

DELIBERAZIONE 11 GIUGNO 2024

226/2024/R/EEL

**DISPOSIZIONI SUI PARAMETRI PER LA DETERMINAZIONE DEL COSTO VARIABILE
RICONOSCIUTO DI IMPIANTI RILEVANTI INCLUSI NEL PROGRAMMA DI
MASSIMIZZAZIONE EX ARTICOLO 5BIS DEL DECRETO-LEGGE 25 FEBBRAIO 2022, N. 14**

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

Nella 1298^a riunione del 11 giugno 2024

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo 387/03);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- il decreto-legge 25 febbraio 2022, n. 14, convertito dalla legge 5 aprile 2022, n. 28, e successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto-legge 14/22);
- il decreto-legge 24 febbraio 2023, n. 13, convertito dalla legge 21 aprile 2023, n. 41 (di seguito: decreto-legge 13/23);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il decreto del Ministro delle Attività produttive 20 aprile 2005;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico 29 aprile 2009;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico 6 luglio 2012 (di seguito anche: decreto ministeriale 6 luglio 2012);
- l'atto di indirizzo del Ministro della Transizione ecologica (ora Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica, di seguito anche: Ministro) 1 settembre 2022, prot. Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 37645, del 2 settembre 2022 (di seguito: Atto di indirizzo 1 settembre 2022);
- l'atto di indirizzo del Ministro 31 marzo 2023, prot. Autorità 21940, del 3 aprile 2023 (di seguito: Atto di indirizzo 31 marzo 2023);
- l'atto di indirizzo del Ministro 5 luglio 2023, prot. Autorità 45523, del 6 luglio 2023;

- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, 111/06 (di seguito: deliberazione 111/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 13 settembre 2022, 430/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 430/2022/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 15 novembre 2022, 575/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 575/2022/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2022, 725/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 725/2022/R/eel);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 16 maggio 2023, 209/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 209/2023/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2023, 374/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 374/2023/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2023, 601/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 601/2023/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 12 marzo 2024, 75/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 75/2024/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 23 aprile 2024, 153/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 153/2024/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 8 maggio 2024, 168/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 168/2024/R/eel);
- la comunicazione di Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna) del 13 luglio 2023, prot. Autorità 46851, di pari data (di seguito: prima comunicazione Terna);
- la comunicazione di Terna del 17 luglio 2023, prot. Autorità 47889, del 20 luglio 2023 (di seguito: seconda comunicazione Terna);
- la comunicazione di Terna del 4 marzo 2024, prot. Autorità 16587, del 5 marzo 2024 (di seguito: terza comunicazione Terna).

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 5*bis*, comma 1, del decreto-legge 14/22 prevede che, al fine di fronteggiare l'eccezionale instabilità del sistema nazionale del gas naturale derivante dalla guerra in Ucraina e di consentire il riempimento degli stoccaggi di gas per l'anno termico 2022-2023, possano essere adottate le misure finalizzate all'aumento della disponibilità di gas e alla riduzione programmata dei consumi di gas previste dal piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale, a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza, e che dette misure possano essere adottate mediante provvedimenti e atti di indirizzo del Ministro;
- l'articolo 5*bis*, comma 2, del decreto-legge 14/22 stabilisce, tra l'altro, che, in caso di adozione delle misure finalizzate a ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico ai sensi del comma 1:
 - Terna predisponga un programma di massimizzazione dell'impiego degli impianti di generazione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW che utilizzino carbone od olio combustibile in condizioni di regolare esercizio,

per il periodo stimato di durata dell'emergenza, fermo restando il contributo degli impianti alimentati a energie rinnovabili (di seguito anche: programma di massimizzazione);

