

**DELIBERAZIONE 19 DICEMBRE 2023**  
**601/2023/R/EEL**

**AGGIORNAMENTO DELLA REMUNERAZIONE DEGLI IMPIANTI NON RILEVANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA SOGGETTI ALL'OBBLIGO DI MASSIMIZZAZIONE DELLA PRODUZIONE, AI SENSI DELL'ARTICOLO 5BIS DEL DECRETO-LEGGE 25 FEBBRAIO 2022, N. 14**

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

Nella 1277<sup>a</sup> riunione del 19 dicembre 2023

**VISTI:**

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- il regolamento (UE) 2022/11568 del Consiglio dell'Unione europea del 4 agosto 2022, relativo a misure coordinate di riduzione della domanda di gas (di seguito: regolamento 2022/11568);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto-legge 25 febbraio 2022, n. 14, convertito, con modificazioni, dalla legge 5 aprile 2022, n. 28 (di seguito: decreto-legge 14/22);
- la legge 21 aprile 2023, n. 41 (di seguito: legge 41/23);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo 387/03);
- il decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, 6 luglio 2012;
- l'atto di indirizzo del Ministro della Transizione ecologica 1 settembre 2022 (di seguito: Atto di indirizzo 1 settembre 2022);
- l'atto di indirizzo del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica 31 marzo 2023 (di seguito: Atto di indirizzo 31 marzo 2023);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 (di seguito: deliberazione 111/06), e il relativo Allegato A;

- la deliberazione dell’Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07 (di seguito: deliberazione 280/07), e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 7 febbraio 2013, 47/2013/R/efr;
- la deliberazione dell’Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2014, 649/2014/A (di seguito: deliberazione 649/2014/A), e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, e, in particolare, il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Trasporto o TIT) e il relativo Allegato B;
- la deliberazione dell’Autorità 13 settembre 2022, 430/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 430/2022/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2022, 725/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 725/2022/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2022, 727/2022/R/eel, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 16 maggio 2023, 209/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 209/2023/R/eel), e il relativo Allegato A;
- la lettera del 11 dicembre 2023 trasmessa dalla società Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A. (di seguito: RSE) all’Autorità, recante il rapporto relativo ai costi di esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da biomasse solide.

**CONSIDERATO CHE:**

- l’articolo 5bis, 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 naturale per l’anno termico 2022-2023, possano essere adottate le misure finalizzate all’aumento della disponibilità di gas naturale e alla riduzione programmata dei consumi di gas naturale 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 della Transizione Ecologica (ora Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica);
- l’articolo 5bis, comma 2, del decreto-legge 14/22 stabilisce che, in caso di adozione delle misure finalizzate a ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico ai sensi del comma 1:
  - Terna S.p.A. (di seguito: 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 o olio combustibile in condizioni di regolare esercizio, per il periodo stimato di durata dell'emergenza, fermo restando il contributo degli impianti di produzione alimentati da energie rinnovabili (di seguito anche: programma di massimizzazione);
- Terna trasmetta con periodicità settimanale al Ministero della Transizione ecologica (ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica) e all'Autorità un programma di utilizzo dei medesimi impianti di produzione ed effettui il dispacciamento dei medesimi impianti di produzione, nel rispetto dei vincoli di sicurezza della rete, in modo da massimizzarne l'utilizzo;
  - l'Autorità definisca i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti dai medesimi impianti di produzione;
  - l'articolo 5bis, commi 3 e 3bis, del decreto-legge 14/22 stabilisce norme in relazione alle deroghe alla normativa ambientale per gli impianti di produzione inclusi nel programma di massimizzazione;
  - ai sensi dell'articolo 5bis, comma 4, del decreto-legge 14/22:
    - 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 di produzione, 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 elettrica nel mercato elettrico, strettamente necessari per sostenere l'esercizio degli impianti di produzione 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, del decreto-legge 14/22 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 inseriti nel programma di massimizzazione;
  - la legge 41/23 ha successivamente modificato l'articolo 5bis, comma 4, del decreto-legge 14/22 prevedendo che, ai fini della massimizzazione della produzione, possano essere utilizzati anche impianti di produzione alimentati da biomasse solide, escludendo che essi (a differenza degli impianti di produzione alimentati da

bioliquidi sostenibili) possano essere alimentati anche da combustibili convenzionali durante il periodo di massimizzazione della produzione.

