l’anno 2020, sono confermati, per il menzionato anno, i criteri di determinazione

dei valori, di cui al comma 64.12, lettere b.1), b.2) e b.3), che l'Autorità ha confermato per l'anno 2019 ai sensi del comma 77.37 o approvato per l'anno 2019 a seguito di specifica istanza avanzata dall'utente del dispacciamento interessato ai sensi del comma 64.30, lettera b). Dalla conferma per l'anno 2020, sono esclusi i criteri specifici approvati dall'Autorità, per l'anno 2012, con riferimento all'impianto Fiumesanto e alla componente a copertura degli oneri di logistica nazionale relativi a un combustibile dell'impianto Augusta, per gli anni 2014 e 2015, rispetto alla componente a copertura degli oneri di logistica nazionale relativi a un combustibile degli impianti Porto Empedocle e Portoferraio, per l'anno 2017, con riferimento alla componente a copertura degli oneri di logistica nazionale relativi all'olio combustibile dell'impianto Fiumesanto, e, per l'anno 2018, rispetto alla componente a copertura degli oneri di logistica nazionale relativi a un combustibile degli impianti Assemini e Portoferraio.

77.42 Ai fini della determinazione dei corrispettivi per l'anno 2020:

- a) i valori delle componenti di cui al comma 64.11, lettere f) ed h), e del costo standard di cui al comma 64.12, lettera b), punto b.3), sono pari a zero, salvo quanto previsto ai commi 64.14, lettera c), per il gas naturale e per il gas naturale da giacimenti minori isolati, e 77.41;
- b) il tasso di remunerazione del capitale di cui al comma 65.15 è pari al tasso vigente per l'anno 2019;
- c) la componente di cui alla lettera e) del comma 64.11 è pari, con riferimento a ciascuna unità, al minore tra 10 euro/MWh e la media aritmetica del differenziale tra i prezzi accettati a salire (scendere) relativi alle offerte per riserva secondaria e i medesimi prezzi relativi agli altri servizi, considerando l'insieme delle unità abilitate e i prezzi degli ultimi sette mesi dell'anno 2018 e dei primi cinque mesi dell'anno 2019; Terna comunica la citata media aritmetica all'Autorità entro il giorno 15 novembre 2019;
- d) per l'olio combustibile STZ (0.5 pct), la valorizzazione standard di cui alla lettera b.1) del comma 64.12, inclusiva del costo standard per la logistica internazionale di cui alla lettera b.2) del medesimo comma, è calcolata maggiorando del 10% la quotazione del prodotto di riferimento *Cargoes CIF Med Basis Genoa/Lavera – 1 pct*, salvo quanto previsto al comma 77.41;
- e) per l'olio combustibile STZ, il costo standard per la logistica nazionale di cui alla lettera b.3) del comma 64.12 è pari a due (2) euro/tonnellata, salvo quanto previsto al comma 77.41;
- f) per i combustibili che, oltre a non essere olio combustibile STZ e gas naturale, non fanno parte dell'elenco di cui al comma 64.16, le componenti di cui alle lettere b.1), b.2) e b.3) del comma 64.12 sono poste pari a zero, salvo quanto previsto al comma 77.41;



- g) nel caso di unità localizzate nelle zone Sicilia e Sardegna, i margini richiamati al comma 65.3, lettera c), e relativi ai periodi rilevanti di cui alla lettera a) del medesimo comma sono pari al prodotto tra le quantità accettate nei periodi rilevanti di cui alla medesima lettera a) del comma 65.3, al netto di quelle di cui al comma 65.2, e la differenza tra:
    - g.1) il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella zona in cui è localizzato l'impianto di produzione, incrementato del 5% (cinque per cento);
    - g.2) il costo variabile riconosciuto calcolato ai fini della formulazione dell'offerta;
  - h) i valori percentuali di cui al comma 64.18, lettere a) e b), sono rispettivamente pari a 1,2% e 1,4%;
  - i) i valori dei parametri  $I_{MAX\_1}$  e  $I_{MAX\_2}$  di cui al comma 64.15 sono pari rispettivamente a 3 (tre) e 5 (cinque) centesimi di euro/Smc.
- 77.43 Nell'anno 2019:
- a) i termini di cui ai commi 63.5 e 64.30 sono prorogati al giorno 4 novembre;
  - b) i termini di cui al comma 63.1 e per lo svolgimento da parte di Terna delle attività di cui al comma 64.31 sono prorogati al giorno 11 novembre;
  - c) il termine di cui al comma 63.11 per la presentazione all'Autorità dell'eventuale istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi e per la notificazione dell'istanza medesima a Terna è fissato al giorno 29 novembre.”;
9. di pubblicare la presente deliberazione, ad eccezione degli Allegati A, A1, B, B1, C, C1, D, D1, E, E1, in quanto contenenti informazioni commercialmente sensibili e la deliberazione 111/06, come risultante dalle modifiche, sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

23 ottobre 2019

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*