- l'Autorità definisca i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti dai citati impianti;
- ai sensi dell'articolo *5bis*, comma 4:
 - il programma di massimizzazione può comprendere l'utilizzo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili, prevedendo, esclusivamente durante il periodo emergenziale, anche l'alimentazione tramite combustibile convenzionale, in deroga alle disposizioni di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 387/03, fermo restando quanto disposto in materia autorizzativa dal comma 3 del citato articolo *5bis*;
 - la predetta deroga è concessa nell'ambito dei provvedimenti di cui al comma 1 esclusivamente qualora risulti che l'alimentazione a biocombustibili non sia economicamente sostenibile rispetto all'alimentazione a combustibile tradizionale e non consenta l'esercizio degli impianti, considerando la disponibilità e i prezzi dei biocombustibili e l'attuale livello degli incentivi;
 - fermo restando che l'erogazione dei menzionati incentivi è sospesa per il periodo emergenziale di alimentazione a combustibile tradizionale, l'Autorità definisce i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi rispetto ai proventi derivanti dalla vendita di energia sul mercato elettrico, strettamente necessari per sostenere l'esercizio degli impianti nel periodo emergenziale ed effettivamente sostenuti a partire dalla data di entrata in vigore dei provvedimenti di cui al comma 1;
- l'articolo *5bis*, comma 6, prevede che, sino all'adozione dei provvedimenti e degli atti di indirizzo di cui al comma 1, non sia riconosciuto alcun corrispettivo a reintegrazione degli eventuali maggiori costi di gestione e di stoccaggio sostenuti dagli impianti di produzione di energia elettrica del programma di massimizzazione.

CONSIDERATO, ANCHE, CHE:

- con l'Atto di indirizzo 1 settembre 2022, il Ministro ha, tra l'altro richiesto:
 - a Terna di predisporre e avviare il programma di massimizzazione di cui all'articolo *5bis* del decreto-legge 14/22;
 - all'Autorità di definire le modalità di partecipazione al mercato degli impianti inclusi nel programma di massimizzazione (di seguito: impianti interessati), nel rispetto dei vincoli di rete, in modo da massimizzarne l'utilizzo e definendo il regime dei corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti, compresi i costi di gestione e di stoccaggio dei combustibili;
- con la deliberazione 430/2022/R/eel, l'Autorità ha definito, ai sensi del combinato disposto dell'articolo *5bis* del decreto-legge 14/22 e dell'Atto di indirizzo 1 settembre 2022, i criteri per la formulazione delle offerte sul mercato elettrico e per la remunerazione in relazione agli impianti interessati; le disposizioni della menzionata deliberazione trovano applicazione per gli impianti interessati rilevanti;

- l'articolo 7 della deliberazione 430/2022/R/eel (se non diversamente specificato, gli articoli e i commi citati nel prosieguo sono da considerare relativi alla deliberazione 430/2022/R/eel) prevede che Terna pubblichi l'elenco degli impianti interessati, la data di decorrenza dell'applicazione del programma di massimizzazione di cui all'articolo 5bis del decreto-legge 14/22 e il termine della medesima applicazione;
- il comma 5.5, lettera a), stabilisce che, per le unità di produzione degli impianti interessati non essenziali dell'elenco, Terna presenti all'Autorità una proposta contenente i dati e le informazioni di cui al comma 5.2 della menzionata deliberazione, vale a dire:
 - la categoria (o categorie) tecnologia-combustibile di assegnazione;
 - il rendimento di cui al comma 64.13 della deliberazione 111/06, lo standard di emissione di cui al comma 64.20 della deliberazione medesima e il valore della componente di cui alla lettera g) del comma 64.11 della citata deliberazione (componente a copertura del costo per additivi, prodotti chimici, catalizzatori, smaltimento di rifiuti e residui della combustione ed ecotasse, di seguito: componente smaltimento) se, oltre a essere possibile determinarli, sono congrui secondo quanto indicato al comma 64.22 della deliberazione 111/06 o, in caso contrario, il rendimento e/o lo standard di emissione e/o il costo standard per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento di rifiuti e residui della combustione relativi alla categoria tecnologia-combustibile di assegnazione;
- il comma 5.5, lettera b), prevede, altresì, che, per le unità di produzione degli impianti interessati non essenziali dell'elenco, Terna presenti all'Autorità una proposta in merito alle segnalazioni e alle richieste avanzate dall'utente del dispacciamento ai sensi del comma 5.3; in base a quest'ultimo comma, l'utente:
 - con riferimento ai combustibili che alimentano le unità medesime nella sua disponibilità e che non fanno parte dell'elenco di cui al comma 64.16 della deliberazione 111/06 e del comma 5.1, lettera d), deve proporre a Terna una metodologia standard di valorizzazione per il combustibile e per i relativi costi della logistica internazionale e nazionale; se una o più unità nella disponibilità dello stesso utente sono alimentate a carbone, può inoltre esercitare la scelta del prodotto/indice di riferimento tra quelli indicati alla lettera a) del comma 64.16 della deliberazione 111/06;
 - in relazione a una o più unità nella propria disponibilità, può richiedere a Terna che siano modificati i valori standard di una o più variabili che contribuiscono a determinare il costo variabile riconosciuto; nell'esercizio di questa facoltà, l'utente del dispacciamento è tenuto a fornire elementi sufficienti, oggettivi e verificabili a supporto della richiesta;
- integrando la deliberazione 430/2022/R/eel, con la deliberazione 575/2022/R/eel sono stati prorogati i termini per la presentazione di istanze relative ai valori degli elementi che contribuiscono a determinare il costo variabile riconosciuto di cui all'articolo 5 per le unità di produzione degli impianti interessati non essenziali ed è stato stabilito che Terna presenti all'Autorità una proposta in merito a dette istanze, che devono essere supportate da elementi sufficienti, oggettivi e verificabili, e che la citata proposta sia soggetta ad approvazione espressa da parte dell'Autorità (comma 7.3);

