DELIBERAZIONE 3 NOVEMBRE 2026
404/2026/R/EEL

AGGIORNAMENTO DELLA PRIMA ATTUAZIONE DELL'ARTICOLO 5 DEL DECRETO-LEGGE 20 FEBBRAIO 2026 N. 21, IN MATERIA DI PREZZI MINIMI GARANTITI PER L'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA DAGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE ALIMENTATI DA BIOGAS, BIOLIQUIDI SOSTENIBILI E BIOMASSE SOLIDE

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1406ª riunione del 3 novembre 2026

VISTI:

- la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio del 11 dicembre 2018;
- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- la direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023;
- il regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio del 11 dicembre 2018;
- il regolamento (UE) 2022/11568 del Consiglio dell'Unione europea del 4 agosto 2022;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (di seguito: decreto legislativo 28/11);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 (di seguito: decreto legislativo 199/21);
- il decreto-legge 29 maggio 2023, n. 57, convertito, con modificazioni, dalla legge 26 luglio 2023, n. 95 (di seguito: decreto-legge 57/23);
- il decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito, con modificazioni, dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11 (di seguito: decreto-legge 181/23);
- il decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21, convertito, con modificazioni, dalla legge 10 aprile 2026, n. 49 (di seguito: decreto-legge 21/26);
- il decreto del Ministro delle Politiche agricole alimentari e forestali, di concerto con il Ministro dello Sviluppo economico, 2 marzo 2010, recante attuazione della legge 296/06, sulla tracciabilità delle biomasse per la produzione di energia elettrica;
- 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;

- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato *Settlement* o TIS);
- la deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Bilanciamento o TIB);
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023);
- la deliberazione dell'Autorità 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2023, 616/2023/R/com, e, in particolare, il relativo Allegato A e il relativo Allegato B (di seguito: Testo Integrato Misura Elettrica o TIME);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2023, 618/2023/R/com, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Prestazioni Patrimoniali Imposte o TIPPI);
- la deliberazione dell'Autorità 9 aprile 2024, 132/2024/R/eel, recante la determinazione dei prezzi minimi garantiti per l'energia elettrica prodotta da impianti di produzione alimentati da biogas e biomasse solide (di seguito: deliberazione 132/2024/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2024, 305/2024/R/eel, recante l'aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'energia elettrica prodotta da impianti di produzione alimentati da biogas e biomasse solide (di seguito: deliberazione 305/2024/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2024, 306/2024/R/eel, recante la determinazione dei prezzi minimi garantiti per l'energia elettrica prodotta da impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili (di seguito: deliberazione 306/2024/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 3 dicembre 2024, 518/2024/R/eel, recante l'aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'energia elettrica prodotta da impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili (di seguito: deliberazione 518/2024/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 19 maggio 2026, 174/2026/R/eel, recante la prima attuazione dell'articolo 5 del decreto-legge 21/26 in materia di prezzi minimi garantiti per l'energia elettrica prodotta dagli impianti di generazione alimentati da biogas, bioliquidi sostenibili e biomasse solide (di seguito: deliberazione 174/2026/R/eel);
- la segnalazione dell'Autorità al Parlamento e al Governo del 6 agosto 2026, 321/2026/I/eel, in merito ai prezzi minimi garantiti per la produzione di energia elettrica degli impianti alimentati da biogas, biomasse e bioliquidi sostenibili (di seguito: segnalazione 321/2026/I/eel);
- la Nota metodologica relativa al calcolo delle ore equivalenti per gli impianti remunerati con il meccanismo dei BIO-PMG, pubblicata dal Gestore dei Servizi

Energetici S.p.A. (di seguito: GSE) in data 3 luglio 2026 (di seguito: Nota metodologica BIO-PMG);
- la lettera del GSE del 30 settembre 2026 (prot. Autorità 75458) avente ad oggetto chiarimenti interpretativi in merito all'articolo 3.5 dell'Allegato A alla deliberazione 174/2026/R/eel (di seguito: nota del 30 settembre 2026).

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 3-ter, comma 1, del decreto-legge 57/23 ha modificato l'articolo 24, comma 8, del decreto legislativo 28/11, fissando i criteri per la definizione di prezzi minimi garantiti, ovvero integrazioni dei ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico, per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da biogas e biomassa in esercizio alla data di entrata in vigore della medesima disposizione (28 luglio 2023), i cui regimi incentivanti siano terminati entro la predetta data, ovvero che rinuncino agli incentivi in scadenza entro il 31 dicembre 2029;
- l'articolo 5, comma 2, del decreto-legge 181/23 ha esteso il regime dei prezzi minimi garantiti – definiti sulla base dei criteri di cui al precedente alinea – agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili, a condizione che rispettino i requisiti e le condizioni di cui agli articoli 40 e 42 del decreto legislativo 199/21;
- con la deliberazione 132/2024/R/eel (successivamente modificata con la deliberazione 305/2024/R/eel), l'Autorità ha definito i prezzi minimi garantiti per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da biogas e biomasse solide, in attuazione dell'articolo 3-ter del decreto-legge 57/23;
- con la deliberazione 306/2024/R/eel (successivamente modificata con la deliberazione 518/2024/R/eel), l'Autorità ha definito i prezzi minimi garantiti per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da bioliquidi sostenibili, in attuazione dell'articolo 5, comma 2, del decreto-legge 181/23;
- l'articolo 5 del decreto-legge 21/26 ha ulteriormente modificato l'articolo 24 del decreto legislativo 28/11 e l'articolo 5 del decreto-legge 181/23, definendo un tendenziale di spesa e prevedendo che i prezzi minimi garantiti siano riconosciuti per un numero massimo di ore equivalenti su base semestrale, differenziate fra tipologie di impianti, tenendo conto delle esigenze di copertura della domanda attesa e delle esigenze di continuità di produzione degli impianti connessi ai siti produttivi anche in assetto di autoproduzione. In particolare:
  - nel caso di impianti di produzione asserviti a un processo produttivo, il numero massimo di ore equivalenti su base semestrale è definito dal GSE con riferimento al tendenziale di spesa, tenendo conto della stima del costo del meccanismo da definirsi (a cura del medesimo GSE) entro la metà del mese antecedente all'inizio di ciascun semestre e a partire dal numero di ore di funzionamento del medesimo processo produttivo;
  - nel caso degli altri impianti di produzione, il numero massimo di ore equivalenti su base semestrale è definito dal GSE con riferimento al tendenziale di spesa, tenendo conto della stima del costo del meccanismo da

definirsi (a cura del medesimo GSE) entro la metà del mese antecedente all'inizio di ciascun semestre e a partire dalle ore individuate da Terna al fine di assicurare il contributo di questi impianti alla flessibilità del sistema e di rispettare i vincoli di permanenza in servizio degli impianti stessi, tenendo altresì conto dell'eventuale necessità di utilizzo di combustibili di origine fossile nelle fasi di accensione e spegnimento e della quota massima di utilizzo di tali combustibili prevista dalla normativa vigente;

- l'articolo 5 del decreto-legge 21/26 ha infine previsto che, qualora dalle valutazioni del GSE emerga la possibilità del mancato perseguimento del "tendenziale di spesa", il numero delle ore equivalenti su base semestrale sia ridefinito in riduzione secondo il seguente criterio: l'eventuale riduzione, fino all'azzeramento, si applica prioritariamente agli impianti di produzione non asserviti a un processo produttivo; in subordine, agli impianti asserviti a un processo produttivo; infine, a partire da quelli non asserviti a un processo produttivo, agli impianti da filiera come definiti dall'articolo 2, comma 1, lettera v), del decreto del Ministro dello sviluppo economico 23 giugno 2016, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 150 del 29 giugno 2016;
- con la deliberazione 174/2026/R/eel, l'Autorità ha conseguentemente aggiornato i prezzi minimi garantiti per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da bioliquidi sostenibili, da biogas e biomasse solide, in attuazione dell'articolo 5 del decreto-legge 21/26;
- più in dettaglio, con la deliberazione 174/2026/R/eel l'Autorità ha:
  - aggiornato la formula di calcolo della parte dei prezzi minimi garantiti a copertura dei costi fissi operativi degli impianti di produzione, al fine di renderla coerente con le ore equivalenti di funzionamento previste per ciascun impianto;
  - previsto che le formule di calcolo dei prezzi minimi garantiti aggiornate si applichino a partire dal 1° luglio 2026; e che fino al 30 giugno 2026 continuino ad applicarsi le formule di calcolo dei prezzi minimi garantiti in vigore nel primo trimestre 2026;
  - introdotto alcune specifiche, nel caso di impianti collegati a una utenza solo dal punto di vista elettrico, ai fini della valutazione delle condizioni per l'individuazione di un "impianto asservito a un processo produttivo";
  - specificato che il GSE consideri come "impianti da filiera" e "impianti da bioliquidi sostenibili da filiera" gli impianti che hanno ottenuto la pertinente certificazione riferita alla produzione dell'anno precedente;
- inoltre, con la deliberazione 174/2026/R/eel, l'Autorità, riscontrato il fatto che la formula per la determinazione dei ricavi convenzionali vigente, come segnalato da alcuni operatori, penalizza gli impianti che prelevano energia elettrica dalla rete per alimentare i servizi ausiliari rispetto a quelli che alimentano i servizi ausiliari in autoconsumo, ha introdotto una formulazione specifica per il calcolo di tali ricavi convenzionali, al fine di consentire il più possibile l'equiparazione tra le diverse configurazioni impiantistiche esistenti per l'alimentazione dei servizi ausiliari; tale

nuova formulazione è stata inserita nelle nuove disposizioni vigenti dal 1° luglio 2026.