**CONSIDERATO CHE:**

- con l'Atto di indirizzo 1 settembre 2022, il Ministro della Transizione Ecologica (ora Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica), anche alla luce del regolamento 2022/11568, ha, tra l'altro e per quanto qui rileva:
  - ricordato che per gli impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili, ai sensi dell'articolo 5-bis, comma 4, del decreto-legge 14/22, è consentita anche l'alimentazione tramite combustibile convenzionale, purché i titolari degli impianti di produzione certifichino a Terna che l'alimentazione a biocombustibili non è economicamente sostenibile rispetto all'alimentazione con combustibile tradizionale e non ne consente l'esercizio, considerando la disponibilità e i prezzi dei biocombustibili e l'attuale livello degli incentivi. Tali certificazioni sono inviate anche alla società Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (di seguito anche: GSE) ai fini dell'opportuno coordinamento;
  - richiesto a Terna di predisporre e avviare il programma di massimizzazione di cui all'articolo 5bis del decreto-legge 14/22;
  - previsto che il programma di massimizzazione, in base al quale sarà successivamente definito il programma di utilizzo settimanale, debba essere inviato al Ministero della Transizione Ecologica (ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) e all'Autorità, nonché alle società titolari degli impianti di produzione per l'adeguato approvvigionamento dei combustibili e per la ricognizione delle deroghe ambientali necessarie;
  - richiesto all'Autorità di definire le modalità di partecipazione al mercato degli impianti di produzione inclusi nel programma di massimizzazione (di seguito: impianti di produzione 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;
- l'Autorità, con la deliberazione 430/2022/R/eel, ha definito, con urgenza e 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 di produzione interessati, al fine di contribuire a creare le condizioni per un tempestivo avvio del programma di massimizzazione, distinguendo tra impianti di produzione assoggettati e impianti di produzione non assoggettati a un regime di essenzialità. Tali disposizioni trovano applicazione per gli impianti di produzione rilevanti;
- Terna, in data 16 settembre 2022, ha pubblicato nel proprio sito internet l'elenco degli impianti di produzione con potenza termica superiore a 300 MW alimentati da carbone e olio combustibile nonché l'elenco degli impianti di produzione rilevanti alimentati da bioliquidi sostenibili, interessati dal programma di massimizzazione,

dando avvio a partire dal 19 settembre 2022 al medesimo programma per gli impianti di produzione rilevanti;

- l’Autorità, con la deliberazione 725/2022/R/eel, ha adottato soluzioni semplificate in relazione alle modalità di partecipazione al mercato degli impianti di produzione non rilevanti interessati dal programma di massimizzazione e alla definizione del regime dei corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti, e in particolare:
  - non ha introdotto disposizioni ulteriori a quelle già previste dalla deliberazione 111/06 in relazione alle modalità di partecipazione al mercato degli impianti di produzione non rilevanti;
  - ha previsto che i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti siano riconosciuti ai produttori di energia elettrica (anziché agli utenti del dispacciamento nel cui aggregato zonale potrebbero essere compresi anche impianti di produzione diversi da quelli inclusi nel programma di massimizzazione) e che tali corrispettivi siano determinati a forfait, eventualmente per classi di impianti di produzione individuate in funzione del combustibile utilizzato durante il periodo di massimizzazione nonché prevedendo eventuali forme di indicizzazione del costo del combustibile a riferimenti di prezzo disponibili, evitando forme di reintegrazione puntuale degli eventuali maggiori oneri sostenuti;
  - ha previsto che i maggiori costi oggetto di copertura siano i costi di acquisto del combustibile e i costi di natura operativa (quali, ad esempio, i costi di manutenzione ordinaria, del personale e di gestione dell’impianto di produzione), al netto di quelli già coperti dai ricavi derivanti dalla vendita dell’energia elettrica;
  - ha previsto che i maggiori costi di cui al punto precedente siano oggetto di copertura, anche con soluzioni in acconto e salvo conguaglio, per il tramite dello strumento dei prezzi minimi garantiti quale quello previsto dagli articoli 7 e 15 dell’Allegato A alla deliberazione 280/07, indipendentemente dalle modalità adottate dal produttore per la vendita dell’energia elettrica immessa in rete;
  - ha previsto che i corrispettivi siano erogati dal GSE e siano posti a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all’articolo 41, comma 41.1, lettera b), del TIT;
  - ha assicurato la partecipazione dei soggetti interessati nelle forme previste dalla deliberazione 649/2014/A fissando un termine per la presentazione di osservazioni e proposte, al fine di eventuali adeguamenti e integrazioni del provvedimento nelle parti di cui ai precedenti punti;
- Terna, in data 30 dicembre 2022, ha pubblicato nel proprio sito internet un primo elenco degli impianti di produzione non rilevanti alimentati da bioliquidi sostenibili, interessati dal programma di massimizzazione, dando avvio a partire dal 1 gennaio 2023 al medesimo programma per alcuni impianti di produzione non rilevanti. Il primo elenco è stato successivamente integrato il 24 gennaio 2023, dando avvio a partire da tale data al programma di massimizzazione per altri impianti di produzione non rilevanti;