- in occasione della pubblicazione della prima versione dell'elenco degli impianti interessati, Terna ha indicato il giorno 19 settembre 2022 come data di decorrenza dell'applicazione del primo programma di massimizzazione;
- in data 31 marzo 2023, Terna ha reso pubblicamente nota la conclusione del primo programma di massimizzazione di cui all'articolo 5bis del decreto-legge 14/22;
- dopo l'adozione dell'Atto di indirizzo 31 marzo 2023 da parte del Ministro, che ha fatto seguito all'Atto di indirizzo 1 settembre 2022, Terna, in data 1 aprile 2023, ha reso pubblicamente noti i punti salienti dell'Atto di indirizzo 31 marzo 2023, che ha previsto, tra l'altro, di continuare il programma sino al 30 settembre 2023;
- nell'aprile 2023, inoltre, è stato modificato l'articolo 5bis del decreto-legge 14/22 in sede di conversione del decreto-legge 13/23, prevedendo che il programma di massimizzazione potesse includere anche impianti alimentati da biomassa solida;
- nel maggio 2023, Terna ha comunicato il secondo programma di massimizzazione e l'elenco degli impianti di produzione interessati, includendo anche impianti rilevanti non essenziali alimentati da biomasse solide; detto elenco è stato successivamente più volte aggiornato; nella sezione dell'elenco relativa agli impianti alimentati da biomasse solide sono stati indicati, tra gli altri, i seguenti impianti rilevanti (di seguito: impianti oggetto del presente provvedimento): Aria S.r.l. UL1 di Acea Energia S.p.A. (di seguito anche: Acea), T. Energy di Axpo Italia S.p.A. (di seguito anche: Axpo), Biomassa Rignano di DXT Commodities S.A. (di seguito anche: DXT), Crotone 2 e Strongoli di Edison S.p.A. (di seguito anche: Edison), Zignago Power di Gnera Energia y Tecnologia S.L. (di seguito anche Gnera Energia) e BiOlevano Biomassa di Renantis Energy Trading S.r.l. (di seguito anche: Renantis);
- il secondo programma di massimizzazione si è definitivamente concluso in data 30 settembre 2023.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- con la deliberazione 374/2023/R/eel, con riferimento alle unità di produzione degli impianti interessati rilevanti non essenziali alimentati da biomasse solide, tra cui le unità degli impianti Aria S.r.l. UL1, BiOlevano Biomassa, Biomassa Rignano, Crotone 2, Strongoli e Zignago Power, l'Autorità ha approvato le proposte che Terna ha presentato ai sensi del comma 5.5, lettera a), ivi incluse quelle relative al potere calorifico inferiore (di seguito: PCI) delle biomasse solide;
- tra le proposte oggetto della deliberazione 374/2023/R/eel, Terna non ha invece incluso quelle relative all'impianto T. Energy, in quanto, alla data della comunicazione all'Autorità, erano in corso approfondimenti da parte di Terna sui dati dell'impianto;
- con la terza comunicazione Terna, in relazione all'unità di produzione dell'impianto T. Energy, Terna ha presentato all'Autorità le proposte *ex* comma 5.5, lettera a), includendo anche il PCI delle biomasse solide che alimentano l'unità.