CONSIDERATO CHE:

- stante i tempi ristretti previsti dal decreto-legge 21/26 per l'entrata in vigore dei nuovi prezzi minimi garantiti, la deliberazione 174/2026/R/eel è stata adottata in via d'urgenza, senza una precedente consultazione: al fine di assicurare la partecipazione dei soggetti interessati, ai sensi della deliberazione 649/2014/A, è stato quindi assegnato un termine per presentare eventuali osservazioni al fine di confermare o modificare la disciplina adottata d'urgenza con la citata deliberazione 174/2026/R/eel;
- nell'ambito delle osservazioni pervenute, alcuni operatori hanno richiesto che la deliberazione 174/2026/R/eel riporti esplicitamente quanto già previsto dal decreto-legge 21/26, cioè che:
  - nel caso di impianti alimentati da biogas o biomasse, la riduzione delle ore equivalenti trovi applicazione, per gli impianti che abbiano rinunciato ad incentivi, a decorrere dalla data di scadenza del meccanismo in essere prima della rinuncia ai fini dell'accesso al meccanismo dei prezzi minimi garantiti;
  - nel caso di impianti alimentati da bioliquidi, la riduzione delle ore equivalenti si applichi a decorrere dalla data di scadenza del meccanismo di incentivazione eventualmente in essere;
- altri operatori ritengono che i nuovi prezzi minimi garantiti (resi coerenti con la definizione delle ore equivalenti di funzionamento per ciascun impianto) non debbano trovare applicazione nei confronti degli impianti il cui precedente incentivo non sia ancora giunto a naturale scadenza;
- in relazione alle formule di calcolo dei prezzi minimi garantiti:
  - alcuni operatori hanno suggerito di specificare che i nuovi prezzi minimi garantiti (resi coerenti con la definizione delle ore equivalenti di funzionamento per ciascun impianto) trovino applicazione solo nel caso in cui il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (di seguito: GSE) accerti il superamento dei tendenziali di spesa previsti dal decreto-legge 21/26;
  - alcuni operatori hanno chiesto di prevedere che i coefficienti moltiplicativi parametrati alle ore equivalenti, applicati alla parte dei prezzi minimi garantiti a copertura dei costi fissi operativi, non possano essere inferiori a uno;
  - un operatore ha proposto di aggiungere una componente addizionale fissa, finalizzata a coprire i costi di ammortamento (per gli impianti con convenzione originaria in essere) e di locazione delle aree dove sono ubicati gli impianti, quantificabile rispettivamente in 300,00 € e 100,00 € per ogni kW elettrico di potenza nominale installata;
  - il medesimo operatore ha proposto, altresì, di rettificare in funzione delle ore equivalenti anche le componenti "MANord", "add" e "Pcert", in quanto sono tutte variabili composte da una rilevante parte di costi fissi che prescindono dalle ore effettive di esercizio;

  - un altro operatore ha evidenziato che la percentuale di ceneri derivante dalla combustione della frazione biodegradabile dei rifiuti, per gli impianti di potenza maggiore di 15 MW, è significativamente più alta rispetto al 4% utilizzato nella deliberazione 132/2024/R/eel per il calcolo dei costi di gestione e smaltimento delle ceneri di combustione, perché si fa riferimento al cippato di legno. Secondo tale operatore, i costi di gestione e smaltimento delle ceneri per gli impianti a rifiuti dovrebbero essere moltiplicati per un fattore, compreso tra 5 e 6, che rispecchi la maggiore percentuale di ceneri nei rifiuti rispetto al legno;
- in relazione alla determinazione delle ore equivalenti:
  - alcuni operatori hanno chiesto che il GSE non effettui il calcolo delle ore equivalenti qualora non preveda il superamento dei tendenziali di spesa;
  - alcuni operatori hanno chiesto di prevedere che l'eventuale disavanzo di ore equivalenti non sfruttate dal singolo impianto nell'anno di competenza possa essere recuperato nei periodi successivi;
  - altri operatori chiedono la possibilità di recupero, nell'anno successivo, delle sole ore equivalenti non utilizzate per cause oggettive, impreviste o non imputabili all'operatore, come guasti, manutenzioni straordinarie o altre circostanze eccezionali;
  - alcuni operatori segnalano l'esigenza di chiarire qual è l'effettivo ordine di applicazione delle riduzioni delle ore equivalenti nei casi di superamento dei tendenziali di spesa;
- in relazione alla definizione di "impianto asservito":
  - molti operatori ritengono opportuno chiarire che un impianto collegato a una rete di teleriscaldamento debba essere considerato a tutti gli effetti un "impianto asservito";
  - un operatore ritiene che, per individuare l'asservimento di tipo elettrico, l'aggravio dei costi per l'esecuzione del ciclo produttivo dovrebbe risultare sempre verificato, perché viene meno il risparmio sull'acquisto di energia dalla rete;
  - alcuni operatori suggeriscono che il GSE classifichi tra gli impianti asserviti dal punto di vista termico quelli che – in sede di procedura di qualifica ai fini dell'applicazione dei prezzi minimi garantiti – hanno dichiarato di essere in assetto cogenerativo e possono dimostrare una cessione di calore nell'anno precedente a quello di riferimento tramite criteri oggettivi basati su contratti di fornitura e misure;
  - un operatore ritiene che un impianto di cogenerazione di potenza elettrica inferiore a 1 MW sia sempre considerato asservito, almeno nelle mensilità in cui risulti un effettivo fabbisogno termico utile da parte dell'utenza termica servita;
- in relazione all'individuazione del "processo produttivo" asservito all'impianto di produzione, un operatore propone di chiarire che per "processo produttivo" debba intendersi l'insieme delle attività industriali svolte all'interno del sito produttivo, comprensive delle attività principali, delle attività ausiliarie e dei servizi tecnologici e ambientali funzionalmente connessi al ciclo produttivo, anche quando tali attività non siano esercite in modo contemporaneo;

- in merito alla quantificazione dell'energia elettrica avente diritto ai prezzi minimi garantiti, alcuni operatori hanno chiesto di chiarire che tra gli impianti alimentati da biomassa rientrano anche gli impianti che utilizzano rifiuti biodegradabili o biomasse-rifiuto, per i quali il meccanismo dei prezzi minimi garantiti trova applicazione limitatamente alla quota di energia elettrica attribuibile alla frazione biodegradabile;
- numerosi operatori hanno segnalato che:
  - negli ultimi anni, i produttori non hanno più chiesto la certificazione da filiera dei combustibili;
  - le certificazioni relative ad un dato anno spesso non sono rilasciate entro la fine del primo semestre dell'anno successivo,

  chiedendo una modifica dell'articolo 6, comma 6.2, dell'Allegato A alla deliberazione 132/2024/R/eel e dell'Allegato A alla deliberazione 306/2024/R/eel, laddove si prevede che, in ciascun anno, il GSE consideri come "impianti da filiera" e "impianti da bioliquidi sostenibili da filiera" gli impianti che hanno ottenuto la pertinente certificazione riferita alla produzione dell'anno precedente;
- in relazione al calcolo dei ricavi convenzionali, alcuni operatori hanno chiesto di precisare che l'energia elettrica sulla quale il produttore non ha diritto ai prezzi minimi garantiti sia esclusa anche dai ricavi convenzionali, così come viene esclusa dai ricavi minimi garantiti, in modo da non determinare distorsioni nel calcolo degli importi spettanti a conguaglio;
- al riguardo, anche il GSE, con la nota del 30 settembre 2026, ha evidenziato che il confronto tra ricavi minimi garantiti e ricavi convenzionali debba essere effettuato sul medesimo volume di energia, evitando che, ai fini della determinazione dei ricavi convenzionali, vengano considerate quantità che non hanno titolo ad accedere al beneficio dei prezzi minimi garantiti;
- in merito alla convenzione da sottoscrivere con il GSE:
  - alcuni operatori hanno evidenziato l'esigenza di regolare il trattamento degli impianti di produzione che utilizzano più combustibili appartenenti a categorie differenti;
  - alcuni operatori hanno chiesto di precisare che, a seguito dell'entrata in vigore della deliberazione 174/2026/R/eel, sia sufficiente aggiornare la convenzione già in essere, senza la necessità di stipulare una nuova convenzione;
- un operatore ha chiesto di prevedere che la modifica della formula per il calcolo dei ricavi convenzionali, prevista per tener conto degli impianti di produzione che prelevano energia elettrica dalla rete da un punto di connessione separato per alimentare i servizi ausiliari, sia applicata anche con riferimento agli anni 2024 e 2025.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- nella Nota metodologica BIO-PMG, al paragrafo 4, il GSE prevede di effettuare il calcolo delle ore equivalenti per gli impianti di produzione "*qualora la stima del costo per l'anno N risulti superiore al tendenziale previsto per il medesimo anno*"; tali ore

equivalenti sono definite tenendo anche conto delle priorità di riduzione richiamate dall'articolo 5 del decreto-legge 21/26;

- la quantificazione delle ore equivalenti, ai sensi dell'articolo 5 del decreto-legge 21/26, è attribuita dal legislatore al GSE ed è effettuata dal medesimo GSE, tra l'altro, con riferimento al tendenziale di spesa, tenendo conto della stima del costo del meccanismo da definirsi (a cura del medesimo GSE) entro la metà del mese antecedente all'inizio di ciascun semestre;
- la suddetta applicazione metodologica implica che le nuove formule di calcolo dei prezzi minimi garantiti parametrate alle ore equivalenti, così come aggiornate a seguito dell'adozione della deliberazione 174/2026/R/eel, siano applicabili solo per gli impianti per i quali il GSE quantifica le ore equivalenti; ciò comporta altresì che non servano ulteriori precisazioni, rispetto a quelle già previste dall'articolo 5 del decreto-legge 21/26, in relazione agli impianti di produzione per i quali non è ancora terminato il periodo di diritto dei precedenti incentivi (ivi inclusi gli impianti alimentati da biogas e biomasse che vi hanno rinunciato) in quanto per essi il GSE non determina le ore equivalenti;
- al fine di evitare disparità di trattamento e al fine di calcolare correttamente gli importi spettanti a conguaglio ai produttori, la quantità di energia elettrica sottostante al calcolo dei ricavi minimi garantiti deve necessariamente coincidere con la quantità di energia elettrica sottostante al calcolo dei ricavi convenzionali;
- il principio di cui al precedente alinea è alla base della corretta applicazione dei prezzi minimi garantiti, fin dalla loro prima applicazione (quindi anche prima dell'adozione della deliberazione 174/2026/R/eel); tale principio chiarisce i dubbi interpretativi segnalati da alcuni operatori nel corso della consultazione come richiamati nel precedente gruppo di considerati;
- alcune richieste formulate dai soggetti intervenuti durante la consultazione (ad esempio, l'ordine di applicazione delle riduzioni delle ore equivalenti nei casi di superamento dei tendenziali di spesa) esulano dalle competenze attribuite dal legislatore all'Autorità in quanto inerenti all'interpretazione delle disposizioni di legge.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- con la segnalazione 321/2026/I/eel, l'Autorità ha evidenziato che:
  - sulla base dei dati resi disponibili dal GSE, la riduzione delle ore equivalenti di alcuni impianti a bioliquidi, si aggira, per il secondo semestre 2026, intorno all'85 - 90% delle ore;
  - di conseguenza, a fronte di bassi valori delle ore equivalenti (Heq), i prezzi minimi garantiti assumono valori molto elevati, a causa dell'incremento della componente a copertura dei costi fissi operativi che, per gli impianti a bioliquidi, è moltiplicata per il rapporto 3.000/Heq;
  - tale effetto, in presenza di un tendenziale di spesa, non comporta maggiori oneri in capo alla collettività ma solo una distribuzione poco efficiente delle risorse economiche disponibili,

e pertanto ha sottoposto all'attenzione del Parlamento e del Governo l'opportunità di prevedere un intervento legislativo volto a rendere più efficiente il meccanismo, ad esempio, attraverso l'introduzione di una limitazione inferiore alle ore equivalenti di funzionamento al di sotto della quale la copertura dei costi di funzionamento di un impianto non sia più garantita.

RITENUTO OPPORTUNO:

- in relazione alle formule di calcolo dei prezzi minimi garantiti:
  - aggiornare le formule per la determinazione delle componenti a copertura dei costi fissi operativi, prevedendo che le nuove formule siano parametrate alle ore equivalenti solo per gli impianti di produzione per i quali il GSE determina le ore equivalenti;
  - non accogliere la proposta di prevedere un limite minimo al coefficiente correttivo legato alle ore equivalenti. Le nuove formule di calcolo, infatti, consentono il recupero dei costi fissi operativi standard già determinati con la deliberazione 132/2024/R/eel e con la deliberazione 306/2024/R/eel sulla base dei rapporti predisposti da Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A.;
- in relazione alla determinazione delle ore equivalenti:
  - non accogliere la proposta di spostare ad annualità successive l'eventuale disavanzo di ore equivalenti non sfruttate nell'anno di competenza, in quanto non compatibile con le disposizioni del decreto-legge 21/26;
- in relazione alla definizione di "impianto asservito":
  - precisare, accogliendo il suggerimento pervenuto in consultazione, che un impianto collegato a una rete di teleriscaldamento rientri tra gli impianti termicamente asserviti, ferma restando l'eventuale definizione dell'entità dell'asservimento a cura del GSE;
  - rimettere all'attenzione del GSE le proposte relative alle modalità operative di classificazione degli impianti asserviti, in quanto relative ad aspetti operativi di competenza del medesimo GSE;
- in relazione alla certificazione da filiera, accogliere le osservazioni ricevute in consultazione, prevedendo che, per gli anni 2026 e 2027, siano classificati come "impianti da filiera" e "impianti da bioliquidi sostenibili da filiera" gli impianti per i quali è stata chiesta la certificazione nei medesimi anni ed è stata già ottenuta la certificazione in almeno un anno nel periodo 2019-2026 a parità di combustibili utilizzati; ciò consente di evitare di escludere dal novero degli impianti da filiera gli impianti per i quali i produttori non hanno chiesto la certificazione per l'anno 2025 non avendone alcuna utilità e in assenza delle disposizioni del decreto-legge 21/26;
- in merito alla segnalazione sugli impianti ibridi, non modificare gli allegati alla deliberazione 174/2026/R/eel, poiché l'articolo 1, comma 1.2, dell'Allegato A alla deliberazione 132/2024/R/eel già prevede che nel caso di impianti ibridi, ivi inclusi gli impianti di produzione alimentati da rifiuti, la remunerazione di cui al comma 1.1 è riconosciuta per la sola frazione della produzione netta di energia elettrica imputabile alle fonti rinnovabili. Tale disposizione implica che, per tali impianti, la

quota di produzione netta di energia elettrica da utilizzare per il calcolo dei ricavi minimi garantiti e dei ricavi convenzionali sia pari alla quota di produzione netta di energia elettrica attribuibile alla frazione biodegradabile dei rifiuti;

- in relazione agli impianti di produzione per i quali l'energia elettrica destinata ad alimentare i servizi ausiliari viene prelevata dalla rete anziché dall'impianto stesso, accogliere la richiesta di prevedere che il GSE adotti il criterio di calcolo dei ricavi convenzionali rivisto con la deliberazione 174/2026/R/eel anche con riferimento ai periodi antecedenti al 1° luglio 2026. Ciò è diretta conseguenza del fatto che, come evidenziato nel penultimo gruppo di considerati, la quantità di energia elettrica sottostante al calcolo dei ricavi minimi garantiti deve necessariamente coincidere con la quantità di energia elettrica sottostante al calcolo dei ricavi convenzionali;
- più in generale, in merito alle segnalazioni pervenute con riferimento al calcolo dei ricavi convenzionali, prevedere che il GSE in tutte le applicazioni delle deliberazioni 132/2024/R/eel e 306/2024/R/eel, qualora non già effettuato, determini i ricavi convenzionali e i ricavi minimi garantiti facendo riferimento all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete che accede ai prezzi minimi garantiti;
- correggere un errore materiale presente all'articolo 2, comma 2.1, paragrafo 2), lettera g), dell'Allegato A alla deliberazione 132/2024/R/eel;
- assumere il provvedimento finale, a seguito della consultazione postuma di cui alla deliberazione 174/2026/R/eel, pur in assenza di eventuali interventi correttivi al meccanismo dei prezzi minimi garantiti, quali suggeriti al Governo e al Parlamento con la segnalazione 321/2026/I/eel, dovendo comunque dare attuazione alle disposizioni normative al momento vigenti;
- rinviare ad un successivo provvedimento, preceduto da apposita consultazione, l'eventuale revisione delle formule di calcolo dei prezzi minimi garantiti e dei parametri numerici convenzionali in esse contenuti, a partire dai dati disponibili a seguito dei primi tre anni di applicazione dei prezzi minimi garantiti e tenendo conto degli spunti pervenuti a seguito della deliberazione 174/2026/R/eel

DELIBERA

1. di sostituire l'Allegato A alla deliberazione 132/2024/R/eel, recante le "Modalità di remunerazione, tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da biogas e da biomasse solide ai sensi dell'articolo 3-ter, comma 1, del decreto-legge 57/23", con l'*Allegato A* alla presente deliberazione avente pari titolo, con effetti dal 1° luglio 2026;
2. di sostituire l'Allegato A alla deliberazione 306/2024/R/eel, recante le "Modalità di remunerazione, tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, degli impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili, ai sensi dell'articolo 5, comma 2, del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181", con l'*Allegato B* alla presente deliberazione avente pari titolo, con effetti dal 1° luglio 2026;

3. di prevedere che il GSE effettui i conguagli, in relazione agli impianti di produzione per i quali l'energia elettrica destinata ad alimentare i servizi ausiliari viene prelevata dalla rete anziché dall'impianto stesso, adottando il criterio di calcolo dei ricavi convenzionali rivisto con la deliberazione 174/2026/R/eel, anche con riferimento ai periodi antecedenti al 1° luglio 2026;
4. di prevedere, più in generale, che il GSE in tutte le applicazioni delle deliberazioni 132/2024/R/eel e 306/2024/R/eel, per tutto il periodo in cui producono effetti, qualora non già effettuato, determini i ricavi convenzionali e i ricavi minimi garantiti facendo riferimento all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete che accede ai prezzi minimi garantiti;
5. di trasmettere il presente provvedimento al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica, a Terna S.p.A. e al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.;
6. di pubblicare la presente deliberazione nel sito internet dell'Autorità www.arera.it.

3 novembre 2026

IL PRESIDENTE
Nicola Dell'Acqua

Allegato A

Modalità di remunerazione, tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da biogas e da biomasse solide ai sensi dell'articolo 24 del decreto legislativo 28/11

In vigore dal 1° luglio 2026, ai sensi della deliberazione 174/2026/R/eel

Articolo 1
Finalità e definizioni

1.1 Il presente provvedimento ha l'obiettivo di definire le modalità di remunerazione, tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da biogas e da biomasse solide, ai sensi dell'articolo 24 del decreto legislativo 28/11.

1.2 La remunerazione di cui al comma 1.1 è riconosciuta per la produzione netta di energia elettrica da impianti di produzione che rispettano i requisiti di cui all'articolo 24 del decreto legislativo 28/11, come puntualizzati dall'articolo 5, comma 3-bis del decreto-legge 181/23, limitatamente alla produzione corrispondente alle ore equivalenti qualora definite dal GSE in attuazione del medesimo articolo 24 del decreto legislativo 28/11. Nel caso di impianti ibridi, ivi inclusi gli impianti di produzione alimentati da rifiuti, la remunerazione di cui al comma 1.1 è riconosciuta per la sola frazione della produzione netta di energia elettrica imputabile alle fonti rinnovabili. Nel caso di impianti di produzione alimentati da rifiuti, la frazione della produzione di energia elettrica imputabile alle fonti rinnovabili è calcolata secondo le modalità di cui all'Allegato 2 al decreto interministeriale 6 luglio 2012.

1.3 Ai fini del presente provvedimento, si applicano le seguenti definizioni:

a) **energia elettrica effettivamente immessa in rete** è l'energia elettrica immessa nella rete al netto dei coefficienti di perdita convenzionali di cui all'articolo 76, comma 76.1, lettera a), del Testo Integrato *Settlement*;

b) **energia elettrica immessa in rete** è l'energia elettrica effettivamente immessa nella rete, aumentata, ai fini del *settlement*, di un fattore percentuale, nel caso di punti di immissione in bassa tensione e in media tensione, secondo le stesse modalità previste dall'articolo 76, comma 76.1, lettera a), del Testo Integrato *Settlement*;

c) **potenza di un impianto di produzione** (P) è la potenza attiva nominale, pari alla somma, espressa in MW, delle potenze attive nominali dei generatori che costituiscono l'impianto di produzione; a sua volta, la potenza attiva nominale di un generatore è la massima potenza attiva espressa in MW (calcolata moltiplicando la potenza apparente nominale in MVA per il fattore di potenza nominale) erogabile in regime continuo che è riportata nei dati di targa del

generatore, come fissati all'atto del collaudo, della messa in servizio, o rideterminati a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario;

d) **produzione netta di energia elettrica** è la produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia elettrica alla rete elettrica. La produzione netta di energia elettrica è calcolata secondo quanto previsto dall'articolo 22, comma 3, del decreto interministeriale 6 luglio 2012 e dalla deliberazione 47/2013/R/efr;

e) **ore equivalenti semestrali** (heq) sono le ore equivalenti di funzionamento su base semestrale determinate dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) ai sensi dell'articolo 24, comma 8-bis, del decreto legislativo 28/11.

Articolo 2

Quantificazione dei prezzi minimi garantiti per gli impianti di produzione alimentati da biogas e da biomasse solide

2.1 I prezzi minimi garantiti P_{MG} spettanti alla produzione netta di energia elettrica da impianti di produzione 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:

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

dove:

a) P_{comb} è il prezzo medio mensile della biomassa solida, espresso in €/t. Esso:

a1) nel caso di utilizzo di biomasse solide diverse dalla frazione biodegradabile dei rifiuti, è pari alla media ponderata 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%. Ai fini della ponderazione, tale media aritmetica è pesata nella misura del 40%. Per esprimere in €/t il valore disponibile nel portale, espresso in €/mst, si utilizza di un fattore di conversione convenzionale pari a 0,265 t/mst;

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%. Ai fini della ponderazione, tale media aritmetica è pesata nella misura del 20%;

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%. Ai fini della ponderazione, tale media aritmetica è pesata nella misura del 40%.

I prezzi minimi e massimi mensili afferenti ai Capitolati richiamati nei precedenti alinea sono pari alla media, ponderata sui giorni del mese solare, dei corrispondenti prezzi minimi e massimi disponibili nel Portale PiùPrezzi - Microportale Energetici e Affini del sito internet della Camera di Commercio Milano - Monza Brianza – Lodi;

a2) nel caso di utilizzo della frazione biodegradabile dei rifiuti, è pari a 0 €/t;

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

b1) nel caso di utilizzo di biomasse solide diverse dalla frazione biodegradabile dei rifiuti, è pari a:

$$k \cdot P_{gasolio} + pers_trasp + k_{Sard}$$

dove:

- $P_{gasolio}$ è pari alla media aritmetica, espressa in €/l, dei prezzi medi settimanali al netto dell'Iva e al lordo delle accise (queste ultime al netto dello sconto per veicoli aventi massa complessiva a pieno carico superiore a 7,5 t, applicato nel rispetto della normativa vigente). Tali prezzi sono determinati a partire da quelli disponibili nel sito internet del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per il gasolio da autotrazione;
- k è il coefficiente moltiplicativo del prezzo del gasolio, espresso in l/t, e pari a:
  i. 2,33, nel caso di impianti di produzione di potenza inferiore a 1 MW;
  ii. 0,667·P + 1,67, nel caso di impianti di produzione di potenza maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 10 MW, ove il termine P è il valore della potenza dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;
  iii. 8,33, nel caso di impianti di produzione di potenza uguale o superiore a 10 MW;
- *pers_trasp* è il sub-elemento a copertura dei costi medi del personale impiegato per il trasporto dei combustibili, espresso in €/t e pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a:
  i. 12,50, nel caso di impianti di produzione di potenza inferiore a 1 MW;
  ii. 0,833·P + 11,67, nel caso di impianti di produzione di potenza maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 10 MW, ove il termine P è il valore della potenza dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;

iii. 20,00, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale uguale o superiore a 10 MW.

I coefficienti numerici sono aggiornati, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

- k_{Sard} è un sub-elemento a copertura dei maggiori costi derivanti dal trasporto marittimo. Esso trova applicazione solo nel caso di impianti aventi potenza uguale o superiore a 10 MW ubicati in Sardegna e, per gli anni 2023 e 2024, è pari a 25 €/t. Viene aggiornato, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

b2) nel caso di utilizzo della frazione biodegradabile dei rifiuti, è pari a 0 €/t;

c) P_{tracc} è l'elemento, espresso in €/t, a copertura del costo per la tracciatura delle biomasse solide, pari a 10 €/t. Esso è aggiornato, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

d) P_{smalt} è l'elemento, espresso in €/t, a copertura dei costi di gestione e smaltimento delle ceneri, pari a:

i. 5,00, nel caso di impianti di produzione di potenza inferiore a 1 MW;

ii. 0,357·P + 4,64, nel caso di impianti di produzione di potenza maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 15 MW, ove il termine P è il valore della potenza dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;

iii. 10,00, nel caso di impianti di produzione di potenza uguale o superiore a 15 MW;

I coefficienti numerici sono aggiornati, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

e) *Eff* è l'efficienza elettrica netta, espressa in MWh/t, pari a:

$$\boldsymbol{Eff = \eta_E^0 \frac{1}{1 + \beta \cdot \frac{H}{E}}}$$

dove:

i. $\boldsymbol{\eta_E^0}$ è l'efficienza elettrica in condizioni di sola produzione di energia elettrica, espressa in MWh/t, ed è pari a:

- 0,314, nel caso di impianti di produzione di potenza inferiore a 1 MW;
- 0,064 P + 0,250, nel caso di impianti di produzione di potenza maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 5 MW, ove il termine P

è il valore della potenza dell'impianto di produzione espressa in MW;
- 0,013 P + 0,505, nel caso di impianti di produzione di potenza maggiore o uguale a 5 MW e inferiore a 15 MW, ove il termine P è il valore della potenza dell'impianto di produzione espressa in MW;
- 0,700, nel caso di impianti di produzione di potenza uguale o superiore a 15 MW;

ii. $\boldsymbol{\beta}$ è il fattore di perdita di potenza elettrica ed è pari a:
- 0,100, nel caso di impianti di produzione di potenza inferiore a 1 MW;
- 0,018 P + 0,083, nel caso di impianti di produzione di potenza maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 5 MW, ove il termine P è il valore della potenza dell'impianto di produzione espressa in MW;
- 0,170, nel caso di impianti di produzione di potenza maggiore o uguale a 5 MW;

iii. *H* è la quantità di calore utile prodotto nel mese di riferimento, espressa in MWh, destinata a un cliente finale o a un processo produttivo, anche ubicati nel medesimo sito in cui è presente l'impianto di produzione. Essa non include il calore destinato al funzionamento dell'impianto di produzione alimentato da biomasse ed è determinata secondo le indicazioni di cui al decreto interministeriale 4 agosto 2011;

iv. *E* è la quantità di energia elettrica netta prodotta nel mese di riferimento, espressa in MWh;

2) componente a copertura dei costi operativi $P_{MG,o\&m}$, espressa in €/MWh:

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

dove:

f) man_{ord} è l'elemento, espresso in €/MWh, a copertura dei costi di manutenzione ordinaria, pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a:

i. 5,00 nel caso di impianti di produzione di potenza inferiore a 1 MW;

ii. 1,071·P + 3,93, nel caso di impianti di produzione di potenza maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 15 MW, ove il termine P è il valore della potenza dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;

iii. 20,00, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale uguale o superiore a 15 MW.

I coefficienti numerici presenti nella formula sono aggiornati, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat. A partire dal 1° luglio 2026, i coefficienti

numerici sono moltiplicati per il rapporto tra 3.250 e heq, per i soli impianti di produzione per i quali il GSE determina heq;

g) man_{stra} è l'elemento, espresso in €/MWh, a copertura dei costi di manutenzione straordinaria, pari, a partire dal secondo semestre 2026, a:
   i. 10,14 nel caso di impianti di produzione di potenza inferiore a 1 MW;
   ii. (1,086·P + 9,06), nel caso di impianti di produzione di potenza maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 15 MW, ove il termine P è il valore della potenza dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;
   iii. 25,35, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale uguale o superiore a 15 MW.

   I coefficienti numerici presenti nella formula sono aggiornati, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2027, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat. A partire dal 1° luglio 2026, i coefficienti numerici sono moltiplicati per il rapporto tra 3.250 e heq, per i soli impianti di produzione per i quali il GSE determina heq;

h) *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 e per l'anno 2024, a:
   i. 50,77, nel caso di impianti di produzione di potenza inferiore a 1 MW;
   ii. -4,442·P + 55,21, nel caso di impianti di produzione di potenza maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 5 MW, ove il termine P è il valore della potenza dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;
   iii. -1,185·P + 38,92, nel caso di impianti di produzione di potenza maggiore o uguale a 5 MW e inferiore a 15 MW, ove il termine P è il valore della potenza dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;
   iv. 21,15, nel caso di impianti di produzione di potenza uguale o superiore a 15 MW.

   I coefficienti numerici presenti sono aggiornati, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat. A partire dal 1° luglio 2026, i coefficienti numerici sono moltiplicati per il rapporto tra 3.250 e heq, per i soli impianti di produzione per i quali il GSE determina heq;

i) *add* è l'elemento additivo a copertura dei costi di stoccaggio e movimentazione della biomassa solida all'interno dell'area dove è localizzato l'impianto di produzione di energia elettrica, a copertura del costo del combustibile fossile richiesto per le procedure di avvio dell'impianto di produzione e a copertura dei costi dei composti consumabili e degli additivi chimici richiesti per l'abbattimento degli inquinanti e per il trattamento delle acque in ingresso o in uscita dal processo, pari a 10 €/MWh. Tale valore è 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;

3) componente associata ai ricavi derivanti dalla vendita del calore prodotto, nel caso di impianti cogenerativi, $P_{MG,calore}$, espressa in €/MWh, pari a:

$$P_{MG,calore} = -\left(\frac{P_{gas\ naturale}}{0,855}\right) \cdot MIN\left(\frac{H \cdot \eta_{reteTH}}{E}; \frac{H^* \cdot \eta_{reteTH}}{E^*}\right)$$

dove:

j) η_{reteTH} è il rendimento convenzionale della rete di trasporto del calore, pari a:
   - 0,82 nel caso di calore derivato, ossia prodotto in impianti di trasformazione energetica e veicolato all'utenza tramite una rete di trasporto;
   - 1,00 nel caso di utilizzo diretto di calore, ossia prodotto e utilizzato direttamente in sito;

k) H^*/E^* è il rapporto forfetario tra la quantità H di energia termica prodotta nel mese di riferimento, espressa in MWh, destinata a un cliente finale o a un processo produttivo e la quantità di energia elettrica netta E prodotta nel mese di riferimento, espressa in MWh. Esso è pari a:
   - 1,620, nel caso di impianti di produzione di potenza inferiore a 1 MW;
   - -0,298 P + 1,918, nel caso di impianti di produzione di potenza maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 5 MW, ove il termine P è il valore della potenza dell'impianto di produzione espressa in MW;
   - -0,043 P + 0,645, nel caso di impianti di produzione di potenza maggiore o uguale a 5 MW e inferiore a 15 MW, ove il termine P è il valore della potenza dell'impianto di produzione espressa in MW;
   - 0,000, nel caso di impianti di produzione di potenza uguale o superiore a 15 MW;

l) $P_{gas\ naturale}$ è il prezzo di riferimento del gas naturale, espresso in €/MWh_{gas}, convenzionalmente pari alla somma delle seguenti componenti:
   - la componente materia prima gas naturale, espressa in €/MWh_{gas}, pari alla media dei prezzi medi di mercato SAP, di cui al comma 1.2, lettera o), del Testo Integrato Bilanciamento, dei giorni del mese in esame;
   - il corrispettivo per la logistica nazionale, espresso in €/Smc, è la quota giornaliera del corrispettivo di uscita dalla rete di trasporto CPu, di cui al comma 13.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero di cui al comma 14.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027, calcolato nell'ipotesi di impianto che si trova a più di 15 km dal punto di uscita dalla rete di trasporto, la cui capacità è conferita mensilmente e pienamente utilizzata;
   - il corrispettivo per la misura, espresso in €/Smc, è la quota giornaliera del corrispettivo di misura CM^T, di cui all'articolo 20 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura

del gas naturale 2020-2023 ovvero di cui all'articolo 21 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027, calcolato nell'ipotesi di impianto la cui capacità è conferita mensilmente e pienamente utilizzata;

- il corrispettivo per il trasporto, espresso in €/Smc, è la somma dei corrispettivi variabili CV_U e CV_{FC} di cui ai commi 17.1 e 18.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero di cui ai commi 18.1 e 19.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027;
- il corrispettivo a copertura degli oneri aggiuntivi, espresso in €/Smc, è la somma dei corrispettivi applicabili agli impianti direttamente allacciati alla rete di trasporto (GS_T, RE_T, UG^{3T}, CRV^{I}, CRV^{OS}, CRV^{BL}, CRV^{FG} di cui all'Articolo 36 Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero all'Articolo 41 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027);
- l'accisa, espressa in €/Smc, per il gas naturale "a uso combustione per usi industriali", come aggiornata dell'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli nel proprio sito internet.

Ai fini della conversione da €/Smc a €/MWh_{gas}, si utilizza il fattore pari a 94,488 Smc/MWh_{gas}, corrispondente ad un gas naturale con potere calorifico superiore pari a 38,1 MJ/Smc;

m) *H* ed *E* sono definiti nel punto 1), lettera e).

2.2 I prezzi minimi garantiti P_{MG} spettanti alla produzione netta di energia elettrica da impianti di produzione alimentati da biogas sono pari, per ogni mese solare, alla somma della:

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

$$\boldsymbol{P_{MG,comb} = \frac{P_{comb} + 0,5 \cdot P_{trasp}}{(106,8 \cdot 0,6 + 15,8 \cdot 0,4) \cdot PCI_{CH_4} \cdot \eta_E}}$$

dove:

a) P_{comb} è l'elemento a copertura dei costi di alimentazione dei biodigestori, espresso in €/t. Esso:

a1) nel caso di utilizzo di biogas non derivato da FORSU, è pari alla media ponderata dei seguenti termini:

i. somma dell'importo pari a 15 €/t, relativo al costo di lavorazione del trinciato di mais e valido per l'anno 2023 e per l'anno 2024, e della media aritmetica dei prezzi afferenti al trinciato di mais nell'anno solare precedente. Ai fini della ponderazione, tale somma è pesata nella misura del 60%;

ii. prodotto tra 0,10 e la media aritmetica dei prezzi afferenti al trinciato di mais nell'anno solare precedente. Ai fini della ponderazione, tale prodotto è pesato nella misura del 40%.

I prezzi afferenti al trinciato di mais richiamato nei precedenti alinea sono disponibili nel Portale Borsa Merci di Mantova del sito internet della Camera di Commercio Mantova e nel sito internet della Camera di Commercio di Bologna. L'importo relativo al costo di lavorazione del trinciato di mais è aggiornato, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

a2) nel caso di utilizzo del biogas derivato da FORSU, è pari a 0 €/t;

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

b1) nel caso di utilizzo di biogas non derivato da FORSU, è pari a:

$$0{,}83 \cdot P_{gasolio} + pers_trasp$$

dove:

- $P_{gasolio}$ è pari alla media aritmetica, espressa in €/l, dei prezzi medi settimanali al netto dell'Iva e al lordo delle accise (queste ultime al netto dello sconto per veicoli aventi massa complessiva a pieno carico superiore a 7,5 t, applicato nel rispetto della normativa vigente). Tali prezzi sono determinati a partire da quelli 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 e per l'anno 2024, a 6,25 €/t. Esso è aggiornato, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

b2) nel caso di utilizzo del biogas derivato da FORSU, è pari a 0 €/t;

c) $\boldsymbol{PCI_{CH_4}}$ è il potere calorifico inferiore del gas naturale, espresso in MWh/Nm^3, pari a 0,00996 MWh/Nm^3:

d) $\boldsymbol{\eta_E}$ è l'efficienza elettrica netta dell'impianto di produzione di energia elettrica ed è pari a 0,35;

2) componente a copertura dei costi operativi $P_{MG,o\&m}$, espressa in €/MWh:

$$\boldsymbol{P_{MG,o\&m} = man + pers + smalt}$$

dove:

e) *man* è l'elemento, espresso in €/MWh, a copertura dei costi di manutenzione ordinaria, dei costi di manutenzione straordinaria e degli altri costi non standardizzabili (quali, ad esempio, approvvigionamento di materie prime diverse dalla biomassa, additivi per la biodigestione, assicurazioni, etc.) ed è pari, a partire dal secondo semestre 2026, a:

$$\frac{\boldsymbol{a_{O\&M} + b_{O\&M} \cdot P}}{\boldsymbol{8.000 \cdot P}} \cdot \frac{\boldsymbol{4.000}}{\boldsymbol{heq}}$$

dove:

- $a_{O\&M}$ è un coefficiente pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a 9.129,5 €/anno;
- $b_{O\&M}$ è un coefficiente pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a 346.780 €/(MW·anno);
- *P* è la potenza dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;
- *heq* sono le ore equivalenti semestrali, pari a 4000 fino al 30 giugno 2026 per tutti gli impianti di produzione e, a partire dal 1° luglio 2026, per i soli impianti di produzione per i quali il GSE non determina heq.

I coefficienti numerici presenti nella formula sono aggiornati, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, 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, ed è pari, a partire dal secondo semestre 2026, a:

$$\left(a_{pers} + \frac{b_{pers}}{P}\right) \cdot \frac{4.000}{heq}$$

dove:

- a_{pers} è un coefficiente pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a 7,38 €/MWh;
- b_{pers} è un coefficiente pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a 0,863 €/h;
- *P* è la potenza dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;
- *heq* sono le ore equivalenti semestrali, pari a 4000 fino al 30 giugno 2026 per tutti gli impianti di produzione e, a partire dal 1° luglio 2026, per i soli impianti di produzione per i quali il GSE non determina heq.

I coefficienti numerici presenti nella formula sono aggiornati, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, 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 a copertura dei costi di gestione del digestato, pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a 16,30 €/MWh. Tale valore numerico è aggiornato, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

3) componente associata ai ricavi derivanti dalla vendita o dall'utilizzo del calore utile prodotto, nel caso di impianti cogenerativi, $P_{MG,calore}$, espressa in €/MWh, pari a:

$$P_{MG,calore} = -\left(\frac{P_{gas\ naturale}}{0,855}\right) \cdot MIN\left(\frac{H \cdot \eta_{reteTH}}{E}; \frac{2.500 \cdot \eta_{TH} \cdot \eta_{reteTH}}{8.000 \cdot \eta_E}\right)$$

dove:

h) η_{reteTH} è il rendimento convenzionale della rete di trasporto del calore, pari a:
   - 0,82 nel caso di calore derivato, ossia prodotto in impianti di trasformazione energetica e veicolato all'utenza tramite una rete di trasporto;
   - 1,00 nel caso di utilizzo diretto di calore, ossia prodotto e utilizzato direttamente in sito;

i) η_E è l'efficienza elettrica netta dell'impianto di produzione in assetto cogenerativo, pari a 0,35;

j) η_{TH} è l'efficienza termica di generazione dell'impianto di produzione in assetto cogenerativo, pari a 0,40;

k) $P_{gas\ naturale}$ è il prezzo di riferimento del gas naturale, espresso in €/MWh$_{gas}$, convenzionalmente pari alla somma delle seguenti componenti:
   - la componente materia prima gas naturale, espressa in €/MWh$_{gas}$, pari alla media dei prezzi medi di mercato SAP, di cui al comma 1.2, lettera o), del Testo Integrato Bilanciamento, dei giorni del mese in esame;
   - il corrispettivo per la logistica nazionale, espresso in €/Smc, è la quota giornaliera del corrispettivo di uscita dalla rete di trasporto CPu, di cui al comma 13.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero di cui al comma 14.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027, calcolato nell'ipotesi di impianto che si trova a più di 15 km dal punto di uscita dalla rete di trasporto, la cui capacità è conferita mensilmente e pienamente utilizzata;
   - il corrispettivo per la misura, espresso in €/Smc, è la quota giornaliera del corrispettivo di misura CM^T, di cui all'articolo 20 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero di cui all'articolo 21 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027, calcolato nell'ipotesi di impianto la cui capacità è conferita mensilmente e pienamente utilizzata;
   - il corrispettivo per il trasporto, espresso in €/Smc, è la somma dei corrispettivi variabili CV_U e CV_{FC} di cui ai commi 17.1 e 18.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero di cui ai commi 18.1 e 19.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027;
   - il corrispettivo a copertura degli oneri aggiuntivi, espresso in €/Smc, è la somma dei corrispettivi applicabili agli impianti direttamente allacciati alla rete di trasporto (GS_T, RE_T, UG^{3T}, CRV^I, CRV^{OS}, CRV^{BL}, CRV^{FG} di cui all'Articolo 36 Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero all'Articolo 41 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027);

- l'accisa, espressa in €/Smc, per il gas naturale "a uso combustione per usi industriali", come aggiornata dell'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli nel proprio sito internet.

Ai fini della conversione da €/Smc a €/MWh_{gas}, si utilizza il fattore pari a 94,488 Smc/MWh_{gas}, corrispondente ad un gas naturale con potere calorifico superiore pari a 38,1 MJ/Smc;

l) *H* è la quantità di calore utile prodotto nel mese di riferimento, espressa in MWh, destinata a un cliente finale o a un processo produttivo, anche ubicati nel medesimo sito in cui è presente l'impianto di produzione. Essa non include il calore destinato al funzionamento dell'impianto di produzione alimentato da biogas ed è determinata secondo le indicazioni di cui al decreto interministeriale 4 agosto 2011;

m) *E* è la quantità di energia elettrica netta prodotta nel mese di riferimento, espressa in MWh.

2.3 I prezzi minimi garantiti di cui ai commi 2.1 e 2.2, espressi in €/MWh, sono arrotondati alla seconda cifra decimale con criterio commerciale.

Articolo 3

Modalità di richiesta e di erogazione della remunerazione spettante per gli impianti di produzione alimentati da biogas e da biomasse solide

3.1 Ai fini dell'erogazione dei prezzi minimi garantiti di cui al presente provvedimento, il produttore presenta istanza al GSE secondo modalità da quest'ultimo definite, in relazione agli impianti di produzione alimentati da biogas e da biomasse solide che rispettano i requisiti di cui all'articolo 24 del decreto legislativo 28/11.

3.2 A seguito della richiesta di cui al comma 3.1, il GSE stipula con il produttore una apposita convenzione di durata annuale tacitamente rinnovabile, esclusivamente finalizzata all'erogazione dei prezzi minimi garantiti, il cui schema è oggetto di verifica da parte del Direttore della Direzione Mercati Energia dell'Autorità. Tale convenzione ha, in generale, effetti a decorrere da una data concordata con il produttore e comunque successiva alla data in cui è inviata al GSE la richiesta di cui al comma 3.1, nonché successiva alla data in cui termina l'erogazione degli incentivi (per effetto del sopraggiunto termine del diritto ovvero di esplicita rinuncia ai sensi dell'articolo 24 del decreto legislativo 28/11) e alla data in cui termina l'obbligo di massimizzazione della produzione ai sensi dell'articolo 5bis del decreto-legge 14/22.

3.3 In deroga a quanto previsto dal comma 3.2, i produttori possono chiedere al GSE, entro il 30 settembre 2024, l'applicazione dei prezzi minimi garantiti di cui al presente provvedimento con effetti antecedenti alla data della richiesta e comunque non antecedenti al 28 luglio 2023, a condizione che, nel periodo per cui è chiesta l'applicazione dei prezzi minimi garantiti, siano rispettati i requisiti di cui all'articolo 24 del decreto legislativo 28/11 ivi inclusa l'assenza di incentivi. I prezzi minimi garantiti non trovano applicazione fino alla data in cui termina l'erogazione degli incentivi (per effetto del sopraggiunto termine del diritto ovvero

di esplicita rinuncia ai sensi dell'articolo 24 del decreto legislativo 28/11) e alla data in cui termina l'obbligo di massimizzazione della produzione ai sensi dell'articolo 5bis del decreto-legge 14/22.

3.4 Al termine di ciascun anno solare, il GSE calcola, per ogni impianto di produzione, i ricavi minimi garantiti per l'intero periodo, sulla base delle informazioni rese disponibili al GSE ai sensi dell'articolo 4. I ricavi minimi garantiti per ciascun anno solare sono pari a:

$$R_{MG} = \sum_m P_{MG,m} \cdot prod_m$$

dove:
- $P_{MG,m}$ sono i prezzi minimi garantiti di cui all'articolo 2 relativi all'impianto di produzione in oggetto e riferiti a ciascun mese *m*;
- $prod_m$ è la produzione netta di energia elettrica dell'impianto di produzione in oggetto, relativa al mese *m*.

3.5 Al termine di ciascun anno solare, il GSE calcola, per ogni impianto di produzione, i ricavi convenzionali dell'intero anno solare. Essi sono pari alla somma de:
- i prodotti quartorari tra la produzione netta di energia elettrica immessa in rete che non ha percepito incentivi e la somma algebrica tra il prezzo zonale quartorario e il contributo residuo unitario di sbilanciamento di cui al comma 3.6, lettera a);
- i prodotti quartorari tra la parte della produzione netta di energia elettrica non effettivamente immessa in rete e la valorizzazione dell'energia elettrica consumata in sito di cui al comma 3.6, lettera b).

3.6 Per le finalità di cui al comma 3.5:
a) il contributo residuo unitario di sbilanciamento è convenzionalmente determinato dal GSE, su base mensile e a livello nazionale, in misura pari al rapporto tra la somma delle quote residue del corrispettivo quartorario di sbilanciamento attribuito da Terna al GSE in relazione a tutti i punti di dispacciamento per unità di produzione programmabili non rilevanti di propria competenza, calcolate con la medesima formula di cui all'articolo 8, comma 8.1, dell'Allegato A alla deliberazione 280/07, e la quantità di energia elettrica complessivamente immessa e afferente ai medesimi punti di dispacciamento;
b) la valorizzazione dell'energia elettrica consumata in sito è convenzionalmente pari, su base quartoraria, alla somma tra il prezzo unico nazionale (PUN), i corrispettivi unitari denominati $CU_{Sf,m}^{reti}$ e $CU_{Sf,m}^{ogs}$ di cui al Testo Integrato Scambio sul Posto calcolati per la rispettiva tipologia di utenza in prelievo e i corrispettivi unitari di cui agli articoli 23bis, 25bis e 25ter del Testo Integrato *Settlement* ove applicabili per la rispettiva tipologia di utenza in prelievo.

3.7 Il GSE, per ogni impianto di produzione alimentato da biogas e da biomasse solide, nell'ambito della convenzione di cui al comma 3.2:
a) riconosce a conguaglio al rispettivo produttore la remunerazione spettante, pari alla differenza, se positiva, tra i ricavi minimi garantiti per l'intero periodo di

cui al comma 3.4 e i ricavi convenzionali dell'intero periodo di cui al comma 3.5;

b) applica i corrispettivi previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per il ritiro dedicato, a copertura dei propri costi amministrativi.

3.8 Il GSE applica il comma 3.7 prevedendo acconti su base mensile, salvo conguaglio al termine di ciascun anno solare.

3.9 Il GSE, per ogni mese, pubblica nel proprio sito internet i valori dei prezzi minimi garantiti e dei contributi residui unitari di sbilanciamento e rende disponibili, ai produttori interessati, tutti i dati necessari per il calcolo della remunerazione spettante.

Articolo 4
Obblighi informativi

4.1 I produttori che gestiscono gli impianti di produzione alimentati da biogas e da biomasse solide trasmettono al GSE, secondo modalità evidenziate dal medesimo GSE, le informazioni afferenti al combustibile utilizzato, nonché eventuali altre informazioni necessarie ai fini dell'attuazione del presente provvedimento. Nel caso di impianti di produzione cogenerativi, il produttore trasmette al GSE, secondo modalità da quest'ultimo definite, la quantità di calore utile prodotto per ciascun mese, espressa in MWh, specificando se è veicolato all'utenza tramite una rete di trasporto ovvero se è utilizzato in sito, nonché una relazione in cui sono descritte le modalità con cui tale quantità è stata misurata.

4.2 Il GSE, ove occorra, può prevedere che le informazioni di cui al comma 4.1 siano rese disponibili dai produttori tramite dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta ai sensi del DPR 445/00.

4.3 I soggetti responsabili, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica immessa, entro il giorno 15 (quindici) del mese successivo a quello di riferimento, trasmettono al GSE la registrazione delle misure dell'energia elettrica effettivamente immessa.

4.4 I soggetti responsabili, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica prodotta, entro il giorno 15 (quindici) del mese successivo a quello di riferimento, trasmettono al GSE la registrazione delle misure dell'energia elettrica prodotta.

4.5 Il GSE può richiedere ai soggetti responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché delle operazioni di natura commerciale dell'energia elettrica immessa e dell'energia elettrica prodotta le informazioni di cui ai commi 4.3 e 4.4 riferite a un periodo storico pari a un massimo di 5 (cinque) anni qualora necessarie al medesimo GSE per le attività di propria competenza.

4.6 Il produttore, a fronte di eventuale richiesta del GSE, trasmette, su base annuale, la copia della dichiarazione di produzione di energia elettrica presentata all'Agenzia delle Dogane riferita all'anno solare precedente.

4.7 Per le finalità di cui al presente provvedimento, nel caso in cui gli impianti di produzione siano parte di un sistema semplice di produzione consumo, il Gestore del Sistema Informativo Integrato definisce le modalità per la messa a disposizione al GSE dei dati costituenti il Registro Centrale Ufficiale (RCU) con riferimento ai punti di prelievo attraverso cui è immessa l'energia elettrica prodotta.

Articolo 5

Rendicontazione e copertura dei costi derivanti dall'erogazione della remunerazione spettante per gli impianti di produzione alimentati da biogas e da biomasse solide

5.1 Il GSE, al termine di ciascun anno solare, trasmette all'Autorità e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica i corrispettivi erogati in attuazione dell'articolo 3, distinguendo per tipologia di combustibile utilizzato e per classi di potenza (almeno separando gli impianti di produzione aventi potenza nominale fino a 1 MW dagli altri).

5.2 I costi sostenuti dal GSE per l'erogazione dei corrispettivi in attuazione dell'articolo 3 sono posti a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera b), del Testo Integrato Prestazioni Patrimoniali Imposte, mantenendone separata evidenza.

Articolo 6

Disposizioni per l'attuazione del decreto-legge 21/26

6.1 Nel caso di impianti collegati a una utenza solo dal punto di vista elettrico, ai fini della valutazione delle condizioni per l'individuazione di un "impianto asservito a un processo produttivo", previste all'articolo 24, comma 8bis, lettera b), del decreto legislativo 28/11, l'esistenza di un aggravio di costi per l'esecuzione del ciclo produttivo, in assenza della produzione elettrica, è verificata qualora la previsione della valorizzazione dell'energia elettrica consumata in sito di cui all'articolo 3, comma 3.6, lettera b), risulti maggiore del prezzo minimo garantito per tale impianto.

6.2 Nell'applicazione dei criteri di riduzione delle ore equivalenti previsti all'articolo 24, comma 8bis, lettera c), del decreto legislativo 28/11, in ciascun anno, il GSE considera come "impianti da filiera" e "impianti da bioliquidi sostenibili da filiera" gli impianti che hanno ottenuto la pertinente certificazione riferita alla produzione dell'anno precedente. Per gli anni 2026 e 2027, in deroga a quanto precedentemente disposto, sono classificati come "impianti da filiera" e "impianti da bioliquidi sostenibili da filiera" gli impianti per i quali è stata chiesta la certificazione nei medesimi anni ed è stata già ottenuta la certificazione in almeno un anno nel periodo 2019-2026 a parità di combustibili utilizzati.

6.3 Il GSE, nel caso di impianti collegati a una utenza dal punto di vista termico, definisce le modalità secondo le quali, su base mensile, un impianto di produzione è considerato, interamente o parzialmente, un "impianto asservito a un processo produttivo", anche tenendo conto dei dati di esercizio degli anni precedenti. Tra tali impianti di produzione rientrano anche quelli collegati ad una rete di teleriscaldamento.

Allegato B

Modalità di remunerazione, tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, degli impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili, ai sensi dell'articolo 5, comma 2 e 2bis, del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181

In vigore dal 1° luglio 2026, ai sensi della deliberazione 174/2026/R/eel

Articolo 1
Finalità e definizioni

1.1 Il presente provvedimento ha l'obiettivo di definire le modalità di remunerazione, tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili, ai sensi dell'articolo 5, comma 2 e 2bis, del decreto-legge 181/23.

1.2 La remunerazione di cui al comma 1.1 è riconosciuta per la produzione netta di energia elettrica, con effetti a decorrere dal 10 dicembre 2023 per gli impianti di produzione aventi diritto ai sensi dell'articolo 5, comma 2 e 2bis, del decreto-legge 181/23 e fino alla data di cui al medesimo articolo, limitatamente alla produzione corrispondente alle ore equivalenti qualora definite dal GSE in attuazione del medesimo articolo 5 del decreto-legge 181/23.

1.3 Ai fini del presente provvedimento, si applicano le seguenti definizioni:

- **energia elettrica effettivamente immessa in rete** è l'energia elettrica immessa nella rete al netto dei coefficienti di perdita convenzionali di cui all'articolo 76, comma 76.1, lettera a), del Testo Integrato Settlement;
- **energia elettrica immessa in rete** è l'energia elettrica effettivamente immessa nella rete, aumentata, ai fini del settlement, di un fattore percentuale, nel caso di punti di immissione in bassa tensione e in media tensione, secondo le modalità previste dall'articolo 76, comma 76.1, lettera a), del Testo Integrato Settlement;
- **potenza di un impianto di produzione** (P) è la potenza attiva nominale, pari alla somma, espressa in MW, delle potenze attive nominali dei generatori che costituiscono l'impianto di produzione; a sua volta, la potenza attiva nominale di un generatore è la massima potenza attiva espressa in MW (calcolata moltiplicando la potenza apparente nominale in MVA per il fattore di potenza nominale) erogabile in regime continuo che è riportata sui dati di targa del generatore, come fissati all'atto del collaudo, della messa in servizio, o rideterminati a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario;
- **produzione netta di energia elettrica** è la produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia elettrica alla rete elettrica. La produzione netta di energia elettrica

è calcolata secondo quanto previsto dall'articolo 22, comma 3, del decreto interministeriale 6 luglio 2012 e dalla deliberazione 47/2013/R/efr;

- **ore equivalenti semestrali** (heq) sono le ore equivalenti di funzionamento su base semestrale determinate dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) ai sensi dell'articolo 5, comma 2bis, del decreto-legge 181/23.

Articolo 2

Quantificazione dei prezzi minimi garantiti per gli impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili

2.1 I prezzi minimi garantiti P_{MG} spettanti alla produzione netta di energia elettrica da impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili sono pari, per ogni mese solare e per ogni combustibile, alla somma della:

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

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

dove:

a) P_{comb} è il prezzo mensile del combustibile in esame, espresso in €/t, pari:

a1) nel caso di combustibili diversi dall'olio di palma e dagli oli esausti da cucina rigenerati, alla media aritmetica delle medie aritmetiche settimanali tra i prezzi minimi e massimi relativi al medesimo combustibile, disponibili nel sito internet dell'Associazione Granaria Milano;

a2) nel caso dell'olio di palma, alla somma de:

- la media aritmetica dei prezzi del *Crude Palm Oil Sumatra Malaysia* - CIF (*Cost, Insurance and Freight*) settimanali pubblicati sul mercato di Rotterdam, espressi in €/t e maggiorati dei dazi come pubblicati nella piattaforma *Access2Markets* della Commissione europea;
- i costi medi della logistica internazionale, assunti pari a 132 €/t;
- i costi medi del processo di raffinazione dell'olio di palma, nel caso in cui tale olio sia sottoposto al processo di raffinazione, assunti pari a 50 €/t;

a3) nel caso degli oli esausti da cucina rigenerati, aventi codice Taric 1518009590, alla somma de:

- la media aritmetica dei prezzi medi (tra *bid* e *ask*) *feedstock, used cooking oil ex work Netherlands* pubblicati nel *Daily international market price and commentary report Argus Biofuels*, espressi in €/t e maggiorati dei dazi in misura pari al 2% nei casi in cui essi trovano applicazione;
- i costi medi della logistica internazionale, nel caso in cui tali oli siano oggetto di importazione, assunti pari a 132 €/t;

b) P_{cert} è l'elemento, espresso in €/t, a copertura del costo per la certificazione di sostenibilità. Tale elemento fino al 31 dicembre 2024 è pari a:
   - 35 €/t per gli oli grezzi;
   - 75 €/t per gli oli raffinati;
   - 55 €/t per i grassi animali.

   A decorrere dall'1 gennaio 2025, tale elemento è pari a:
   - 45 €/t per gli oli grezzi;
   - 85 €/t per gli oli raffinati;
   - 65 €/t per i grassi animali;

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

$$8{,}33 \cdot P_{gasolio} + pers_trasp$$

   dove:
   - $P_{gasolio}$ è pari alla media aritmetica, espressa in €/l, dei prezzi medi settimanali al netto dell'Iva e al lordo delle accise (queste ultime al netto dello sconto per veicoli aventi massa complessiva a pieno carico superiore a 7,5 t, applicato nel rispetto della normativa vigente). Tali prezzi sono determinati a partire da quelli disponibili nel sito internet del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per il gasolio da autotrazione;
   - *pers_tras* è il sub-elemento a copertura dei costi medi del personale impiegato per il trasporto dei combustibili, pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a 25 €/t. Esso è aggiornato, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

d) P_{smalt} è l'elemento a copertura dei costi di smaltimento dei rifiuti, pari a 6 €/t;

e) *accisa* è l'accisa, se presente, espressa in €/t, applicata ai combustibili, come aggiornata dell'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli nel proprio sito internet, ivi inclusa quella che trova applicazione, al di sopra di specifiche soglie di consumo, nel caso di utilizzo del combustibile per la produzione di calore in impianti di cogenerazione;

f) PCI_{comb} è il potere calorifico medio inferiore del combustibile, espresso in MWh/t, pari a:
   - 9,17 MWh/t per i grassi animali;
   - 10,28 MWh/t per gli oli vegetali;

g) η_E è il rendimento medio netto dell'impianto di produzione, definito come rapporto tra la produzione netta di energia elettrica e l'energia primaria del combustibile sulla base del suo potere calorifico medio inferiore, e pari a:
   - 0,30 nel caso di impianti di produzione il cui gruppo di generazione di taglia più elevata ha potenza inferiore a 1 MW;

- 0,35 nel caso di impianti di produzione il cui gruppo di generazione di taglia più elevata ha potenza uguale o superiore a 1 MW fino a 8 MW;
- 0,40 nel caso di impianti di produzione il cui gruppo di generazione di taglia più elevata ha potenza superiore a 8 MW;

2) componente a copertura dei costi operativi $P_{MG,o\&m}$, espressa in €/MWh:

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

dove:

h) man_{ord} è l'elemento a copertura dei costi di manutenzione ordinaria, pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a 29 €/MWh. Esso è aggiornato, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

i) man_{stra} è l'elemento a copertura dei costi di manutenzione straordinaria, pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a 13 €/MWh. Esso è aggiornato, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat. A partire dall'1 luglio 2026, tale valore numerico è moltiplicato per il rapporto tra 3000 e heq, per i soli impianti di produzione per i quali il GSE determina heq;

j) *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 e per l'anno 2024, a:

   i. 27,50, nel caso di impianti di produzione di potenza inferiore a 1 MW;
   ii. -1,96·P + 29,46, nel caso di impianti di produzione di potenza superiore o uguale a 1 MW e fino a 8 MW, ove il termine P è il valore della potenza dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;
   iii. 13,75, nel caso di impianti di produzione di potenza superiore a 8 MW.

   I coefficienti numerici presenti nella formula sono aggiornati, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat. A partire dall'1 luglio 2026, i coefficienti numerici sono moltiplicati per il rapporto tra 3000 e heq, per i soli impianti di produzione per i quali il GSE determina heq;

k) *add* è l'elemento additivo convenzionalmente posto pari a 10 €/MWh;

3) componente associata ai ricavi derivanti dalla vendita o dall'utilizzo del calore utile prodotto, nel caso di impianti cogenerativi, $P_{MG,calore}$, espressa in €/MWh, pari a:

$$\boldsymbol{P_{MG,calore} = -\left(\frac{P_{gas\ naturale}}{0,855}\right) \cdot MIN\left(\frac{H \cdot \eta_{reteTH}}{E}; \frac{2.500 \cdot \eta_{TH} \cdot \eta_{reteTH}}{6.000 \cdot \eta_E}\right)}$$

dove:

l) η_{reteTH} è il rendimento convenzionale della rete di trasporto del calore, pari a:
   - 0,82 nel caso di calore derivato, ossia prodotto in impianti di trasformazione energetica e veicolato all'utenza tramite una rete di trasporto;
   - 1,00 nel caso di utilizzo diretto di calore, ossia prodotto e utilizzato direttamente in sito;

m) η_{TH} è l'efficienza termica di generazione dell'impianto di produzione in assetto cogenerativo, pari a 0,40;

n) $P_{gas\ naturale}$ è il prezzo di riferimento del gas naturale, espresso in €/MWh$_{gas}$, convenzionalmente pari alla somma delle seguenti componenti:
   - la componente materia prima gas naturale, espressa in €/MWh$_{gas}$, pari alla media dei prezzi medi di mercato SAP, di cui all'articolo 1, comma 1.2, lettera o), del Testo Integrato Bilanciamento, dei giorni del mese in esame;
   - il corrispettivo per la logistica nazionale, espresso in €/Smc, è la quota giornaliera del corrispettivo di uscita dalla rete di trasporto CPu, di cui all'articolo 13, comma 13.1, del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero di cui all'articolo 14, comma 14.1, del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027, calcolato nell'ipotesi di impianto che si trova a più di 15 km dal punto di uscita dalla rete di trasporto, la cui capacità è conferita mensilmente e pienamente utilizzata;
   - il corrispettivo per la misura, espresso in €/Smc, è la quota giornaliera del corrispettivo di misura CM^T, di cui all'articolo 20 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero di cui all'articolo 21 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027, calcolato nell'ipotesi di impianto la cui capacità è conferita mensilmente e pienamente utilizzata;
   - il corrispettivo per il trasporto, espresso in €/Smc, è la somma dei corrispettivi variabili CV_U e CV_{FC} di cui all'articolo 17, comma 17.1, e all'articolo 18, comma 18.1, del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero di cui all'articolo 18, comma 18.1, e all'articolo 19, comma 19.1, del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027;
   - il corrispettivo a copertura degli oneri aggiuntivi, espresso in €/Smc, è la somma dei corrispettivi applicabili agli impianti direttamente allacciati alla rete di trasporto (GS_T, RE_T, UG^{3T}, CRV^I, CRV^{OS}, CRV^{BL}, CRV^{FG} di cui all'articolo 36 Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-

2023 ovvero all'articolo 41 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027);
- l'accisa, espressa in €/Smc, per il gas naturale "a uso combustione per usi industriali", come aggiornata dell'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli nel proprio sito internet.

Ai fini della conversione da €/Smc a €/MWh_{gas}, si utilizza il fattore pari a 94,488 Smc/MWh_{gas}, corrispondente ad un gas naturale con potere calorifico superiore pari a 38,1 MJ/Smc;

o) *H* è la quantità di calore utile prodotto nel mese di riferimento, espressa in MWh, destinata a un cliente finale o a un processo produttivo, anche ubicati nel medesimo sito in cui è presente l'impianto di produzione. Essa non include il calore destinato al funzionamento dell'impianto di produzione alimentato da bioliquidi sostenibili ed è determinata secondo le indicazioni di cui al decreto interministeriale 4 agosto 2011;

p) *E* è la quantità di energia elettrica netta prodotta nel mese di riferimento, espressa in MWh.

2.2 Ai fini del calcolo dei prezzi minimi garantiti mensili di cui al comma 2.1, si considerano i prezzi medi settimanali dei combustibili afferenti alle sole settimane il cui ultimo giorno (come desumibile dai siti internet di cui al comma 2.1, lettere a) e c)) è incluso nel periodo di diritto e nel mese solare in esame. Qualora il periodo di diritto ai prezzi minimi garantiti 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 medi settimanali dei combustibili afferenti alla settimana precedente.

2.3 I prezzi minimi garantiti di cui al comma 2.1, espressi in €/MWh, sono arrotondati alla seconda cifra decimale con criterio commerciale.

Articolo 3

Modalità e tempistiche di erogazione della remunerazione spettante per gli impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili

3.1 Al termine di ciascun anno solare, il GSE calcola, per ogni impianto di produzione, i ricavi minimi garantiti per l'intero periodo dell'anno solare per il quale il medesimo impianto di produzione ha diritto ai prezzi minimi garantiti, sulla base delle informazioni rese disponibili al GSE ai sensi dell'articolo 4. I ricavi minimi garantiti sono pari a:

$$R_{MG} = \sum_{m,i} P_{MG,m,i} \cdot prod_{m,i}$$

dove:
- $P_{MG,m,i}$ sono i prezzi minimi garantiti di cui all'articolo 2 relativi all'impianto di produzione in oggetto e riferiti a ciascun mese *m* appartenente al periodo di diritto in esame e a ogni combustibile *i*;

- $prod_{m,i}$ è la produzione netta di energia elettrica dell'impianto di produzione in oggetto nel corso del periodo di diritto in esame, relativa al mese *m* e al combustibile *i*. Nel caso in cui sono utilizzati più combustibili, la produzione netta di energia elettrica è attribuita dal GSE a ciascun combustibile in pro quota rispetto all'energia primaria associata ai medesimi combustibili e tenendo conto delle informazioni rese disponibili al GSE ai sensi del comma 4.1 (ad esempio, al fine di tenere conto dell'utilizzo di combustibili diversi in periodi temporali diversi per ciascuno dei quali è disponibile il dato complessivo della produzione netta di energia elettrica).

3.2 Al termine di ciascun anno solare, il GSE calcola, per ogni impianto di produzione, i ricavi convenzionali dell'intero periodo dell'anno solare per il quale il medesimo impianto di produzione ha diritto ai prezzi minimi garantiti. Essi sono pari alla somma de:

- i prodotti quartorari tra la produzione netta di energia elettrica immessa in rete che non ha percepito incentivi o che ha beneficiato di incentivi di tipo *feed in premium* e la somma algebrica tra il prezzo zonale quartorario e il contributo residuo unitario di sbilanciamento di cui al comma 3.3, lettera a);
- i prodotti quartorari tra la produzione netta di energia elettrica effettivamente immessa in rete su base mensile e l'incentivo di tipo *feed in premium* ottenuto;
- i prodotti mensili tra la produzione netta di energia elettrica effettivamente immessa in rete su base mensile che ha beneficiato di incentivi di tipo *feed in tariff* e la somma algebrica tra il valore delle medesime tariffe omnicomprensive e il contributo residuo unitario di sbilanciamento di cui al comma 3.3, lettera a), quest'ultimo limitatamente agli strumenti incentivanti per i quali i corrispettivi di sbilanciamento sono applicati ai produttori;
- i prodotti quartorari tra la parte della produzione netta di energia elettrica non effettivamente immessa in rete e la somma tra la valorizzazione dell'energia elettrica consumata in sito di cui al comma 3.3, lettera b), e gli eventuali incentivi di tipo *feed in premium* percepiti per tale energia;
- eventuali altri ricavi o incentivi percepiti su base mensile per la produzione netta di energia elettrica immessa o parte di essa, quali, ad esempio, quelli associati all'autoconsumo diffuso di cui al Testo Integrato Autoconsumo Diffuso e ai relativi strumenti di incentivazione.

3.3 Per le finalità di cui al comma 3.2:

a) il contributo residuo unitario sbilanciamento è convenzionalmente determinato dal GSE, su base mensile e a livello nazionale, in misura pari al rapporto tra la somma delle quote residue del corrispettivo quartorario di sbilanciamento attribuito da Terna al GSE in relazione a tutti i punti di dispacciamento per unità di produzione programmabili non rilevanti di propria competenza, calcolate con la medesima formula di cui all'articolo 8, comma 8.1, dell'Allegato A alla deliberazione 280/07, e la quantità di energia elettrica complessivamente immessa e afferente ai medesimi punti di dispacciamento;

b) la valorizzazione dell'energia elettrica consumata in sito è convenzionalmente pari, su base quartoraria, alla somma tra il prezzo unico nazionale (PUN), i corrispettivi unitari denominati $CU_{Sf,m}^{reti}$ e $CU_{Sf,m}^{ogs}$ di cui al Testo Integrato Scambio sul Posto calcolati per la rispettiva tipologia di utenza in prelievo e i corrispettivi unitari di cui agli articoli 23bis, 25bis e 25ter del Testo Integrato Settlement ove applicabili per la rispettiva tipologia di utenza in prelievo.

3.4 Il GSE, per ogni impianto di produzione alimentato da bioliquidi ammesso a beneficiare dei prezzi minimi garantiti:

a) riconosce a conguaglio al rispettivo produttore la remunerazione spettante, pari alla differenza, se positiva, tra i ricavi minimi garantiti per l'intero periodo di cui al comma 3.1 e i ricavi convenzionali dell'intero periodo di cui al comma 3.2;

b) applica i corrispettivi previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per il ritiro dedicato, a copertura dei propri costi amministrativi.

3.5 Il GSE definisce le modalità con le quali il produttore richiede l'accesso ai prezzi minimi garantiti in relazione agli impianti di produzione aventi diritto e applica il comma 3.4 prevedendo acconti su base mensile, salvo conguaglio al termine di ciascun anno solare.

3.6 Il GSE, per ogni mese, pubblica nel proprio sito internet i valori dei prezzi minimi garantiti e dei contributi residui unitari di sbilanciamento e rende disponibili, ai produttori interessati, tutti i dati necessari per il calcolo della remunerazione spettante.

Articolo 4
Obblighi informativi

4.1 I produttori che gestiscono gli impianti di produzione ammessi alla remunerazione di cui al presente provvedimento trasmettono al GSE, secondo modalità evidenziate dal medesimo GSE, le informazioni afferenti al combustibile utilizzato, nonché eventuali altre informazioni necessarie ai fini dell'attuazione del presente provvedimento, ivi inclusa la provenienza dei bioliquidi ove necessaria. Nei casi in cui siano utilizzati più combustibili, i produttori trasmettono al GSE anche le informazioni relative alle modalità e ai periodi di utilizzo dei diversi combustibili. 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.

4.2 Ai fini della verifica della sostenibilità dei bioliquidi:

- nel caso degli impianti di produzione di potenza attiva nominale fino a 1 MW, ad eccezione delle centrali ibride, che non accedono a strumenti incentivanti per l'energia elettrica prodotta a carico delle tariffe elettriche, la sostenibilità dei bioliquidi è attestata sulla base dei requisiti di cui all'articolo 42 del decreto legislativo 199/21;
- nel caso degli altri impianti di produzione, la sostenibilità dei bioliquidi è attestata sulla base dei requisiti previsti dalla direttiva (UE) 2023/2413; nelle more del pieno recepimento di tale direttiva, il rispetto dei requisiti è attestato tramite autocertificazioni da parte degli operatori.

4.3 Il GSE, ove occorra, può prevedere che le informazioni di cui ai commi 4.1 e 4.2 siano rese disponibili dai produttori tramite dichiarazione redatta ai sensi del DPR 445/00.

4.4 I soggetti responsabili, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica immessa, entro il giorno 15 (quindici) del mese successivo a quello di riferimento, trasmettono al GSE la registrazione delle misure dell'energia elettrica effettivamente immessa.

4.5 I soggetti responsabili, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica prodotta, entro il giorno 15 (quindici) del mese successivo a quello di riferimento, trasmettono al GSE la registrazione delle misure dell'energia elettrica prodotta.

4.6 Il GSE può richiedere ai soggetti responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché delle operazioni di natura commerciale dell'energia elettrica immessa e dell'energia elettrica prodotta le informazioni di cui ai commi 4.4 e 4.5 riferite a un periodo storico pari a un massimo di 5 (cinque) anni qualora necessarie al medesimo GSE per le attività di propria competenza.

4.7 Il produttore, a fronte di eventuale richiesta del GSE, trasmette, su base annuale, la copia della dichiarazione di produzione di energia elettrica presentata all'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli riferita all'anno solare precedente.

4.8 Per le finalità di cui al presente provvedimento, nel caso in cui gli impianti di produzione siano parte di un sistema semplice di produzione consumo, il Gestore del Sistema Informativo Integrato definisce le modalità per la messa a disposizione al GSE dei dati costituenti il Registro Centrale Ufficiale (RCU) con riferimento ai punti di prelievo attraverso cui avviene l'immissione dell'energia elettrica in rete.

Articolo 5

Rendicontazione e copertura dei costi derivanti dall'erogazione della remunerazione spettante per gli impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili

5.1 Il GSE, al termine di ciascun anno solare, trasmette all'Autorità e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica i corrispettivi erogati in attuazione

dell'articolo 3, distinguendo per tipologia di combustibile utilizzato e per classi di potenza (almeno separando gli impianti di produzione aventi potenza nominale fino a 1 MW dagli altri) e dando separata evidenza agli impianti di produzione ammessi a strumenti di incentivazione.

5.2 I costi sostenuti dal GSE per l'erogazione dei corrispettivi in attuazione dell'articolo 3 sono posti a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera b), del Testo Integrato Prestazioni Patrimoniali Imposte, mantenendone separata evidenza.

Articolo 6

Disposizioni per l'attuazione del decreto-legge 21/26

6.1 Nel caso di impianti collegati a una utenza solo dal punto di vista elettrico, ai fini della valutazione delle condizioni per l'individuazione di un "impianto asservito a un processo produttivo", previste all'articolo 5, comma 2bis, lettera b) del decreto-legge 181/23, l'esistenza di un aggravio di costi per l'esecuzione del ciclo produttivo, in assenza della produzione elettrica, è verificata qualora la previsione della valorizzazione dell'energia elettrica consumata in sito di cui all'articolo 3, comma 3.3, lettera b), risulti maggiore del prezzo minimo garantito per tale impianto.

6.2 Nell'applicazione dei criteri di riduzione delle ore equivalenti previsti all'articolo 5, comma 2bis, lettera c) del decreto-legge 181/23, in ciascun anno, il GSE considera come "impianti da filiera" e "impianti da bioliquidi sostenibili da filiera" gli impianti che hanno ottenuto la pertinente certificazione riferita alla produzione dell'anno precedente. Per gli anni 2026 e 2027, in deroga a quanto precedentemente disposto, sono classificati come "impianti da filiera" e "impianti da bioliquidi sostenibili da filiera" gli impianti per i quali è stata chiesta la certificazione nei medesimi anni ed è stata già ottenuta la certificazione in almeno un anno nel periodo 2019-2026 a parità di combustibili utilizzati.

6.3 Il GSE, nel caso di impianti collegati a una utenza dal punto di vista termico, definisce le modalità secondo le quali, su base mensile, un impianto di produzione è considerato, interamente o parzialmente, un "impianto asservito a un processo produttivo", anche tenendo conto dei dati di esercizio degli anni precedenti. Tra tali impianti di produzione rientrano anche quelli collegati ad una rete di teleriscaldamento.