- il primo periodo di massimizzazione della produzione è pertanto iniziato:
  - il 16 settembre 2022, per gli impianti di produzione con potenza termica superiore a 300 MW alimentati da carbone e olio combustibile nonché per gli impianti di produzione rilevanti alimentati da bioliquidi sostenibili;
  - l'1 gennaio 2023 o il 24 gennaio 2023 per gli impianti di produzione non rilevanti alimentati da bioliquidi sostenibili,ed è terminato per tutti gli impianti di produzione (siano essi rilevanti o non rilevanti) il 31 marzo 2023, come evidenziato da Terna nel proprio sito internet;
- come consentito dall'articolo 5bis, comma 4, del decreto-legge 14/22, durante il periodo emergenziale oggetto di obbligo di massimizzazione della produzione, alcuni impianti di produzione non rilevanti, normalmente alimentati da bioliquidi sostenibili, sono stati alimentati da combustibile convenzionale, sia esso un bioliquido non sostenibile oppure gasolio;
- all'Atto di indirizzo 1 settembre 2022 ha fatto seguito l'Atto di indirizzo 31 marzo 2023. In attuazione di quest'ultimo Atto, Terna, tra il 10 e il 23 maggio 2023, ha pubblicato un elenco di impianti di produzione, che (a differenza del primo periodo di massimizzazione) ha incluso anche gli impianti alimentati da biomasse solide, interessati dal secondo programma di massimizzazione. Tale programma è iniziato il 15 maggio 2023 ed è terminato il 30 settembre 2023.

#### **CONSIDERATO CHE:**

- in relazione agli impianti di produzione non rilevanti interessati dal programma di massimizzazione, l'Autorità, con la deliberazione 725/2022/R/eel, ha anche avviato un procedimento per la quantificazione dei prezzi minimi garantiti che saranno oggetto di applicazione, nonché per la definizione delle relative modalità e tempistiche di erogazione (ivi inclusi acconti e conguagli);
- poiché il primo periodo di massimizzazione, tra gli impianti di produzione non rilevanti, includeva solo quelli alimentati da bioliquidi sostenibili (o combustibili sostitutivi), l'Autorità, nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 725/2022/R/eel, ha innanzitutto approfondito la struttura e l'entità dei costi di produzione di tali impianti, con particolare riferimento ai costi di acquisto del combustibile e ai costi di natura operativa, anche tenendo conto dei dati e delle informazioni resi disponibili dalle associazioni dei produttori di energia elettrica. Allo scopo, l'Autorità si è avvalsa di RSE;
- l'Autorità, con la deliberazione 209/2023/R/eel, ha approvato 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", riportate nell'Allegato A alla medesima deliberazione 209/2023/R/eel;
- più in dettaglio, con l'Allegato A alla deliberazione 209/2023/R/eel, l'Autorità ha:
  - utilizzato i dati e le valutazioni contenute nel rapporto RSE (di seguito: rapporto bioliquidi RSE), allegato alla medesima deliberazione 209/2023/R/eel, ritenendo che esso contenesse gli elementi necessari e sufficienti ai fini della

- determinazione dei costi medi per la produzione di energia elettrica che rilevano ai fini della quantificazione dei prezzi minimi garantiti;
- previsto che i prezzi minimi garantiti siano pari alla somma della componente a copertura dei costi del combustibile e della componente a copertura dei costi operativi, ciascuna delle quali composta da vari elementi;
  - previsto che la componente a copertura dei costi del combustibile sia aggiornata su base mensile, tenendo conto:
    - i. dei riferimenti disponibili di prezzo dei combustibili, come evidenziati da RSE, lasciando ai produttori di energia elettrica la possibilità di indicare il combustibile effettivamente utilizzato;
    - ii. dei riferimenti disponibili di prezzo del gasolio utilizzato per il trasporto dei combustibili;
  - previsto che, qualora il combustibile utilizzato non presenti un riferimento di prezzo nei siti internet indicati (Associazione Granaria Milano), i produttori trasmettano al GSE una relazione motivata finalizzata a rappresentare quale riferimento di prezzo, tra quelli disponibili, è il più adeguato ai fini della copertura dei costi di acquisto;
  - previsto che il GSE (che, già ai sensi della deliberazione 725/2022/R/eel, è il soggetto deputato all'applicazione dei prezzi minimi garantiti), al termine di ciascun periodo di massimizzazione, calcoli i ricavi minimi garantiti per i produttori di energia elettrica, sulla base dei prezzi minimi garantiti, e i ricavi convenzionali derivanti dalla vendita dell'energia elettrica o dei minori costi associati all'energia elettrica consumata in sito. In particolare, questi ultimi ricavi (o minori costi) sono individuati in modo convenzionale, tenendo conto delle diverse fattispecie possibili, ivi inclusa l'eventuale presenza di strumenti di incentivazione;
  - previsto che il GSE, al termine di ciascun periodo di massimizzazione, eroghi a conguaglio ai produttori di energia elettrica che gestiscono impianti di produzione non rilevanti obbligati alla massimizzazione della produzione, la differenza, se positiva, tra i ricavi minimi garantiti e i ricavi convenzionali;
- la deliberazione 209/2023/R/eel è stata adottata senza una precedente consultazione vista l'urgenza di determinare la copertura dei costi sostenuti dai produttori di energia elettrica obbligati alla massimizzazione della produzione, come consentito dall'articolo 1, comma 1.4, dell'Allegato A alla deliberazione 649/2014/A; è stata, invece, prevista una consultazione postuma nelle forme previste dalla medesima deliberazione 649/2014/A, al fine di eventuali adeguamenti e integrazioni afferenti alla quantificazione dei prezzi minimi garantiti;
  - infine, la deliberazione 209/2023/R/eel ha precisato che essa e la precedente deliberazione 725/2022/R/eel trovano applicazione anche per gli impianti di produzione non rilevanti alimentati da biomasse solide inseriti, in attuazione della legge 41/23, nel programma di massimizzazione della produzione, previa quantificazione, con successivo provvedimento, dei relativi prezzi minimi garantiti; per tale finalità, è stato altresì previsto che i soggetti interessati potessero fare pervenire all'Autorità i dati e le osservazioni ritenuti utili e necessari ai fini

dell'estensione degli approfondimenti in relazione alla struttura e all'entità dei costi di produzione dell'energia elettrica dagli impianti di produzione non rilevanti alimentati da biomasse solide, con riferimento ai costi di acquisto del combustibile e ai costi di natura operativa. Anche per quest'ultima finalità, l'Autorità si è avvalsa di RSE;

- il GSE ha già iniziato a dare seguito a quanto previsto dalla deliberazione 209/2023/R/eel, riconoscendo, secondo quanto previsto dall'articolo 3 dell'Allegato A alla medesima deliberazione, la remunerazione economica agli impianti di produzione non rilevanti alimentati da bioliquidi sostenibili (o combustibili sostitutivi) inclusi nel programma di massimizzazione della produzione;
- da quanto precedentemente descritto, deriva che l'erogazione già effettuata dal GSE sia avvenuta a titolo di acconto, in quanto, in relazione agli impianti di produzione non rilevanti alimentati da bioliquidi sostenibili, devono ancora essere adottate le disposizioni finali, a valle della richiamata consultazione postuma.

#### **CONSIDERATO CHE:**

- a seguito della deliberazione 209/2023/R/eel e in attuazione della medesima, alcuni produttori di energia elettrica da combustibili rinnovabili e relative associazioni hanno trasmesso all'Autorità:
  - ultime considerazioni in relazione alla determinazione dei costi di acquisto del combustibile e ai costi di natura operativa per la produzione di energia elettrica da bioliquidi sostenibili (o combustibili sostitutivi);
  - elementi ritenuti utili ai fini della prima determinazione dei costi di acquisto del combustibile e ai costi di natura operativa per la produzione di energia elettrica da biomasse solide;
- con riferimento ai bioliquidi sostenibili (o combustibili sostitutivi), i produttori di energia elettrica e le relative associazioni hanno evidenziato:
  - la necessità, al fine di favorire l'impiego di bioliquidi comunitari (in coerenza con le previsioni normative vigenti), di riconoscere, ai produttori che utilizzano bioliquidi tracciati di origine europea, un ulteriore elemento della componente a copertura dei costi del combustibile, che tenga conto a forfait dei costi sostenuti per la tracciatura, precisando che tale costo è compreso tra 10 € e 25 € per ciascuna tonnellata di prodotto utilizzato;
  - qualora gli impianti di produzione siano utilizzati anche per la produzione di calore in assetto cogenerativo, la necessità di utilizzare le relative aliquote vigenti per le accise;
  - la necessità di riconoscere l'accisa prevista per l'utilizzo dei grassi animali, pari a 15,40 €/t (accisa che, nel rapporto bioliquidi RSE, non era evidenziata);
  - la necessità di utilizzare il valore del peso specifico del gasolio utilizzato dall'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli pari a 0,835 kg/l, anziché il valore pari a 0,845 kg/l contenuto nel rapporto bioliquidi RSE;



- nel caso di produttori che abbiano richiesto l'agevolazione per la produzione di energia elettrica da gasolio, la necessità di introdurre l'accisa pari a 12,80 € per mille litri a 15°C;
- la possibilità che i bioliquidi ottenuti dal trattamento e dalla lavorazione di "farine di estrazione, olii acidi di raffinazione, paste saponose, terre decoloranti, agenti filtranti" siano equiparati ai grassi animali, ai fini dell'applicazione della deliberazione 209/2023/R/eel;
- la possibilità che, nel caso di combustibili per i quali non sono presenti riferimenti diretti di prezzo all'interno del listino dell'Associazione Granaria Milano (che è il listino prezzi richiamato dall'articolo 2, comma 2.1, punto 1), lettera a), dell'Allegato A alla deliberazione 209/2023/R/eel), i produttori evidenzino al GSE gli specifici costi di trasporto e gestione del combustibile, affinché essi siano riconosciuti in deroga ai rispettivi elementi della componente a copertura dei costi del combustibile (determinati forfetariamente e riportati nell'Allegato A alla medesima deliberazione 209/2023/R/eel). In alternativa, è stata suggerita la possibilità che i produttori possano individuare all'interno del listino dell'Associazione Granaria Milano, oltre a un singolo combustibile, anche un "mix di combustibili" idoneo a rappresentare il prezzo del prodotto in oggetto;
- sempre con riferimento ai bioliquidi sostenibili, i produttori e le relative associazioni hanno anche avanzato ulteriori richieste di carattere generale e, in particolare, che:
  - l'arrotondamento previsto per i valori dei prezzi minimi garantiti (ai sensi dell'attuale articolo 2, comma 2.3, dell'Allegato A alla deliberazione 209/2023/R/eel) sia effettuato alla seconda cifra decimale con arrotondamento commerciale, anziché alla prima cifra decimale;
  - sia sempre previsto almeno un conguaglio annuale, indipendentemente dalla durata del periodo di massimizzazione, e che siano previsti acconti mensili, anche con criteri forfetari, con le medesime tempistiche attualmente previste per l'erogazione degli incentivi per le fonti rinnovabili elettriche;
- con riferimento alle biomasse solide, sono stati forniti primi dati e informazioni relative ai costi di acquisto del combustibile e ai costi di natura operativa per la produzione di energia elettrica, ivi compresi i costi nel caso di contestuale produzione di calore tramite impianti cogenerativi.

**CONSIDERATO CHE:**

- a seguito della deliberazione 209/2023/R/eel, RSE ha predisposto un rapporto recante la struttura e l'entità dei costi di esercizio degli impianti di produzione alimentati da biomasse solide allegato al presente provvedimento e a cui si rimanda (di seguito: rapporto biomasse RSE), distinguendo i costi di acquisto del combustibile (comprensivi dei prezzi dei combustibili e dei costi per il loro trasporto) e i costi di natura operativa (comprensivi dei costi di manutenzione ordinaria e straordinaria, dei costi del personale impiegato presso gli impianti di produzione e dei costi di smaltimento delle ceneri);

- il rapporto biomasse RSE evidenzia altresì considerazioni in merito all'aggiornamento periodico di tali costi, facendo riferimento a informazioni pubblicamente disponibili con riferimento ai prezzi dei combustibili e al tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat con riferimento ai costi di manutenzione e del personale.

**RITENUTO OPPORTUNO, IN RELAZIONE AI BIOLIQUIDI SOSTENIBILI (E COMBUSTIBILI SOSTITUTIVI):**

- a seguito della consultazione postuma, accogliere le proposte relative a:
  - l'introduzione di un nuovo elemento, pari a 10 €/t, nella componente dei prezzi minimi garantiti a copertura dei costi del combustibile, al fine di coprire il costo di tracciabilità nel caso di utilizzo di olii vegetali;
  - l'arrotondamento dei valori dei prezzi minimi garantiti, prevedendo che esso sia effettuato alla seconda cifra decimale (anziché alla prima) con arrotondamento commerciale;
  - la possibilità che, qualora si utilizzino combustibili per i quali non siano presenti riferimenti diretti di prezzo nel listino dell'Associazione Granaria Milano (richiamata nell'articolo 2, comma 2.1, punto 1), lettera a), dell'Allegato A alla deliberazione 209/2023/R/eel), i produttori individuino, oltre a un singolo combustibile, anche un "mix di combustibili" idoneo a rappresentare il prezzo del combustibile utilizzato;
- a seguito della consultazione postuma, non accogliere le proposte relative a:
  - ulteriori specifiche in merito all'elemento, nella componente dei prezzi minimi garantiti a copertura dei costi del combustibile, funzionale alla copertura del costo delle accise in quanto, ai sensi dell'articolo 2 dell'Allegato A alla deliberazione 209/2023/R/eel, tale elemento è già correlato alla tipologia di combustibile secondo quanto previsto dall'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli;
  - l'equiparazione dei bioliquidi ottenuti dal trattamento e dalla lavorazione di "farine di estrazione, olii acidi di raffinazione, paste saponose, terre decoloranti, agenti filtranti" ai grassi animali, in quanto la deliberazione 209/2023/R/eel già prevede che, nel caso di combustibili privi di riferimento diretto presso l'Associazione Granaria Milano, è cura del produttore trasmettere una relazione al GSE funzionale all'individuazioni dei più efficaci riferimenti di prezzo: non è pertanto esclusa l'equiparazione richiesta, ma è demandata al GSE, previa analisi della documentazione resa disponibile dai produttori a supporto della richiesta;
  - le modalità di erogazione degli acconti da parte del GSE poiché, con la deliberazione 209/2023/R/eel, le relative disposizioni operative sono state demandate al medesimo GSE;
- aggiornare di conseguenza la deliberazione 209/2023/R/eel;
- prevedere che il GSE effettui i conseguenti conguagli entro il 31 maggio 2024.

**RITENUTO CHE, IN RELAZIONE ALLE BIOMASSE SOLIDE:**

- il rapporto biomasse RSE, redatto dalla medesima RSE e allegato al presente provvedimento, contenga gli elementi necessari e sufficienti ai fini della determinazione dei costi medi per la produzione di energia elettrica che rilevano, in relazione alle biomasse, ai fini dell'applicazione della deliberazione 725/2022/R/eel;
- sia opportuno, ove possibile e come già previsto dalla deliberazione 725/2022/R/eel, introdurre, ai fini della copertura dei costi sostenuti dai produttori, forme di indicizzazione del costo di acquisto del combustibile a riferimenti di prezzo disponibili (riportati anche nel rapporto biomasse RSE), pur evitando forme di reintegrazione puntuale dei costi sostenuti;
- sia, più in generale, opportuno che i prezzi minimi garantiti siano, ove possibile, aggiornati periodicamente, tenendo conto:
  - dei richiamati riferimenti disponibili di prezzo dei combustibili, come evidenziati da RSE;
  - dei riferimenti disponibili di prezzo del gasolio utilizzato per il trasporto dei combustibili, sulla base delle ipotesi valutate da RSE;
- sia, altresì, opportuno esplicitare i parametri da aggiornare, ad esempio su base annuale, per effetto del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con particolare riferimento al costo orario del personale coinvolto nelle attività di manutenzione, nel trasporto dei combustibili e nell'esercizio degli impianti di produzione;
- sia opportuno integrare l'articolo 2 dell'Allegato A alla deliberazione 209/2023/R/eel, inserendo i prezzi minimi garantiti per gli impianti di produzione di energia elettrica non rilevanti alimentati da biomasse solide soggetti all'obbligo di massimizzazione della produzione;
- non sia necessario introdurre altre disposizioni specifiche per le biomasse solide, in quanto tutte le altre parti della deliberazione 209/2023/R/eel (attinenti al calcolo, da parte del GSE, dei ricavi minimi garantiti per i produttori, sulla base dei prezzi minimi garantiti, e dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica o dei minori costi associati all'energia elettrica consumata in sito, nonché attinenti alle modalità di erogazione di acconti e conguagli) già trovano applicazione anche per le biomasse solide;
- il presente provvedimento, nella parte di quantificazione dei prezzi minimi garantiti per gli impianti non rilevanti alimentati da biomasse solide, sia adottato senza una precedente consultazione vista l'urgenza di determinare la copertura dei costi sostenuti dai produttori obbligati alla massimizzazione della produzione, come consentito dall'articolo 1, comma 1.4, dell'Allegato A alla deliberazione 649/2014/A;
- sia necessario, limitatamente alla quantificazione dei prezzi minimi garantiti nel caso di utilizzo di biomasse solide, assicurare comunque la partecipazione dei soggetti interessati, ulteriore a quella che già era stata prevista in via preliminare dalla deliberazione 209/2023/R/eel, tramite la consultazione postuma nelle forme previste dalla deliberazione 649/2014/A, fissando il termine per la presentazione di

osservazioni e proposte al 31 gennaio 2024, al fine di eventuali adeguamenti e integrazioni del presente provvedimento nelle parti richiamate, ivi incluse quelle derivanti dal rapporto biomasse RSE

## DELIBERA

1. di modificare l'Allegato A alla deliberazione 209/2023/R/eel nei seguenti punti:

- all'articolo 2, comma 2.1, punto 1), la formula è sostituita dalla seguente:

$$P_{MG,comb} = \frac{P_{comb} + P_{cert} + P_{tracc} + P_{trasp} + accisa}{PCI_{comb} \cdot \eta}$$

- all'articolo 2, comma 2.1, punto 1), dopo la lettera b) è inserita la seguente lettera: “

b2)  $P_{tracc}$  è l'elemento, espresso in €/t, a copertura del costo per la tracciatura, da applicare nel caso di utilizzo di olii oggetto di tracciatura, pari a 10 €/t;”;

- all'articolo 2, il comma 2.3 è sostituito dai seguenti commi: “

2.3 I prezzi minimi garantiti  $P_{MG}$  spettanti, durante il periodo di massimizzazione della produzione, alla produzione netta di energia elettrica da impianti non rilevanti alimentati da biomasse solide sono pari, per ogni mese solare, alla somma della:

- 1) componente a copertura dei costi del combustibile  $P_{MG,comb}$ , espressa in €/MWh:

$$P_{MG,comb} = \frac{P_{comb} + P_{trasp}}{Eff}$$

dove:

- a)  $P_{comb}$  è il prezzo medio mensile della biomassa, espresso in €/t, pari alla media aritmetica dei seguenti prezzi medi mensili:

- i. media aritmetica tra il prezzo minimo e massimo mensili di cui al Capitolato biocombustibili solidi, item 80: merce franco partenza - cippato di legno vergine con corteccia ad uso industriale - origine da segheria con umidità del 40%. Per esprimere in €/t il valore disponibile sul portale, espresso in €/mst, si utilizza di un fattore di conversione convenzionale pari a 0,265 mst/t;
- ii. media aritmetica tra il prezzo minimo e massimo mensili di cui al Capitolato biocombustibili solidi, item 90: merce franco partenza - cippato di legno vergine con corteccia ad uso industriale - origine da pioppo con umidità del 50%;
- iii. media aritmetica tra il prezzo minimo e massimo mensili di cui al Capitolato biocombustibili solidi, item 100: merce franco partenza - cippato di legno vergine con corteccia ad

uso industriale - origine da manutenzione patrimonio boschivo con umidità del 45%.

I prezzi minimi e massimi mensili afferenti ai Capitoli richiamati nei precedenti alinea sono disponibili sul Portale PiùPrezzi - Microportale Energetici e Affini del sito internet della Camera di Commercio Milano - Monza Brianza - Lodi e, ove necessario, vengono determinati tenendo conto di quanto previsto al comma 2.4;

- b)  $P_{trasp}$  è l'elemento, espresso in €/t, a copertura dei costi di trasporto del combustibile e pari a:

$$1,67 \cdot \left( \frac{P_{gasolio}}{1,22} - 0,2142 \right) + pers_{trasp}$$

dove:

- $P_{gasolio}$  è pari alla media aritmetica, espressa in €/l, dei prezzi medi settimanali al lordo di Iva e accise, disponibili nel sito internet del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per il gasolio da autotrazione;
  - $pers_{trasp}$  è il sub-elemento a copertura dei costi medi del personale impiegato per il trasporto dei combustibili, pari, per l'anno 2023, a 12,5 €/t. Esso viene aggiornato, su base annuale solare, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
- c)  $Eff$  è l'efficienza elettrica netta, espressa in MWh/t, pari a:
- i. 0,27 MWh/t nel caso di impianti di produzione con potenza attiva nominale minore di 3 MW;
  - ii. 0,57 MWh/t nel caso di impianti di produzione con potenza attiva nominale uguale o superiore a 3 MW e fino a 10 MW;
- 2) componente a copertura dei costi operativi  $P_{MG,o\&m}$ , espressa in €/MWh:

$$P_{MG,o\&m} = man_{ord} + man_{stra} + pers + smalt$$

dove:

- d)  $man_{ord}$  è l'elemento, espresso in €/MWh, a copertura dei costi di manutenzione ordinaria, pari, per l'anno 2023, a:

$$P + 4$$

dove P è la potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale.

L'elemento  $man_{ord}$  non assume mai valori numerici superiori a 14 €/MWh né inferiori a 5 €/MWh. I coefficienti numerici presenti nella formula sono aggiornati, su base annuale solare, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

- e)  $man_{stra}$  è l'elemento, espresso in €/MWh, a copertura dei costi di manutenzione straordinaria, pari, per l'anno 2023, a:

$$P + 9$$

dove P è la potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale.

L'elemento  $man_{stra}$  non assume mai valori numerici superiori a 19 €/MWh né inferiori a 10 €/MWh. I coefficienti numerici presenti nella formula sono aggiornati, su base annuale solare, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

- f)  $pers$  è l'elemento, espresso in €/MWh, a copertura dei costi del personale impiegato per la gestione degli impianti di produzione, pari, per l'anno 2023, a:

$$-2,91 \cdot P + 40,99$$

dove P è la potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale.

L'elemento  $pers$  non assume mai valori numerici superiori a 38,08 €/MWh né inferiori a 27,59 €/MWh. I coefficienti numerici presenti nella formula sono aggiornati, su base annuale solare, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

- g)  $smalt$  è l'elemento, espresso in €/MWh, a copertura dei costi di gestione e smaltimento delle ceneri, pari a

$$smalt = \frac{3,75}{Eff}$$

dove  $Eff$  è l'efficienza elettrica netta, espressa in MWh/t, di cui al comma 2.3, punto 1), lettera c);

- 3) componente associata ai ricavi derivanti dalla vendita del calore prodotto, nel caso di impianti cogenerativi,  $P_{MG,calore}$ , espressa in €/MWh, pari a:
- i. -188,03 €/MWh nel caso di impianti di produzione con potenza attiva nominale minore di 3 MW;
  - ii. -68,83 €/MWh nel caso di impianti di produzione con potenza attiva nominale uguale o superiore a 3 MW e fino a 10 MW.

- 2.4 Ai fini del calcolo dei prezzi minimi garantiti mensili di cui al comma 2.3:
- i prezzi minimi e massimi mensili di cui al comma 2.3, punto 1), lettera a), sono pari alla media, ponderata sui giorni del mese solare (ovvero della frazione del mese solare facente parte del periodo di massimizzazione), dei corrispondenti prezzi minimi e massimi pubblicati sul sito internet di cui al comma 2.3, punto 1), lettera a);
  - ai fini del calcolo del termine  $P_{gasolio}$  di cui al comma 2.3, punto 1), lettera b), si considerano i prezzi settimanali afferenti alle sole settimane il cui ultimo giorno (come desumibile dal sito internet del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) è incluso nel periodo di massimizzazione e nel mese solare in esame. Qualora un periodo di massimizzazione avesse inizio negli ultimi giorni di un

mese solare e qualora, in tali ultimi giorni, non rientrasse l'ultimo giorno di una settimana, si fa riferimento ai prezzi settimanali afferenti alla settimana precedente.

- 2.5 I prezzi minimi garantiti di cui ai commi 2.1 e 2.3, espressi in €/MWh, sono arrotondati alla seconda cifra decimale con criterio commerciale.”;
- all'articolo 4, comma 4.1, le parole “Qualora il combustibile utilizzato non presenti un riferimento diretto di prezzo sui siti internet di cui al comma 2.1, lettera a), i produttori trasmettono al GSE una relazione motivata finalizzata a rappresentare quale riferimento di prezzo, tra quelli disponibili e, ove possibile, già richiamati nel presente provvedimento, è il più adeguato ai fini della copertura dei costi di acquisto.” sono sostituite dalle seguenti parole: “Qualora il combustibile utilizzato ovvero i combustibili utilizzati non presentino un riferimento diretto di prezzo nei siti internet di cui al comma 2.1, lettera a), i produttori trasmettono al GSE una relazione motivata finalizzata a rappresentare quale riferimento di prezzo ovvero quali riferimenti di prezzo, tra quelli disponibili e, ove possibile, già richiamati nel presente provvedimento, sono i più adeguati ai fini della copertura dei costi di acquisto del combustibile ovvero dei combustibili utilizzati.”;
2. di prevedere, per le ragioni esplicitate in premessa e nel solo caso dei prezzi minimi garantiti per biomasse solide, che i soggetti interessati possano far pervenire all'Autorità, per iscritto all'indirizzo [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it), le proprie osservazioni e proposte in merito alle disposizioni di cui al presente provvedimento entro il 31 gennaio 2024;
  3. di prevedere che, nel caso degli impianti non rilevanti alimentati da bioliquidi sostenibili (o combustibili sostitutivi) soggetti all'obbligo di massimizzazione della produzione, il GSE effettui i conguagli entro il 31 maggio 2024;
  4. di trasmettere la presente deliberazione al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica e al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.;
  5. di pubblicare la presente deliberazione, nonché l'Allegato A alla deliberazione 209/2023/R/eel, come modificato dalla presente deliberazione, sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

19 dicembre 2023

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*