CONSIDERATO, IN AGGIUNTA, CHE:

- dalla prima e dalla seconda comunicazione Terna emerge, tra l'altro, che, in relazione alle unità di produzione degli impianti oggetto del presente provvedimento, nei mesi di giugno e luglio 2023 sono state presentate istanze *ex commi* 5.3 e 7.3, in merito ai valori e ai criteri di determinazione di parametri rilevanti per il calcolo del costo variabile riconosciuto, dagli utenti del dispacciamento Acea, Axpo, DXT e Renantis, rispettivamente per gli impianti Aria S.r.l. UL1, T. Energy, Biomassa Rignano e BiOlevano Biomassa, e dalle società Biomasse Crotone S.p.A, Biomasse Italia S.p.A. e Insieme Energia S.r.l., rispettivamente per gli impianti Crotone 2, Strongoli e Zignago Power; la seconda comunicazione Terna attiene all'impianto Biomassa Rignano, mentre la prima comunicazione Terna ai restanti impianti oggetto del presente provvedimento;
- in particolare, le istanze citate al precedente alinea riguardano:
 - la componente a copertura dei costi per i combustibili, nel caso degli impianti Aria S.r.l. UL1, BiOlevano Biomassa, T. Energy e Zignago Power;
 - la componente a copertura dei costi per i combustibili e la componente smaltimento, nel caso dell'impianto Biomassa Rignano;
 - la componente a copertura dei costi per i combustibili, la componente smaltimento e la componente di cui al comma 64.11, lettera f), della deliberazione 111/06, nel caso degli impianti Crotone 2 e Strongoli.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 725/2022/R/eel, l'Autorità, con la deliberazione 209/2023/R/eel, ha definito le modalità di remunerazione, tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, degli impianti non rilevanti di produzione di energia elettrica soggetti alla massimizzazione della produzione ai sensi dell'articolo 5bis del decreto-legge 14/22; tale deliberazione, inizialmente prevista solo per gli impianti di produzione non rilevanti alimentati da bioliquidi, è stata integrata dalla deliberazione 601/2023/R/eel, al fine di tenere conto anche degli impianti di produzione non rilevanti alimentati da biomasse solide, che, come detto, sono stati assoggettati all'obbligo di produzione soltanto durante il secondo programma di massimizzazione;
- con la deliberazione 75/2024/R/eel, al termine della consultazione postuma prevista dalla deliberazione 601/2023/R/eel, l'Autorità ha aggiornato la deliberazione 209/2023/R/eel in relazione ai prezzi minimi garantiti nel caso di impianti di produzione non rilevanti alimentati da biomasse solide, accogliendo alcune osservazioni formulate dai produttori di energia elettrica e dalle relative associazioni; la vigente versione della deliberazione 209/2023/R/eel prevede, tra l'altro, che il valore delle biomasse solide sia pari alla media ponderata tra le quotazioni degli *item* 80, 90 e 100, relativi al cippato di legno vergine con corteccia ad uso industriale, riportati nel Capitolato biocombustibili solidi del Portale PiùPrezzi della Camera di

Commercio Milano – Monza Brianza – Lodi, associando a detti *item* pesi rispettivamente pari al 40%, al 20% e al 40%;

- dal rapporto sul costo di generazione dell'energia elettrica da biomassa solida per la definizione dei prezzi minimi garantiti, che è stato elaborato da Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A. e che è stato pubblicato insieme alla deliberazione 75/2024/R/eel, emerge che i criteri di valorizzazione delle biomasse solide e della relativa logistica possono essere utilizzati anche per gli impianti rilevanti alimentati da biomasse solide.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- con le deliberazioni 153/2024/R/eel e 168/2024/R/eel, l'Autorità si è espressa, tra l'altro, su precedenti istanze attinenti agli impianti BiOlevano Biomassa, Crotone 2 e Strongoli e, per detti impianti, ha stabilito che:
 - il costo variabile riconosciuto di ciascuna delle relative unità di produzione sia ridotto dell'importo unitario degli eventuali incentivi *ex* decreto ministeriale 6 luglio 2012 di cui l'unità ha beneficiato nel periodo di massimizzazione, in ragione del peso dei consumi dei combustibili che hanno costituito il presupposto del loro riconoscimento;
 - il saldo dell'eventuale corrispettivo di cui al combinato disposto dell'articolo 64 della deliberazione 111/06 e del comma 4.1 sia regolato soltanto a valle della certificazione, da parte del Gestore dei servizi energetici S.p.A. (di seguito anche: GSE) a Terna, dei valori dei parametri che definiscono gli eventuali incentivi *ex* decreto ministeriale 6 luglio 2012 di cui hanno beneficiato gli stessi impianti nel periodo di massimizzazione.

RITENUTO OPPORTUNO:

- in relazione all'unità di produzione dell'impianto T. Energy, approvare le proposte che Terna ha presentato, ai sensi del comma 5.5, lettera a), con la terza comunicazione Terna, ivi incluse quelle relative al PCI delle biomasse solide.

RITENUTO, INOLTRE, OPPORTUNO:

- per quanto riguarda l'unità di produzione dell'impianto Aria S.r.l. UL1, accogliere l'istanza, di cui alla prima comunicazione Terna, formulata da Acea in merito alla valorizzazione delle biomasse solide che alimentano l'impianto (logistica inclusa), al fine di tenere conto delle specificità dello stesso;
- per quanto concerne l'unità di produzione dell'impianto BiOlevano Biomassa, rigettare l'istanza avanzata da Renantis nel mese di giugno 2023, di cui alla prima comunicazione Terna, per la valorizzazione della logistica delle biomasse solide, in quanto priva di sufficienti elementi a supporto, confermando, quindi, pari a zero il valore della componente a copertura della menzionata logistica, come previsto dal combinato disposto dei commi 5.1, lettera q), della deliberazione 430/2022/R/eel e 77.51, lettera f), della deliberazione 111/06;

- in relazione all'unità di produzione dell'impianto Biomassa Rignano:
 - a) rigettare le istanze, espresse al paragrafo "Conclusioni" della relazione allegata alla comunicazione di DXT di cui alla seconda comunicazione Terna, per la valorizzazione delle biomasse solide che alimentano l'impianto (logistica inclusa) e dell'elemento a copertura del costo di smaltimento delle ceneri, in quanto, tra l'altro:
 - i. diversamente da quanto previsto dalla regolazione vigente, la componente a copertura dei costi per i combustibili e, per quanto evidenziato dall'utente, la componente smaltimento sono aggregate in un unico valore;
 - ii. la valorizzazione delle biomasse solide non è indicizzata e non è espressa in euro per unità di peso o di energia del combustibile;
 - iii. l'istanza per la modifica della componente smaltimento non risulta supportata da elementi sufficienti; a tal proposito, dunque, si conferma il valore di detta componente definito dall'Autorità, con la deliberazione 374/2023/R/eel, su proposta di Terna;
 - b) ai fini della determinazione della componente del costo variabile riconosciuto a copertura del costo delle biomasse solide (logistica esclusa) che alimentano l'impianto, stabilire che il valore delle biomasse solide (logistica esclusa) sia pari al 77% del valore derivante dall'applicazione del mix di prodotti di riferimento utilizzato *ex* deliberazione 209/2023/R/eel per gli impianti non rilevanti alimentati da biomasse solide (*item* 80, 90 e 100, caratterizzati rispettivamente da umidità del 40%, 50% e 45%, relativi al cippato di legno vergine con cortecchia ad uso industriale, riportati nel Capitolato biocombustibili solidi del Portale PiùPrezzi della Camera di Commercio Milano – Monza Brianza – Lodi, con l'associazione di pesi rispettivamente pari al 40%, al 20% e al 40%), convertendo in euro/t i dati espressi in euro/mst, mediante un fattore di conversione convenzionale pari a 0,265 t/mst, e in euro/GJ i dati espressi in euro/t, con PCI pari a 10,131 GJ/t, 8,037 GJ/t e 9,085 GJ/t con riferimento, rispettivamente, agli *item* 80, 90 e 100 sopra menzionati; la sopra indicata percentuale del 77% è fissata in modo tale che la media dei valori, espressi in euro/GJ e ottenuti con la metodologia sopra descritta per il periodo dal 15 maggio al 30 settembre 2023, corrisponda al costo unitario determinato considerando il PCI delle biomasse solide stabilito per l'unità di produzione con la deliberazione 374/2023/R/eel e i dati di costo e di consumo di biomasse solide dell'intero arco temporale per il quale l'utente ha reso disponibili i citati dati nella relazione allegata all'istanza di cui alla seconda comunicazione Terna (dati delle tabelle b. e c. della relazione), a supporto dell'istanza medesima; per calcolare la parte indicizzata della componente a copertura del costo delle biomasse solide (logistica esclusa), tenendo conto, al contempo, delle differenze in termini energetici tra il mix di biomasse solide ipotizzato nella deliberazione 209/2023/R/eel per gli impianti non rilevanti e le biomasse solide utilizzate nell'unità di produzione considerata, il valore delle biomasse solide, espresso in euro/GJ, è applicato al dato di consumo energetico per MWh, espresso in GJ/MWh, specifico della citata unità di produzione e derivato dal consumo specifico e dal

PCI definiti dall'Autorità con la deliberazione 374/2023/R/eel su proposta di Terna;

- c) prevedere che il valore - espresso in euro/t - della logistica delle biomasse solide che alimentano l'impianto sia pari al rapporto – arrotondato al centesimo - tra i costi di logistica e i consumi di biomasse solide dell'intero arco temporale per il quale l'utente ha reso disponibili i menzionati dati nella relazione allegata all'istanza di cui alla seconda comunicazione Terna (dati delle tabelle b. e d. della relazione);
- per quanto attiene all'unità di produzione dell'impianto T. Energy, rigettare l'istanza avanzata da Axpo nel luglio 2023, di cui alla prima comunicazione Terna, per la valorizzazione delle biomasse solide utilizzate nell'impianto e della relativa logistica, in quanto priva di sufficienti elementi a supporto, confermando, quindi, il valore delle biomasse solide (logistica inclusa) previsto dal combinato disposto dei commi 5.1, lettera q), della deliberazione 430/2022/R/eel e 77.51, lettera f), della deliberazione 111/06;
 - con riferimento alle unità di produzione degli impianti Crotone 2, Strongoli e Zignago Power, rigettare le istanze presentate nel giugno 2023 rispettivamente da Biomasse Crotone S.p.A, Biomasse Italia S.p.A. e Insieme Energia S.r.l., di cui alla prima comunicazione Terna, poiché, diversamente da quanto previsto dai commi 5.3 e 7.3:
 - a) risultano prive di sufficienti elementi a supporto;
 - b) sono state inviate a Terna dalle dianzi citate società invece che dagli utenti del dispacciamento degli impianti medesimi (Edison per gli impianti Crotone 2 e Strongoli e Gnera Energia per l'impianto Zignago Power);
 - prevedere che gli utenti del dispacciamento degli impianti oggetto del presente provvedimento possano esercitare la facoltà di cui al comma 7.3 in relazione alle istanze o alle parti delle stesse, di cui alla prima e alla seconda comunicazione Terna, che non sono state accolte con il presente provvedimento;
 - stabilire che, come già previsto con le deliberazioni 153/2024/R/eel e 168/2024/R/eel per gli impianti BiOlevano Biomassa, Crotone 2 e Strongoli:
 - a) il costo variabile riconosciuto di ciascuna unità di produzione degli impianti Aria S.r.l. UL1, Biomassa Rignano, T. Energy e Zignago Power sia ridotto dell'importo unitario degli eventuali incentivi *ex* decreto ministeriale 6 luglio 2012 di cui l'unità ha beneficiato nel periodo di massimizzazione (es. incentivi sostitutivi dei certificati verdi), in ragione del peso dei consumi dei combustibili che hanno costituito il presupposto del loro riconoscimento;
 - b) con riferimento agli impianti menzionati alla precedente lettera a), il saldo dell'eventuale corrispettivo di cui al combinato disposto dell'articolo 64 della deliberazione 111/06 e del comma 4.1 sia regolato soltanto a valle della certificazione, da parte del GSE a Terna, dei valori dei parametri che definiscono gli eventuali incentivi *ex* decreto ministeriale 6 luglio 2012 di cui ha beneficiato l'impianto nel periodo di massimizzazione.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- prevedere che, per quanto attiene alle unità di produzione degli impianti Aria S.r.l. UL1, BiOlevano Biomassa, Biomassa Rignano, Crotone 2, Strongoli, T. Energy e Zignago Power, i valori dei parametri fissati con il presente provvedimento e i criteri definiti con lo stesso, in relazione anche agli incentivi *ex* decreto ministeriale 6 luglio 2012, abbiano efficacia ai fini del calcolo del costo variabile riconosciuto rilevante per la remunerazione, rispetto al periodo di applicazione del programma di massimizzazione allo specifico impianto considerato

DELIBERA

1. di approvare, nei termini esplicitati in premessa, le proposte presentate all'Autorità mediante la terza comunicazione Terna, con riferimento all'unità di produzione dell'impianto T. Energy, ai sensi del comma 5.5, lettera a), della deliberazione 430/2022/R/eel (dati e informazioni di cui al comma 5.2), ivi incluse quelle relative al potere calorifico inferiore delle biomasse solide;
2. di assumere le determinazioni esplicitate in premessa in merito alle istanze *ex* commi 5.3 e 7.3 della deliberazione 430/2022/R/eel, di cui alla prima e alla seconda comunicazione Terna, avanzate nei mesi di giugno e luglio 2023 da:
 - a) Acea Energia S.p.A. per l'unità di produzione dell'impianto Aria S.r.l. UL1;
 - b) Axpo Italia S.p.A. per l'unità di produzione dell'impianto T. Energy;
 - c) Biomasse Crotone S.p.A. per l'unità di produzione dell'impianto Crotone 2;
 - d) Biomasse Italia S.p.A. per l'unità di produzione dell'impianto Strongoli;
 - e) DXT Commodities S.A. per l'unità di produzione dell'impianto Biomassa Rignano;
 - f) Insieme Energia S.r.l. per l'unità di produzione dell'impianto Zignago Power;
 - g) Renantis Energy Trading S.r.l. per l'unità di produzione dell'impianto BiOlevano Biomassa;
3. di prevedere che il costo variabile riconosciuto di ciascuna unità di produzione degli impianti Aria S.r.l. UL1, Biomassa Rignano, T. Energy e Zignago Power sia ridotto dell'importo unitario degli eventuali incentivi *ex* decreto ministeriale 6 luglio 2012 di cui l'unità ha beneficiato nel periodo di massimizzazione, in ragione del peso dei consumi dei combustibili che hanno costituito il presupposto del loro riconoscimento;
4. di disporre che, con riferimento alle unità di produzione degli impianti citati al punto 3, il saldo dell'eventuale corrispettivo di cui al combinato disposto dell'articolo 64 della deliberazione 111/06 e del comma 4.1 della deliberazione 430/2022/R/eel sia regolato soltanto a valle della certificazione, da parte del Gestore dei servizi energetici S.p.A. a Terna, dei valori dei parametri che definiscono gli eventuali incentivi *ex* decreto ministeriale 6 luglio 2012 di cui hanno beneficiato gli stessi impianti nel periodo di massimizzazione;

5. di prevedere che, in relazione alle unità di produzione degli impianti citati al punto 2, le disposizioni di cui ai precedenti punti da 1 a 4 abbiano efficacia ai fini del calcolo del costo variabile riconosciuto rilevante per la remunerazione, rispetto al periodo di applicazione del programma di massimizzazione allo specifico impianto considerato;
6. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica e alle società Terna S.p.A., Acea Energia S.p.A., Axpo Italia S.p.A., Biomasse Crotone S.p.A., Biomasse Italia S.p.A., DXT Commodities S.A., Edison S.p.A., Gnera Energia y Tecnologia S.L., Insieme Energia S.r.l. e Renantis Energy Trading S.r.l.;
7. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

11 giugno 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini