MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA

DECRETO 15 settembre 2022

Attuazione degli articoli 11, comma 1 e 14, comma 1, lettera b), del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, al fine di sostenere la produzione di biometano immesso nella rete del gas naturale, in coerenza con la Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4, del PNRR. (22A06066)

(GU n.251 del 26-10-2022)

IL MINISTRO
DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA

Visto il regolamento (UE) n. 2021/241 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 febbraio 2021, che istituisce il dispositivo per la ripresa e la resilienza, con lo scopo principale di mitigare l'impatto economico e sociale della pandemia da Coronavirus rendendo l''economia e la societa' europea piu' sostenibile, resiliente e preparata alle sfide e alle opportunita' della transizione verde e digitale;

Visto la comunicazione della Commissione europea (2022/C 80/01), del 18 febbraio 2021, recante «Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022», pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea del 18 febbraio 2022;

Vista la comunicazione della Commissione (2021/C 58/01), del 18 febbraio 2021, recante «Orientamenti tecnici sull'applicazione del principio "non arrecare un danno significativo" a norma del regolamento sul dispositivo per la ripresa e la resilienza»;

Vista la decisione di esecuzione del Consiglio 10160/21, del 6 luglio 2021, relativa all'approvazione del Piano per la ripresa e la resilienza dell'Italia;

Visto il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante «Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE»;

Visto il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante «Norme in materia ambientale»;

Visto il decreto legislativo 4 marzo 2014, n. 46, recante «Attuazione della direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento)», che modifica il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

Visto il regolamento (UE) n. 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021, che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralita' climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) n. 2018/1999 («Normativa europea sul clima»);

Visto il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, recante «Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili» e, in particolare:

a) l'art. 11 recante disposizioni sugli incentivi in materia di biogas e produzione di biometano che ha previsto, fra l'altro, l'erogazione di uno specifico incentivo sul biometano immesso in rete di durata e valore definiti con decreto del Ministro della transizione ecologica, prevedendo le condizioni di cumulabilita' con altre forme di sostegno;

b) l'art. 14 che, al comma 1, lettera b), ha previsto che, in attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4 «Sviluppo del biometano, secondo criteri per promuovere l'economia circolare», sono definiti criteri e modalita' per la concessione, attraverso procedure competitive, di un contributo a fondo perduto sulle spese ammissibili connesse all'investimento per l'efficientamento, la riconversione parziale o totale di impianti esistenti a biogas, per nuovi impianti di produzione di biometano, per la valorizzazione e la corretta gestione ambientale del digestato e dei reflui zootecnici, per l'acquisto di trattori agricoli alimentati esclusivamente a biometano; con il medesimo decreto, sono definite le condizioni di cumulabilita' con gli incentivi tariffari di cui all'art. 11 e sono dettate disposizioni per raccordare il regime incentivante con quello previsto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 marzo 2018;

c) l'art. 13, comma 1, lettera b), il quale prevede che la verifica dei requisiti per l'ammissione agli incentivi dei progetti di cui alla lettera a) puo' essere svolta dal Gestore dei servizi energetici S.p.a. nell'ambito della medesima istruttoria prevista per l'accesso ai meccanismi tariffari;

Visto il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, recante «Attuazione della direttiva 2019/944/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE»;

Visto il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, inviato alla Commissione europea nel dicembre 2019;

Visto il regolamento di esecuzione (UE) n. 2020/2085 della Commissione europea, del 14 dicembre 2020, che modifica e rettifica il regolamento di esecuzione (UE) n. 2018/2066 concernente il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio;

Visto l'allegato alla Decisione di esecuzione del Consiglio relativa all'approvazione del piano per la ripresa e la resilienza dell'Italia, ST 10160 2021 ADD 1 REV 2, dell'8 luglio 2021, concordato dal gruppo dei consiglieri finanziari, sulla base della proposta della Commissione COM(2021) 344, e in particolare la Riforma 2 – «Nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile» e la scheda specifica dell'Investimento 1.4 – «Sviluppo del biometano secondo criteri per la promozione dell'economia circolare», appartenente alla Missione 2, Componente 2 (M2C2) – Transizione energetica e mobilita' sostenibile;

Visto il Piano nazionale di ripresa e resilienza (di seguito «PNRR»), di cui e' stata approvata la valutazione positiva con decisione di esecuzione del Consiglio ECOFIN del 13 luglio 2021 e notificata all'Italia dal Segretariato generale del Consiglio con nota LT161/21 del 14 luglio 2021;

Visto il regolamento delegato (UE) n. 2021/2106 della Commissione europea, del 28 settembre 2021, che integra il regolamento (UE) n. 2021/241, stabilendo gli indicatori comuni e gli elementi dettagliati del quadro di valutazione della ripresa e della resilienza;

Visto il regolamento (UE, Euratom) 2018/1046 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 luglio 2018, che stabilisce le regole finanziarie applicabili al bilancio generale dell'Unione, che modifica i regolamenti (UE) n. 1296/2013, n. 1301/2013, n. 1303/2013, n. 1304/2013, n. 1309/2013, n. 1316/2013, n. 223/2014, n. 283/2014 e la decisione n. 541/2014/UE e abroga il regolamento (UE, Euratom) n. 966/2012;

Visto il regolamento (UE) n. 2020/2094 del Consiglio, del 14 dicembre 2020, che istituisce uno strumento dell'Unione europea per la ripresa, a sostegno alla ripresa dell'economia dopo la crisi COVID-19;

Visto il decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 286, recante «Riordino e potenziamento dei meccanismi e strumenti di monitoraggio e valutazione dei costi, dei rendimenti e dei risultati dell'attivita' svolta dalle amministrazioni pubbliche, a norma dell'art. 11 della legge 15 marzo 1997, n. 59»;

Visto il decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267, recante «Testo unico delle leggi sull'ordinamento degli enti locali a norma dell'art. 31 della legge 3 agosto 1999, n. 265»;

Visto il decreto legislativo 30 giugno 2011, n. 123, recante «Riforma dei controlli di regolarita' amministrativa e contabile e potenziamento dell'attivita' di analisi e valutazione della spesa, a norma dell'art. 49 della legge 31 dicembre 2009, n. 196»;

Visto il decreto-legge 6 maggio 2021, n. 59, convertito, con modificazioni, dalla legge 1° luglio 2021, n. 101, recante «Misure urgenti relative al Fondo complementare al Piano nazionale di ripresa e resilienza e altre misure urgenti per gli investimenti»;

Visto il regolamento (CE, Euratom) n. 2988/1995 del Consiglio, del 18 dicembre 1995, relativo alla tutela degli interessi finanziari delle Comunita';

Visto il regolamento (CE, Euratom) n. 2185/1996 del Consiglio, dell'11 dicembre 1996, relativo ai controlli e alle verifiche sul posto effettuati dalla Commissione europea ai fini della tutela degli interessi finanziari delle Comunita' europee contro le frodi e altre irregolarita';

Vista la risoluzione del Comitato delle regioni (2014/C 174/01) – Carta della governance multilivello in Europa;

Viste le linee guida dell'Expert group on European structural investment funds (EGESIF) per gli Stati membri sulla strategia di audit per il periodo di programmazione 2014/2020 (EGESIF_14-0011-02) del 27 agosto 2015;

Vista la nota EGESIF_14-0021-00 del 16 giugno 2014, Valutazione dei rischi di frode e misure antifrode efficaci e proporzionate;

Vista la direttiva (UE) 2015/849 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 maggio 2015, relativa alla prevenzione dell'uso del sistema finanziario a fini di riciclaggio o finanziamento del terrorismo, che modifica il regolamento (UE) n. 648/2012 del Parlamento europeo e del Consiglio e che abroga la direttiva 2005/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio e la direttiva 2006/70/CE della Commissione;

Considerato l'art. 22, paragrafo 2, lettera d), del regolamento (UE) n. 2021/241 che, in materia di tutela degli interessi finanziari dell'Unione, prevede l'obbligo in capo agli Stati membri beneficiari del dispositivo per la ripresa e la resilienza di raccogliere categorie standardizzate di dati, tra cui il/i nome/i, il/i cognome/i e la data di nascita del/dei titolare/i effettivo/i del destinatario dei fondi o appaltatore, ai sensi dell'art. 3, punto 6, della direttiva (UE) 2015/849 del Parlamento europeo e del Consiglio;

Visto il decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 159, recante «Codice delle leggi antimafia e delle misure di prevenzione, nonche' nuove disposizioni in materia di documentazione antimafia, a norma degli articoli 1 e 2 della legge 13 agosto 2010, n. 136»;

Visto il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 luglio 2021, n. 108, recante «Governance del Piano nazionale di rilancio e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure»;

Considerato che l'art. 2, comma 6-bis, del decreto-legge n. 77 del 2021 stabilisce che «Le amministrazioni di cui al comma 1 dell'art. 8 assicurano che, in sede di definizione delle procedure di attuazione degli interventi del PNRR, almeno il 40 per cento delle risorse allocabili territorialmente, anche attraverso bandi, indipendentemente dalla fonte finanziaria di provenienza, sia destinato alle regioni del Mezzogiorno, salve le specifiche allocazioni territoriali gia' previste nel PNRR»;

Considerato, altresi', che, nell'ambito dell'attuazione della M2C2, Investimento 1.4, del PNRR, non risulta tecnicamente applicabile la previsione della destinazione alle regioni del Mezzogiorno del 40% delle risorse allocabili di cui al citato art. 2, comma 6-bis, del decreto-legge n. 77 del 2021, per la parte della misura relativa alla riconversione degli impianti agricoli di produzione di biogas, essendo questi ultimi dislocati per la stragrande maggioranza (83%) nel Nord Italia;

Considerato, inoltre, che tale requisito di riserva non e' stato espressamente previsto con riferimento alla misura M2-C2, Investimento 1.4, del PNRR, per la parte riguardante i nuovi impianti, e che, pertanto, eventuali ipotesi di premialita' differenziate, per base territoriale, in asta, non sarebbero compatibili con la comunicazione della Commissione europea 2022/C 80/01;

Visto il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 9 luglio 2021 di individuazione delle amministrazioni centrali titolari di interventi previsti nel PNRR, di cui all'art. 8 del decreto-legge n. 77 del 2021;

Visto il decreto del Ministro dell'economia e delle finanze 15 luglio 2021 che individua gli obiettivi iniziali, intermedi e finali determinati per ciascun programma, intervento e progetto del Piano complementare, nonche' le relative modalita' di monitoraggio;

Visto il decreto del Ministro della transizione ecologica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze 29 novembre 2021, relativo alla istituzione dell'Unita' di Missione per il PNRR presso il Ministero della transizione ecologica ai sensi dell'art. 8 del citato decreto-legge n. 77 del 2021;

Vista la legge 16 gennaio 2003, n. 3, recante «Disposizioni ordinamentali in materia di pubblica amministrazione» e, in particolare, l'art. 11, comma 2-bis, ai sensi del quale «Gli atti amministrativi anche di natura regolamentare adottati dalle amministrazioni di cui all'art. 1, comma 2, del decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165, che dispongono il finanziamento pubblico o autorizzano l'esecuzione di progetti di investimento pubblico, sono nulli in assenza dei corrispondenti codici di cui al comma 1 che costituiscono elemento essenziale dell'atto stesso»;

Vista la delibera del Comitato interministeriale per la programmazione economica n. 63 del 26 novembre 2020 che introduce la normativa attuativa della riforma del CUP;

Visto il decreto-legge 24 aprile 2014, n. 66, convertito, con modificazioni, dalla legge 23 giugno 2014, n. 89, che, al fine di assicurare l'effettiva tracciabilita' dei pagamenti da parte delle pubbliche amministrazioni prevede l'apposizione del codice identificativo di gara (CIG) e del Codice unico di progetto (CUP) nelle fatture elettroniche ricevute;

Visto il decreto-legge 9 giugno 2021, n. 80, convertito, con modificazioni, dalla legge 6 agosto 2021, n. 113, recante «Misure per il rafforzamento della capacita' amministrativa delle pubbliche amministrazioni funzionale all'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e per l'efficienza della giustizia»;

Visto il decreto del Ministro dell'economia e delle finanze 6 agosto 2021, di assegnazione delle risorse finanziarie previste per l'attuazione degli interventi del PNRR e ripartizione di traguardi e obiettivi per scadenze semestrali di rendicontazione che, per la realizzazione della misura M2C2 – I1.4 «Sviluppo del biometano, secondo criteri per promuovere l'economia circolare» assegna (Tabella A) al Ministero della transizione ecologica l'importo complessivo di euro 1.923.400.000;

Ritenuto che del predetto importo totale di euro 1.923.400.000, una somma pari a euro 1.730.400.000 euro sia da destinare al finanziamento dei seguenti interventi:

a) sostenere la realizzazione di nuovi impianti per la produzione di biometano;

b) riconvertire e migliorare l'efficienza degli impianti di biogas agricoli esistenti verso la produzione di biometano per i trasporti, il settore industriale e il riscaldamento. Il biometano deve essere conforme ai criteri stabiliti dalla direttiva (UE) 2018/2001 sulle energie rinnovabili (direttiva RED II) affinche' la misura possa rispettare il principio «non arrecare un danno significativo» e i pertinenti requisiti di cui all'allegato VI, nota 8, del regolamento (UE) n. 2021/241;

Ritenuto che la restante parte delle somme di cui sopra debba essere destinata all'attuazione della misura M2C2-I1.4 per la realizzazione di interventi di economia circolare, da disciplinare con apposito decreto ai sensi degli articoli 11, comma 1 e 14, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 199 del 2021;

Considerato che le citate previsioni del PNRR individuano come vincoli per l'accesso ai contributi il rispetto di specifici criteri di sostenibilita' delle biomasse utilizzate, il rispetto di criteri di tutela ambientale e in materia di emissioni inquinanti;

Visto il documento di lavoro dei servizi della Commissione europea SWD(2014)179 final, del 28 maggio 2014, sulla «Metodologia comune per la valutazione degli aiuti di Stato» per orientamenti sulla redazione di un piano di valutazione;

Considerati i principi trasversali previsti dal PNRR, quali, tra l'altro, il principio del contributo all'obiettivo climatico e digitale (c.d. tagging), il principio di parita' di genere, l'obbligo di protezione e valorizzazione dei giovani ed il superamento del divario territoriale;

Considerati gli obblighi di assicurare il conseguimento di target e milestone e degli obiettivi finanziari stabiliti nel PNRR e, in particolare:

a) il target M2C2-4 che prevede, nell'ambito della misura M2C2-I1.4, entro il 31 dicembre 2023, lo sviluppo della produzione di biometano da impianti nuovi e riconvertiti fino ad almeno 0,6 miliardi di m³. Il biometano deve essere conforme ai criteri stabiliti dalla direttiva (UE) 2018/2001 sulle energie rinnovabili (direttiva RED II) affinche' la misura possa rispettare il principio «non arrecare un danno significativo» e i pertinenti requisiti di cui all'allegato VI, nota 8, del regolamento (UE) n. 2021/241. I produttori di biocarburanti e biometano gassosi devono fornire certificati (prove di sostenibilita') rilasciati da valutatori indipendenti, come disposto dalla direttiva RED II;

b) il target M2C2-5 che prevede, nell'ambito della misura M2C2-I1.4, entro il 30 giugno 2026, lo sviluppo della produzione di biometano da impianti nuovi e riconvertiti fino ad almeno 2,3 miliardi di m³. Il biometano deve essere conforme ai criteri stabiliti dalla direttiva (UE) 2018/2001 sulle energie rinnovabili (direttiva RED II) affinche' la misura possa rispettare il principio «non arrecare un danno significativo» e i pertinenti requisiti di cui all'allegato VI, nota 8, del regolamento (UE) n. 2021/241. I produttori di biocarburanti e biometano gassosi e di biocarburanti devono fornire certificati (prove di sostenibilita') rilasciati da valutatori indipendenti, come disposto dalla direttiva RED II;

Considerato che l'allegato 1 agli Operational Arrangment associa ai suddetti target il seguente meccanismo di verifica: «a) elenco dei certificati di completamento rilasciati in conformita' con la legislazione nazionale; b) report di un ingegnere indipendente approvato dal ministero competente, compresa la giustificazione che le specifiche tecniche del progetto (o dei progetti) sono in linea con la descrizione dell'investimento e dell'obiettivo del CID; c) valutazione specifica del principio Do No Significant Harm che include riferimenti ai testi che dimostrano il rispetto del principio»;

Vista la comunicazione della Commissione europea (2014/C 249/01), recante «Orientamenti sugli aiuti di Stato per il salvataggio e la ristrutturazione di imprese non finanziarie in difficolta'», pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea del 31 luglio 2014;

Vista la legge 30 dicembre 2020, n. 178 e, in particolare, l'art. 1, comma 1042, ai sensi del quale con uno o piu' decreti del Ministro dell'economia e delle finanze sono stabilite le procedure amministrativo-contabili per la gestione delle risorse di cui ai commi da 1037 a 1050, nonche' le modalita' di rendicontazione della gestione del Fondo di cui al comma 1037;

Visto altresi' l'art. 1, comma 1043, secondo periodo, della citata legge n. 178 del 2020, ai sensi del quale, al fine di supportare le attivita' di gestione, di monitoraggio, di rendicontazione e di controllo delle componenti del Next Generation EU, il Ministero dell'economia e delle finanze – Dipartimento della Ragioneria generale dello Stato sviluppa e rende disponibile un apposito sistema informativo;

Visto il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 settembre 2021, adottato ai sensi dell'art. 1, comma 1044, della citata legge n. 178 del 2020, in cui sono definite le modalita', le tempistiche e gli strumenti per la rilevazione dei dati di attuazione finanziaria, fisica e procedurale relativa a ciascun progetto finanziato nell'ambito del PNRR, nonche' dei milestone e target degli investimenti e delle riforme e di tutti gli ulteriori elementi informativi previsti nel Piano necessari per la rendicontazione alla Commissione europea;

Vista la circolare del Dipartimento della Ragioneria generale dello Stato del Ministero dell'economia e delle finanze del 14 ottobre 2021, n. 21 recante «Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) – Trasmissione delle istruzioni tecniche per la selezione dei progetti PNRR»;

Vista la circolare del Ministero dell'economia e delle finanze del 29 ottobre 2021, n. 25, avente ad oggetto «Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) – Rilevazione periodica avvisi, bandi e altre procedure di attivazione degli investimenti»;

Vista la circolare del Ministero dell'economia e delle finanze del 14 dicembre 2021, n. 31, avente ad oggetto «Rendicontazione PNRR al 31 dicembre 2021 – Trasmissione dichiarazione di gestione e check-list relativa a milestone e target»;

Vista la circolare del Dipartimento della Ragioneria generale dello Stato del Ministero dell'economia e delle finanze del 30 dicembre 2021, n. 32, recante «Piano nazionale di ripresa e resilienza – Guida operativa per il rispetto del principio di non arrecare danno significativo all'ambiente (DNSH)»;

Vista la circolare del Dipartimento della Ragioneria generale dello Stato del Ministero dell'economia e delle finanze del 31 dicembre 2021, n. 33, recante «Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) – Nota di chiarimento sulla circolare del 14 ottobre 2021, n. 21 – Trasmissione delle istruzioni tecniche per la selezione dei progetti PNRR – addizionalita', finanziamento complementare e obbligo di assenza del c.d. doppio finanziamento»;

Visto il protocollo d'intesa tra il Ministero dell'economia e delle finanze e la Guardia di finanza del 17 dicembre 2021 con l'obiettivo di implementare la reciproca collaborazione e garantire un adeguato presidio di legalita' a tutela delle risorse del PNRR;

Visto il decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50, recante «Codice dei contratti pubblici»;

Vista la circolare del Dipartimento della Ragioneria generale dello Stato del Ministero dell'economia e delle finanze del 18 gennaio 2022, n. 4, che chiarisce alle amministrazioni titolari dei singoli interventi le modalita', le condizioni e i criteri in base ai quali le stesse possono imputare nel relativo quadro economico i costi per il personale da rendicontare a carico del PNRR per attivita' specificatamente destinate a realizzare i singoli progetti a titolarita' – art. 1, comma 1, del decreto-legge n. 80 del 2021 – Indicazioni attuative»;

Vista la circolare del Dipartimento della Ragioneria generale dello Stato del Ministero dell'economia e delle finanze del 24 gennaio 2022, n. 6, recante «Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) – Servizi di assistenza tecnica per le amministrazioni titolari di interventi e soggetti attuatori del PNRR»;

Vista la circolare del Dipartimento della Ragioneria generale dello Stato del Ministero dell'economia e delle finanze del 10 febbraio 2022, n. 9 recante «Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) – Trasmissione delle istruzioni tecniche per la redazione dei sistemi di gestione e controllo delle amministrazioni centrali titolari di interventi del PNRR»;

Vista la circolare del Dipartimento della Ragioneria generale dello Stato del Ministero dell'economia e delle finanze del 29 aprile 2022, n. 21, recante «Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e Piano nazionale per gli investimenti complementari – Chiarimenti in relazione al riferimento alla disciplina nazionale in materia di contratti pubblici richiamata nei dispositivi attuativi relativi agli interventi PNRR e PNC»;

Vista la circolare del Dipartimento della Ragioneria generale dello Stato del Ministero dell'economia e delle finanze del 21 giugno 2022, n. 27, recante «Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) – Monitoraggio delle misure PNRR»;

Vista la circolare del Dipartimento della Ragioneria generale dello Stato del Ministero dell'economia e delle finanze del 4 luglio 2022, n. 28, recante «Controllo di regolarita' amministrativa e contabile dei rendiconti di contabilita' ordinaria e di contabilita' speciale. Controllo di regolarita' amministrativa e contabile sugli atti di gestione delle risorse del PNRR – prime indicazioni operative»;

Vista la circolare del Dipartimento della Ragioneria generale dello Stato del Ministero dell'economia e delle finanze del 26 luglio 2022, n. 29, recante «Procedure finanziarie PNRR»;

Vista la nota circolare prot. n. 62671 del 19 maggio 2022 del Ministero della transizione ecologica, Dipartimento dell'unita' di missione per il piano nazionale di ripresa e resilienza, recante «PNRR – Procedura di verifica di coerenza programmatica, conformita' al PNRR delle iniziative MiTE finanziate dal Piano»;

Vista la nota circolare prot. n. 62625 del 19 maggio 2022 del Ministero della transizione ecologica, Dipartimento dell'unita' di missione per il piano nazionale di ripresa e resilienza, recante «PNRR – Indicazioni e trasmissione format per l'attuazione delle misure»;

Vista la nota circolare prot. n. 62711 del 19 maggio 2022 del Ministero della transizione ecologica, Dipartimento dell'unita' di missione per il piano nazionale di ripresa e resilienza, recante «PNRR – Politica antifrode, conflitto di interessi e doppio finanziamento – Indicazioni nelle attivita' di selezione dei progetti»;

Visto il decreto-legge 1° marzo 2021, n. 22, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 aprile 2021, n. 55, recante «Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri» che, all'art. 2, comma 2, ha previsto di affidare al Ministero della transizione ecologica i compiti spettanti allo Stato relativi alle «agro-energie»;

Visto il regolamento del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con i Ministri dell'economia e delle finanze e delle politiche agricole alimentari e forestali 31 maggio 2017, n. 115, recante «Disciplina per il funzionamento del Registro nazionale degli aiuti di Stato»;

Visto il decreto del Ministro per le disabilita' 9 febbraio 2022, recante «Direttiva alle amministrazioni titolari di progetti, riforme e misure in materia di disabilita'», pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 74 del 29 marzo 2022;

Visto il decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 maggio 2018, recante «Aggiornamento della regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile da convogliare», pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 129 del 6 giugno 2018;

Visto 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 2 marzo 2018, recante «Disposizioni in materia di promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti», pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 65 del 19 marzo 2018, (nel seguito: decreto ministeriale 2 marzo 2018), il cui schema di aiuto e' stato approvato con la decisione della Commissione europea C(2018) 1379 final del 1° marzo 2018;

Visto il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali 5 dicembre 2013, recante «Modalita' di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale», pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 295 del 17 dicembre 2013, e, in particolare, l'art. 2, recante le condizioni per la connessione alle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale;

Visto il decreto del Ministero dello sviluppo economico 10 ottobre 2014, recante «Aggiornamento delle condizioni, dei criteri e delle modalita' di attuazione dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti compresi quelli avanzati», pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 250 del 27 ottobre 2014;

Visto il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico 14 novembre 2019, che istituisce il Sistema nazionale di certificazione della sostenibilita' dei biocarburanti e dei bioliquidi, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 279 del 28 novembre 2019 (nel seguito: decreto ministeriale 14 novembre 2019);

Vista la comunicazione del 18 maggio 2022, della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni COM (2022) 230 final, sul Piano REPowerEU in cui e' previsto l'obiettivo di incrementare la produzione di biometano a 35 miliardi di m³ entro il 2030 rispetto ai 17 miliardi di m³ che erano previsti dalla proposta del pacchetto «Pronti per il 55%» (Fit for 55);

Considerato il Piano d'azione contenuto nel documento di lavoro dei servizi della Commissione europea che accompagna la comunicazione COM (2022) 230 final del 18 maggio 2022, in cui la Commissione propone di affrontare i principali ostacoli all'aumento della produzione e dell'uso di biometano sostenibile e di facilitarne l'integrazione nel mercato interno del gas dell'UE nei modi seguenti:

a) istituendo un partenariato industriale per il biogas e il biometano per dare impulso alla catena del valore dei gas rinnovabili;

b) adottando misure supplementari per incoraggiare i produttori di biogas a creare comunita' energetiche;

c) fornendo incentivi per passare dal biogas al biometano;

d) promuovendo l'adattamento e l'adeguamento delle infrastrutture esistenti e la realizzazione di nuove infrastrutture per poter trasportare piu' biometano attraverso la rete del gas dell'UE;

e) colmando le lacune in materia di ricerca, sviluppo e innovazione;

f) facilitando l'accesso ai finanziamenti e mobilitando fondi UE nell'ambito del meccanismo per collegare l'Europa, della politica di coesione, del dispositivo per la ripresa e la resilienza e della politica agricola comune.

Considerato che il biometano di produzione nazionale in coerenza con quanto previsto dalla citata comunicazione COM (2022) 230 final puo' costituire un elemento importante per la sicurezza degli approvvigionamenti e, in ottica di completa decarbonizzazione, uno strumento per la copertura con fonti rinnovabili di settori difficilmente elettrificabili o anche hard to abate;

Ritenuto quindi, in attuazione del sopra indicato quadro programmatico e normativo nazionale ed europeo e in attuazione del PNRR, di dover definire un quadro organico di riforma delle misure di incentivo per lo sviluppo del biometano, secondo criteri di promozione dell'economia circolare, attraverso la definizione di incentivi alla produzione di biometano immesso nella rete del gas, ottenuto da nuovi impianti e dalla riconversione di impianti a biogas agricoli esistenti;

Vista la nota prot. n. 100234 del 10 agosto 2022 della Direzione generale gestione finanziaria, monitoraggio, rendicontazione e controllo (DG GEFIM) del Dipartimento dell'Unita' di missione per il piano nazionale di ripresa e resilienza del Ministero della transizione ecologica, con la quale e' stata espressa la positiva valutazione circa la coerenza programmatica e conformita' normativa al PNRR e la conferma della relativa disponibilita' finanziaria;

Vista la decisione della Commissione europea C(2022) 5831 final dell'8 agosto 2022 con la quale la medesima Commissione ha deciso di non sollevare obiezioni nei confronti del presente provvedimento, in quanto considerato compatibile con il mercato interno ai sensi dell'art. 107, paragrafo 3, lettera c) del trattato sul funzionamento dell'Unione europea;

Decreta:

Art. 1

Finalita' e ambito di applicazione

1. Il presente decreto, in attuazione dell'art. 11, comma 1 e dell'art. 14, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 199 del 2021, ha la finalita' di sostenere la produzione di biometano immesso nella rete del gas naturale, in coerenza con le misure di sostegno agli investimenti previsti dal Piano nazionale di ripresa e resilienza nell'ambito della Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4 – «Sviluppo del biometano, secondo criteri per promuovere l'economia circolare», per un ammontare complessivo pari a 1.730,4 milioni di euro.

2. Ai fini di cui al comma 1, il presente decreto reca disposizioni per la definizione degli incentivi al biometano immesso nella rete del gas naturale e prodotto, nel rispetto dei requisiti di sostenibilita' previsti dalla direttiva 2018/2001/UE, da impianti di nuova realizzazione alimentati da matrici agricole e da rifiuti organici o da impianti per la produzione di elettricita' da biogas agricolo oggetto di riconversione.

3. Accedono agli incentivi di cui al presente decreto gli impianti per i quali gli interventi di cui al comma 2 non sono stati avviati prima della pubblicazione della graduatoria ai sensi dell'art. 5, comma 2, secondo periodo e che completano la realizzazione delle opere ammesse a finanziamento ed entrano in esercizio entro il 30 giugno 2026. Ai fini del presente decreto e conformemente alla comunicazione della Commissione europea 2022/C 80/01, gli interventi di cui al comma 2 si intendono avviati al momento dell'assunzione della prima obbligazione che rende un investimento irreversibile, quale, a titolo esemplificativo, quella relativa all'ordine delle attrezzature ovvero all'avvio dei lavori di costruzione. L'acquisto di terreni e le opere propedeutiche quali l'ottenimento di permessi e lo svolgimento di studi preliminari di fattibilita' non sono da considerarsi come avvio dei lavori relativi agli interventi di cui al comma 2.

4. Non e' consentito l'accesso agli incentivi di cui al presente decreto:

a) alle imprese in difficolta' secondo la definizione di cui al punto 20 della comunicazione della Commissione europea 2014/C 249/01;

b) ai soggetti richiedenti per i quali ricorre una delle cause di esclusione di cui all'art. 80 del decreto legislativo n. 50 del 2016;

c) ai soggetti che beneficiano del regime di cui al decreto ministeriale 2 marzo 2018.

5. Nel caso di impresa nei confronti della quale penda un ordine di recupero per effetto di una decisione della Commissione europea che abbia dichiarato illegali e incompatibili con il mercato interno uno o piu' incentivi erogati nei confronti dell'impresa medesima, l'accesso agli incentivi di cui al presente decreto e' sospeso finche' tale impresa non abbia rimborsato o versato l'importo totale dell'aiuto illegittimo e incompatibile, inclusi gli interessi di recupero.

Art. 2

Definizioni

1. Ai fini del presente decreto si applicano le definizioni del decreto legislativo n. 199 del 2021, nonche' quelle di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali 5 dicembre 2013, con particolare riferimento alle condizioni per la connessione alle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale di cui all'art. 2, oltre che le definizioni di cui all'art. 1 del decreto ministeriale 2 marzo 2018, come di seguito integrate:

a) «Autorita'»: l'Autorita' di regolazione per energia reti e ambiente o «ARERA»;

b) «impresa agricola»: attivita' svolta dall'imprenditore agricolo, come definito dall'art. 2135 del codice civile, in forma individuale o in forma societaria anche cooperativa, societa' agricole, come definite dal decreto legislativo 29 marzo 2004, n. 99, se persona giuridica, e consorzi costituiti tra due o piu' imprenditori agricoli e/o societa' agricole;

c) «biometano»: combustibile ottenuto dalla purificazione del biogas in modo da risultare idoneo per l'immissione nella rete del gas naturale;

d) «Piattaforma P-GO»: la piattaforma di mercato (M-GO) e di registrazione (PB-GO) delle garanzie di origine organizzata e gestita dal Gestore dei mercati energetici S.p.a. ai sensi della deliberazione dell'ARERA ARG/elt 104/11;

e) «produzione netta di biometano»: produzione di biometano immesso in rete gas decurtata, anche in via forfettaria, dei consumi energetici imputabili ai servizi ausiliari di impianto, laddove tali consumi siano realizzati attraverso prelievi dalla rete del gas ovvero dalla rete elettrica, ed incrementata di eventuali autoconsumi utilizzati per processi produttivi, secondo modalita' stabilite nelle regole applicative di cui all'art. 12;

f) «capacita' produttiva di un impianto di biometano»: produzione oraria nominale di biometano, espressa in standard metri cubi/ora, come risultante dalla targa del dispositivo di depurazione e raffinazione del biogas. Lo standard metro cubo e' la quantita' di gas contenuta in un metro cubo a condizioni standard di temperatura (15°C) e pressione (1.013,25 millibar);

g) «impianto agricolo»: impianto di produzione e utilizzazione di biogas facente parte del ciclo produttivo di un'azienda agricola o che utilizza materie provenienti da attivita' agricola, forestale, di allevamento, alimentare e agroindustriale non costituenti rifiuto;

h) «impianto di nuova realizzazione»: impianto realizzato utilizzando componenti nuovi o integralmente rigenerati per tutte le opere e le apparecchiature necessarie alla produzione, il convogliamento, la depurazione, la raffinazione del biogas e l'immissione del biometano nella rete del gas naturale;

i) «riconversione»: e' l'intervento su un impianto agricolo esistente di produzione e utilizzazione di biogas che viene convertito alla produzione di biometano e, pertanto, destina, in tutto o in parte, la produzione di biogas a quella di biometano, anche con aumento della capacita' produttiva;

l) «prezzo medio mensile del gas naturale»: prezzo medio del gas naturale, ponderato con le quantita', registrato sul mercato del giorno prima del gas naturale (MGP-GAS) in negoziazione continua e sul mercato infragiornaliero del gas naturale (MI-GAS) in negoziazione continua gestiti dal Gestore dei mercati energetici S.p.a. nel mese di ritiro, e pubblicato dal gestore medesimo sul proprio sito internet;

m) «producibilita' massima annua dell'impianto di biometano»: e' il prodotto della capacita' produttiva dell'impianto per il massimo numero di ore teorico di funzionamento annue;

n) «PSV»: e' il sistema per scambi/cessioni di gas al Punto di scambio virtuale – modulo PSV, di cui alla deliberazione dell'Autorita' n. 75/03, che approvava il Codice di Rete predisposto da Snam rete gas (SRG), organizzato e gestito da Snam rete gas, che consente lo scambio di gas presso un punto virtuale collocato dopo i punti di entrata della rete nazionale dei gasdotti;

o) «rete con obbligo di connessione di terzi»: rete di trasporto e distribuzione del gas naturale i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi;

p) «rete del gas naturale»: le reti e i sistemi di trasporto e distribuzione del gas naturale e del biometano, incluse le reti con obbligo di connessione di terzi, gli impianti che permettono la liquefazione fisica o virtuale situati anche in luoghi diversi dai siti di produzione del biometano e che ricevono il biometano tramite la rete del gas naturale, i mezzi di trasporto del gas naturale sia allo stato gassoso che liquido, e i distributori di gas naturale liquido o gassoso per i trasporti, anche ad uso privato;

q) «soggetto richiedente»: il soggetto che ha sostenuto le spese per l'esecuzione degli interventi e che ha diritto a richiedere l'accesso agli incentivi di cui al presente decreto. Con riferimento agli impianti di cui all'art. 3, comma 1, il soggetto che e' anche titolare del titolo abilitativo alla costruzione o alla realizzazione dell'intervento di riconversione, e all'esercizio degli impianti;

r) «tariffa di riferimento»: tariffa di riferimento posta a base d'asta con le modalita' di cui all'art. 5, comma 5;

s) «tariffa omnicomprensiva»: tariffa pari alla tariffa di riferimento, decurtata della percentuale di ribasso offerta e accettata nell'ambito delle procedure competitive di cui all'art. 5, comprensiva del valore economico derivante dalla vendita del gas naturale nonche' del valore delle garanzie di origine;

t) «Garanzia d'origine biometano» o «GO biometano»: e' la

garanzia di origine sulla produzione di biometano di cui all'art. 46 del decreto legislativo n. 199 del 2021, distinta in garanzia di origine sulla produzione di biometano utilizzato nel settore dei trasporti e garanzia di origine sulla produzione di biometano utilizzato in altri usi;

u) GME: il Gestore dei mercati energetici S.p.a. di cui all'art. 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;

v) «tariffa premio»: tariffa pari alla differenza tra la tariffa di riferimento, decurtata della percentuale di ribasso offerta e accettata nell'ambito delle procedure competitive di cui all'art. 5, il prezzo medio mensile del gas naturale e il prezzo medio mensile delle GO. Nel caso in cui la predetta differenza risulti negativa, il Gestore dei servizi energetici S.p.a. conguaglia o provvede a richiedere al produttore la restituzione o la corresponsione dei relativi importi;

z) «prezzo medio mensile delle GO»: valore del prezzo medio mensile registrato sulla piattaforma di mercato per lo scambio delle garanzie d'origine (M-GO) in relazione alle garanzie di origine del biometano utilizzato nel settore dei trasporti ovvero di quelle riferite all'utilizzo in altri usi, come pubblicati mensilmente dal GME sul proprio sito istituzionale;

aa) «usi nel settore dei trasporti»: biometano utilizzato come carburante nel settore dei trasporti;

bb) «altri usi»: biometano utilizzato nei settori industriale, residenziale, terziario e nell'agricoltura, con esclusione del settore di generazione termoelettrica;

cc) «GSE»: e' il Gestore dei servizi energetici S.p.a., deputato allo svolgimento delle istruttorie tecniche e alle attivita' gestionali funzionali all'assegnazione degli incentivi oggetto del presente decreto, nonche' alla validazione delle attivita' di monitoraggio, rendicontazione e controllo nei confronti del Ministero della transizione ecologica quale Amministrazione centrale titolare dell'investimento PNRR;

dd) «Ministero»: il Ministero della transizione ecologica, quale amministrazione centrale titolare della Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4 - «Sviluppo del biometano secondo criteri per la promozione dell'economia circolare» del PNRR;

ee) «Impianto alimentato da rifiuti organici»: impianto di produzione e utilizzazione di biogas prodotto a partire dalla frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) nonche' da rifiuti ricadenti tra le tipologie di matrici di cui alle lettere b), c), d) e f) dell'allegato VIII, Parte A, del decreto legislativo n. 199 del 2021;

ff) «data di entrata in esercizio di un impianto»: data in cui, al termine della realizzazione delle opere funzionali all'esercizio dell'impianto, si effettua il primo funzionamento dell'impianto;

gg) «data di entrata in esercizio commerciale di un impianto»: data, comunicata dal produttore al GSE, a decorrere dalla quale ha inizio il periodo di incentivazione mediante la tariffa di cui all'art. 3, comma 1, lettera b);

hh) «periodo di avviamento e collaudo di un impianto»: periodo intercorrente tra la data di entrata in esercizio e la data di entrata in esercizio commerciale.

Art. 3

Modalita' per l'accesso agli incentivi

1. Agli impianti di produzione di biometano di cui all'art. 1 che rispettano i requisiti stabiliti dal presente decreto, e' riconosciuto un incentivo composto da:

a) un contributo in conto capitale sulle spese ammissibili dell'investimento sostenuto, nei limiti del costo massimo di investimento ammissibile e secondo le percentuali indicate in allegato 1;

b) una tariffa incentivante applicata alla produzione netta di biometano per una durata di quindici anni ed erogata dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, calcolata secondo le modalita' di cui all'art. 7 e all'allegato 2.

2. L'accesso agli incentivi di cui al comma 1 avviene a seguito dell'aggiudicazione di procedure competitive pubbliche in cui sono messi a disposizione, periodicamente, contingenti di capacita' produttiva.

Art. 4

Requisiti per l'accesso agli incentivi e criteri di esclusione

1. Fermo restando quanto previsto dall'art. 1, commi 2, 3, 4 e 5, accedono alle procedure competitive di cui al presente decreto gli impianti che rispettano i seguenti requisiti:

a) possesso del titolo abilitativo alla costruzione e all'esercizio dell'impianto;

b) nel caso di impianti da connettere alle reti di trasporto e di distribuzione del gas con obbligo di connessione di terzi, preventivo di allacciamento rilasciato dal gestore di rete competente e accettato dal soggetto richiedente;

c) conformita' del biometano oggetto della produzione ai criteri stabiliti dalla direttiva 2018/2001/UE ai fini del rispetto del principio «non arrecare un danno significativo», ai pertinenti requisiti di cui all'allegato VI, nota 8, del regolamento 2021/241/UE, nonche' ad almeno uno dei seguenti requisiti in materia di sostenibilita':

1) l'impianto produce biometano destinato al settore dei trasporti a partire da materie prime utilizzabili per la produzione di biocarburanti avanzati di cui all'allegato VIII al decreto legislativo n. 199 del 2021, e consegue una riduzione di almeno il 65% delle emissioni di gas a effetto serra mediante l'uso della biomassa;

2) l'impianto produce biometano destinato ad altri usi e consegue una riduzione di almeno l'80% delle emissioni di gas a effetto serra mediante l'uso della biomassa;

d) nel caso di riconversioni, l'intervento e' realizzato su impianti agricoli esistenti;

e) nel caso di impianti situati in zone interessate da procedure d'infrazione comunitaria ai fini del miglioramento della qualita' dell'aria e del contrasto all'inquinamento atmosferico, le produzioni di biometano da biomasse devono rispettare i limiti di emissione ivi previsti, in conformita' ai contenuti dei rispettivi «Piani per il contrasto ai superamenti dei limiti della qualita' dell'aria»;

f) nel caso di soggetti richiedenti che svolgano attivita' industriale, rientrante tra le categorie di cui all'allegato 1 alla direttiva 2010/75/UE, in funzione anche dei valori di capacita', laddove la produzione di biometano avvenga su scala industriale mediante processi di trasformazione chimica o biologica di sostanze o gruppi di sostanze di fabbricazione di prodotti chimici organici e, in particolare, idrocarburi semplici (categoria 4.1.a), deve essere assicurata la conformita' alla direttiva 2010/75/UE, come riscontrabile dai documenti autorizzativi di cui alla Parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e, per le attivita' industriali, dal Titolo I, Parte V, del medesimo decreto;

g) nel caso di impianti agricoli situati in zone vulnerabili ai nitrati con carico di azoto di origine zootecnica superiore a 120 kg/ha come definite dai Piani di azione regionali in ottemperanza alla direttiva 91/676/CEE, deve essere utilizzato almeno il 40% in peso di effluenti zootecnici nel piano di alimentazione complessivo;

h) i progetti devono prevedere le vasche di stoccaggio del digestato degli impianti, di volume pari alla produzione di almeno trenta giorni, che devono essere coperte a tenuta di gas e dotate di sistemi di captazione e recupero del gas da reimpiegare per la produzione di energia elettrica, termica o di biometano. Tale requisito non e' richiesto nel caso in cui il digestato non venga stoccato, ma avviato direttamente al processo di compostaggio.

2. La sussistenza dei requisiti di sostenibilita' e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui al comma 1, lettera c), numeri 1) e 2) e' verificata applicando la metodologia di riduzione dei gas a effetto serra e al relativo combustibile fossile di riferimento di cui rispettivamente agli allegati VI e VII al decreto legislativo n. 199 del 2021. A tal fine, nei limiti stabiliti dall'art. 42, comma 16, del medesimo decreto legislativo, si applicano le disposizioni di cui al decreto ministeriale 14 novembre 2019 e alla norma tecnica UNI/TS 11567:2020, recante «Linee guida per la qualificazione degli operatori economici filiera di produzione del biometano ai fini della tracciabilita' e del bilancio di massa» e successive modifiche e integrazioni.

3. Il rispetto del requisito di cui al comma 1, lettera c), numero 1) consente l'accesso alle procedure di cui al presente decreto fino al raggiungimento di un quantitativo massimo di producibilita' assegnata al settore dei trasporti pari a 1,1 miliardi di metri cubi l'anno, calcolata tenendo conto della producibilita' prevista ai sensi del decreto ministeriale 2 marzo 2018, nonche' ai sensi del decreto del Ministro della transizione ecologica 5 agosto 2022, recante «Attuazione del PNRR: M2C2 I.1.4 - Sviluppo del biometano secondo criteri per la promozione dell'economia circolare - produzione di biometano secondo quanto previsto dal decreto 2 marzo 2018», pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 192 del 18 agosto 2022.

4. Per le finalita' di cui al comma 3, il GSE pubblica e aggiorna mensilmente il valore di producibilita' assegnata ai trasporti e, previa comunicazione al Ministero, pubblica sul proprio sito internet l'avviso circa l'avvenuto raggiungimento del limite di cui al comma 3.

5. Sono ammessi a partecipare alle procedure svolte successivamente alla pubblicazione dell'avviso di cui al comma 4 i soli soggetti titolari degli impianti che rispettano il requisito di cui al comma 1, lettera c), numero 2).

Art. 5

Contingenti disponibili, tempistiche e modalita' di svolgimento delle procedure competitive

1. I contingenti di capacita' produttiva annualmente resi disponibili nell'ambito delle procedure competitive di cui al presente articolo, espressi in standard metri cubi/ora di biometano, sono individuati nella Tabella 1.

Tabella 1. Contingenti annui [Smc/h]

	2022	2023	2024	Totale
Totale (Smc/h)	67.000	95.000	95.000	257.000

2. Nel 2022 e' indetta una sola procedura competitiva e dal 2023 sono previste almeno due procedure l'anno, con un periodo di apertura del bando di sessanta giorni. Il GSE valuta i progetti e, entro novanta giorni dalla chiusura di ogni singola procedura, pubblica la relativa graduatoria dei progetti ammessi, dando evidenza dei progetti collocati in posizione utile ai fini dell'accesso agli incentivi di cui al presente decreto.

3. Le date e le modalita' di svolgimento delle procedure sono disciplinate nell'ambito delle regole applicative di cui all'art. 12, prevedendo l'assegnazione dei punteggi per la formazione delle graduatorie basata sul valore percentuale della riduzione offerta sulla tariffa pertinente di cui all'allegato 2, nonche' che la capacita' produttiva eventualmente non assegnata venga riallocata nella prima asta successiva fino all'esaurimento dei contingenti e in ogni caso non oltre il 1° gennaio 2026.

4. Le procedure competitive si svolgono in forma telematica nel rispetto dei principi di trasparenza, pubblicita', tutela della concorrenza e secondo modalita' non discriminatorie.

5. Per le procedure indette nel 2022 e nel 2023, le tariffe di riferimento poste a base d'asta sono quelle indicate all'allegato 2. Dall'anno 2024 ed eventualmente fino al 2026, le tariffe poste a base d'asta sono quelle di cui all'allegato 2, ridotte del 2%.

6. Ai fini dell'accesso alle procedure di cui al presente articolo, i soggetti richiedenti trasmettono la documentazione necessaria alla verifica del possesso dei requisiti di cui all'art. 4 e, nell'istanza di partecipazione, indicano la riduzione percentuale offerta sulla tariffa di riferimento non inferiore all'1%.

7. Il GSE, ricevuta la documentazione di cui al comma 6:

a) riscontra la completezza dell'istanza di partecipazione entro cinque giorni lavorativi dalla data di ricezione della stessa e comunque non oltre il periodo di apertura dei bandi, nel rispetto del termine di sessanta giorni di cui al comma 2, primo periodo;

b) esamina la documentazione trasmessa e conclude la verifica della documentazione attestante il rispetto dei requisiti necessari per l'ammissione agli incentivi nel termine di pubblicazione della graduatoria di cui al comma 2.

8. Dall'inserimento in posizione utile nella graduatoria pubblicata ai sensi del comma 2 sorge il diritto del soggetto richiedente al riconoscimento del contributo in conto capitale e della tariffa incentivante spettante ai sensi del presente decreto.

Art. 6

Criteri di selezione dei progetti

1. La graduatoria di cui all'art. 5, comma 2, e' formata dal GSE nei limiti dei contingenti disponibili ed e' basata sul ribasso percentualmente offerto rispetto alla pertinente tariffa di riferimento.

2. Nel caso in cui le domande di partecipazione alla procedura determinino il superamento del contingente messo a disposizione per la singola procedura, il GSE applica, a parita' di ribasso percentuale offerto, il criterio di priorita' del rispetto del requisito di cui all'art. 4, comma 1, lettera c) e, in subordine, quello dell'anteriorita' della data ultima di completamento della domanda di partecipazione alla procedura.

3. La graduatoria di cui all'art. 5, comma 2 e' pubblicata dal GSE sul proprio sito internet con indicazione dei criteri applicati ai sensi dei commi 1 e 2.

4. Non e' consentito il trasferimento della titolarita' a terzi di un impianto aggiudicatario di una procedura prima della sua entrata in esercizio e della stipula del contratto-tipo con il GSE ai sensi dell'art. 12, comma 2.

Art. 7

Realizzazione degli interventi ed erogazione delle tariffe incentivanti

1. Gli impianti agricoli di produzione di biometano collocati in posizione utile nella relativa graduatoria, secondo le procedure di cui all'art. 5, entrano in esercizio al piu' tardi entro diciotto mesi dalla data di pubblicazione della graduatoria medesima. Gli impianti di produzione di biometano alimentati da rifiuti organici collocati in posizione utile nella relativa graduatoria, secondo le procedure di cui all'art. 5, entrano in esercizio al piu' tardi entro ventiquattro mesi dalla data di pubblicazione della graduatoria medesima. Il mancato rispetto dei termini di cui al primo e al secondo periodo comporta l'applicazione di una decurtazione della tariffa incentivante di cui all'art. 3, comma 1, lettera b), dello 0,5% per ogni mese di ritardo, nel limite massimo di nove mesi di ritardo. I medesimi termini sono da considerarsi al netto dei tempi di fermo nella realizzazione dell'impianto e delle opere connesse, derivanti da cause di forza maggiore o eventi calamitosi accertati dalle autorita' competenti.

2. I soggetti titolari degli impianti di cui al comma 1 comunicano al GSE la data di entrata in esercizio entro i trenta giorni successivi all'avvio dell'esercizio stesso. La mancata comunicazione entro il termine di cui al primo periodo comporta la perdita, per il riconoscimento della tariffa incentivante di cui all'art. 3, comma 1, lettera b), del periodo di incentivazione intercorrente tra la data di entrata in esercizio dell'impianto e il primo giorno del mese successivo alla data di comunicazione.

3. Gli impianti di capacita' produttiva pari o inferiore a 250 Smc/h che immettono biometano nelle reti con obbligo di connessione di terzi, possono richiedere l'erogazione della tariffa spettante in forma di tariffa omnicomprensiva. In tali casi, le garanzie di origine sono emesse e contestualmente trasferite a titolo gratuito al GSE e vengono considerate nella disponibilita' di quest'ultimo che provvede ad assegnarle mediante procedure concorrenziali e conformemente ai decreti attuativi di cui all'art. 46 del decreto legislativo n. 199 del 2021. In alternativa, il produttore puo' scegliere l'erogazione di una tariffa premio con le modalita' di cui al comma 4.

4. Per gli impianti di capacita' produttiva superiore a 250 Smc/h, nonche' per tutti gli impianti di produzione che immettono biometano nelle reti del gas naturale diverse dalle reti con obbligo di connessione di terzi, la tariffa spettante e' erogata in forma di tariffa premio calcolata secondo le modalita' di cui all'art. 2, comma 1, lettera v) e in tale caso le garanzie di origine vengono assegnate al produttore.

5. Il GSE, previa sottoscrizione del contratto con il soggetto richiedente, riconosce mensilmente gli incentivi spettanti sulla base dei dati di misura del biometano immesso nella rete del gas naturale, come effettivamente rilevati e trasmessi al GSE da parte dei gestori di rete cui l'impianto risulta essere connesso ovvero direttamente dal soggetto richiedente negli altri casi, secondo modalita' stabilite nell'ambito delle regole applicative di cui all'art. 12, che prevedono, in ogni caso, la possibilita' di accesso ai misuratori in telelettura da parte del GSE.

6. Successivamente all'entrata in esercizio dell'impianto, il soggetto titolare ha la facolta' di svolgere una fase di avviamento e collaudo dell'impianto medesimo secondo tempistiche e modalita' definite nell'ambito delle regole applicative di cui all'art. 12, al termine della quale comunica al GSE la data di entrata in esercizio commerciale.

7. Il GSE, entro l'ultimo giorno del terzo mese successivo alla comunicazione di cui al comma 6, provvede a erogare gli incentivi spettanti per un periodo di 15 anni a partire da tale data, calcolati al netto di fermi impianto imputabili a cause di forza maggiore o eventi calamitosi accertati dalle autorita' competenti.

Art. 8

Erogazione del contributo in conto capitale

1. Alla comunicazione di entrata in esercizio di cui all'art. 7, comma 2 sono allegati i titoli di spesa sostenuta quietanzati in relazione alla realizzazione dell'intervento, nonche' la documentazione di dettaglio individuata ai sensi dell'art. 12. Il GSE esamina la documentazione trasmessa ai fini della valutazione delle spese ammissibili e riscontra la rispondenza delle stesse ai costi massimi ammissibili riportati nell'allegato 1, determinando il contributo da erogare.

2. Sono considerate spese ammissibili, ai fini dell'erogazione del contributo in conto capitale:

a) i costi di realizzazione ed efficientamento dell'impianto quali le infrastrutture e i macchinari necessari per la gestione della biomassa e del processo di digestione anaerobica, per lo stoccaggio del digestato, la realizzazione dell'impianto di purificazione del biogas, la trasformazione, compressione e conservazione del biometano e della CO_2 , la realizzazione degli impianti e delle apparecchiature per l'autoconsumo aziendale del biometano;

b) le attrezzature di monitoraggio e ossidazione del biometano, dei gas di scarico e di monitoraggio delle emissioni fuggitive;

c) i costi di connessione alla rete del gas naturale;

d) i costi per l'acquisto o acquisizione di programmi informatici funzionali alla gestione dell'impianto;

e) le spese di progettazione, direzione lavori, collaudo, consulenze, studi di fattibilita', acquisto di brevetti e licenze, connessi alla realizzazione dei sopraindicati investimenti, nella misura massima complessiva del 12% della spesa totale ammissibile;

f) i costi per la fase di compostaggio del digestato.

3. Ciascuna spesa ammissibile deve essere comprovata con pagamenti effettuati tramite strumenti di pagamento tracciabili e riportanti il CUP del progetto. Sono ammesse le sole spese quietanzate entro il 30 giugno 2026.

4. La mancata realizzazione delle opere ammesse al finanziamento e la mancata entrata in esercizio dell'impianto entro il 30 giugno 2026, comporta inderogabilmente la decadenza dall'erogazione del contributo in conto capitale.

5. Il GSE comunica gli esiti dell'istruttoria tecnica svolta ai sensi del presente articolo al Ministero e provvede all'erogazione dei contributi in conto capitale, conformemente alle regole generali adottate per l'erogazione dei contributi del PNRR e secondo le modalita' definite nell'ambito della convenzione di cui all'art. 12, comma 10, primo periodo.

6. L'imposta sul valore aggiunto (IVA) e' ammissibile alle agevolazioni, salvo il caso in cui sia recuperabile ai sensi della legislazione sull'IVA. Il relativo importo deve in ogni caso essere puntualmente tracciato nel sistema informativo utilizzato.

Art. 9

Modalita' di gestione del biometano immesso nella rete del gas naturale

1. Con riferimento agli impianti che beneficiano della tariffa omnicomprensiva, il GSE garantisce il ritiro del biometano immesso nella rete con obbligo di connessione di terzi, in corrispondenza dei rispettivi punti di consegna, e la cessione del biometano al mercato.

2. La cessione di cui al comma 1 e' effettuata mediante l'individuazione di una o piu' societa' di vendita di gas naturale qualificate e selezionate attraverso procedure competitive, che dimostrino di essere titolari di un contratto di trasporto sulla rete del gas naturale. In caso di mancata o parziale partecipazione alle procedure di cui al primo periodo, il GSE puo' provvedere direttamente alla vendita del biometano secondo le modalita' definite nell'ambito delle regole applicative di cui all'art. 12.

3. Le garanzie di origine certificano la destinazione d'uso del biometano nei consumi finali, ai fini del rispetto dei requisiti di destinazione d'uso di cui all'art. 4, comma 1, lettera c).

4. Il GSE, sulla base dei quantitativi di garanzie di origine destinate al settore dei trasporti, attribuisce un numero di certificati di immissione in consumo equivalenti ai soggetti obbligati di cui al decreto ministeriale 10 ottobre 2014 per il soddisfacimento delle rispettive quote d'obbligo, secondo le modalita' stabilite nell'ambito delle regole applicative di cui all'art. 12.

Art. 10

Verifiche e controlli

1. I controlli sugli impianti di produzione di biometano e sulla relativa immissione nella rete del gas naturale sono eseguiti in via autonoma o congiunta, per le rispettive competenze, dal GSE e dal Comitato tecnico consultivo biocarburanti ai sensi dell'art. 33, comma 5-sexies, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

2. Le attivita' di verifica di cui al comma 1 possono essere svolte mediante controlli sia documentali che con sopralluoghi presso il sito ove e' ubicato l'impianto, anche prima dell'entrata in esercizio dell'impianto medesimo e senza preavviso, anche al fine di accertarne la corretta esecuzione tecnica e amministrativa. Il produttore e' tenuto all'adozione delle misure necessarie affinche' le attivita' di sopralluogo si svolgano nel rispetto delle condizioni permanenti di igiene e sicurezza previste dalla normativa vigente in materia.

3. Restano ferme le competenze in tema di controlli e verifiche spettanti alle amministrazioni statali, regionali, agli enti locali, ai gestori di rete nonche' agli organismi di certificazione di cui all'art. 7, comma 3, del decreto ministeriale 14 novembre 2019. I controlli svolti ai sensi del comma 1 non comprendono ne' sostituiscono i controlli che, in base alle discipline di riferimento, sono attribuiti a specifici soggetti pubblici o concessionari di attivita' di servizio pubblico, i quali continuano a esserne conseguentemente e pienamente responsabili.

4. Resta altresi' impregiudicata la possibilita' di svolgere verifiche a campione, eventualmente mediante sopralluoghi, sugli impianti collocatisi in posizione utile nelle graduatorie anche prima dell'entrata in esercizio degli impianti medesimi.

5. Ai fini di cui al presente decreto, la prima visita di sorveglianza di cui all'art. 7, comma 3, lettera b), del decreto ministeriale 14 novembre 2019 e' effettuata entro trenta giorni dal rilascio del primo certificato di sostenibilita' inerente il biometano immesso in rete.

Art. 11

Cumulabilita' degli incentivi

1. Gli incentivi di cui al presente decreto non sono cumulabili con altri incentivi pubblici o regimi di sostegno comunque denominati destinati ai medesimi progetti. Resta ferma la possibilita' di accesso al meccanismo del ritiro dedicato dell'energia di cui all'art. 14, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, in riferimento alla eventuale produzione di energia elettrica.

Art. 12

Compiti del GSE e dell'Autorita'

1. Entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con decreto del Ministero sono approvate, su proposta del GSE, le regole applicative del presente decreto.

2. Le regole applicative del presente decreto disciplinano e recano, in particolare:

a) gli schemi di avviso pubblico per ciascuna delle procedure previste dall'art. 5, in conformita' alle disposizioni afferenti al PNRR e alle relative linee guida, incluse le misure per garantire il rispetto del principio del «non arrecare un danno significativo» (DNSH);

b) i modelli per le istanze di partecipazione alle procedure di accesso agli incentivi, in modo tale che il soggetto richiedente sia portato a conoscenza con la massima chiarezza degli adempimenti e delle modalita' di compilazione nonche' delle conseguenze penali e amministrative derivanti dalle false dichiarazioni rese ai sensi degli articoli 46 e 47 del decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445;

c) la procedura e la documentazione da inviare ai sensi dell'art. 5, commi 6 e 7, per verificare il rispetto dei requisiti previsti ai fini del riconoscimento del contributo in conto capitale nonche' della tariffa incentivante di cui all'art. 3;

d) i contratti-tipo da stipulare tra il GSE e i soggetti richiedenti ai fini del riconoscimento della tariffa incentivante di cui all'art. 3, comma 1, lettere b), nonche' quelli da stipulare con i soggetti obbligati all'immissione in consumo di biocarburanti di cui al decreto ministeriale 10 ottobre 2014, atti a garantire la corresponsione degli incentivi di cui al presente decreto e l'applicazione di quanto previsto dall'art. 6, comma 4, del decreto ministeriale 2 marzo 2018;

e) le tempistiche e le modalita' di riconoscimento degli incentivi;

f) gli obblighi a carico dei soggetti che percepiscono gli incentivi di cui al presente decreto, tra cui ricomprendere, ove pertinente:

1) l'obbligo di avviare tempestivamente le attivita' progettuali per non incorrere in ritardi attuativi e concludere la proposta progettuale nella forma, nei modi e nei tempi previsti e di sottoporre al Ministero le variazioni dei progetti;

2) l'obbligo di assicurare il rispetto della normativa eurounitaria e nazionale, con particolare riferimento a quanto previsto dal regolamento (UE) n. 2021/241 e dal decreto-legge n. 77 del 2021;

3) l'obbligo di individuare eventuali fattori che possano determinare ritardi che incidano in maniera considerevole sulla tempistica attuativa e di spesa, definita nel cronoprogramma, relazionando al Ministero;

4) gli obblighi atti a garantire la sana gestione finanziaria secondo quanto disciplinato dal regolamento finanziario (UE, Euratom) 2018/1046 e dall'art. 22 del regolamento (UE) n. 2021/241, in particolare in materia di prevenzione, identificazione e rettifica dei conflitti di interessi, delle frodi, della corruzione e di recupero e restituzione dei fondi che sono stati indebitamente assegnati nonche' del divieto di doppio finanziamento ai sensi dell'art. 9 del medesimo regolamento (UE) n. 2021/241;

5) gli obblighi in materia di comunicazione e informazione previsti dall'art. 34 del regolamento (UE) n. 2021/241 indicando nella documentazione progettuale che il progetto e' finanziato nell'ambito del PNRR, con una esplicita dichiarazione di finanziamento che reciti «finanziato dall'Unione europea - Next Generation EU» e valorizzando l'emblema dell'Unione europea;

6) gli obblighi necessari ad assicurare la tracciabilita' dell'utilizzo delle risorse del PNRR attraverso l'utilizzo di un sistema di contabilita' separata o apposita codificazione contabile e informatizzata per tutte le transazioni relative ai progetti svolti;

7) l'obbligo di indicazione del CUP su tutti gli atti amministrativo contabili inerenti alla proposta progettuale ammessa;

8) le modalita' di rilevazione e imputazione nel sistema informativo dei dati di monitoraggio sull'avanzamento procedurale, fisico e finanziario del progetto secondo quanto previsto dall'art. 22, paragrafo 2, lettera d), del regolamento (UE) n. 2021/241, nonche' sul conseguimento di eventuali milestone e target associati a essi e della documentazione probatoria pertinente;

9) gli obblighi connessi alla rendicontazione delle spese effettivamente sostenute, o dei costi esposti maturati nel caso di ricorso alle opzioni semplificate in materia di costi, nei tempi e nei modi previsti dalle pertinenti disposizioni e alla presentazione della rendicontazione degli indicatori di realizzazione associati al progetto e della documentazione probatoria pertinente, in riferimento al contributo al perseguimento dei target e milestone del PNRR;

10) l'obbligo di consentire e favorire, in ogni fase del procedimento, lo svolgimento di tutti i controlli, ispezioni e monitoraggi disposti dal Ministero e dal GSE, facilitando altresi' le verifiche dell'ufficio competente per i controlli del Ministero medesimo, dell'Unita' di audit, della Commissione europea e di altri organismi autorizzati, da effettuarsi anche attraverso controlli in loco presso i soggetti percettori;

11) gli obblighi di conservazione della documentazione progettuale in fascicoli cartacei o informatici per assicurare la completa tracciabilita' delle operazioni, nel rispetto di quanto previsto all'art. 9, comma 4, del decreto-legge n. 77 del 2021 che, nelle diverse fasi di controllo e verifica previste dal sistema di gestione e controllo del PNRR, devono essere messi prontamente a disposizione su richiesta del Ministero, del Servizio centrale per il PNRR, dell'Organismo di audit, della Commissione europea, dell'OLAF, della Corte dei conti europea (ECA), della Procura europea (EPPO) e delle competenti Autorita' giudiziarie nazionali e autorizzare la Commissione, l'OLAF, la Corte dei conti e l'EPPO a esercitare i diritti di cui all'art. 129, paragrafo 1, del regolamento finanziario (UE, Euratom) 2018/1046;

12) l'obbligo di assicurare che la realizzazione delle attivita' progettuali sia coerente con i principi e gli obblighi specifici del PNRR relativamente al principio «non arrecare un danno significativo» (DNSH) ai sensi dell'art. 17 del regolamento (UE) n. 2020/852 e, ove applicabili, con i principi del tagging climatico e digitale, della parita' di genere (Gender Equality) in relazione agli articoli 2, 3, paragrafo 3, del TUE, 8, 10, 19 e 157 del TFUE, e 21 e 23 della Carta dei diritti fondamentali dell'Unione europea, della protezione e valorizzazione dei giovani e del superamento dei divari territoriali;

13) la trasmissione, su richiesta, delle informazioni necessarie per la predisposizione delle dichiarazioni sul conseguimento dei target e delle relazioni e documenti sull'attuazione dei progetti;

14) l'obbligo di tenere informati sull'avvio e l'andamento di eventuali procedimenti di carattere giudiziario, civile, penale o amministrativo che dovessero interessare la realizzazione del progetto e comunicare le irregolarita', le frodi, i casi di corruzione e di conflitti di interessi riscontrati, nonche' i casi di doppio finanziamento a seguito delle verifiche di competenza e adottare le misure necessarie, nel rispetto delle procedure disciplinate dal Ministero ai sensi dell'art. 22 del regolamento (UE) n. 2021/241;

15) l'impegno ad adempiere alle ulteriori e specifiche disposizioni operative PNRR volte ad assicurare il rispetto delle disposizioni nazionali ed europee di riferimento;

g) le modalita' con le quali il GSE trasmette gli esiti dell'istruttoria al Ministero e provvede all'erogazione dei contributi in conto capitale di cui all'art. 3, comma 1, lettera a), conformemente alle regole generali adottate per l'erogazione dei contributi del PNRR e secondo le modalita' disciplinate dalla Convenzione di cui al comma 10;

h) le modalita' con le quali sono individuati, anche forfettariamente, i consumi energetici imputabili ai servizi ausiliari degli impianti di produzione di biometano nonche' le modalita' con le quali sono trattati eventuali autoconsumi utilizzati per processi produttivi;

i) le modalita' attraverso le quali sono utilizzate le garanzie di origine per il rispetto dei requisiti di destinazione d'uso di cui agli articoli 5 e 6 del decreto ministeriale 2 marzo 2018 e all'art. 4, comma 1, lettera c);

l) le conseguenze derivanti dall'accertamento delle violazioni riscontrate durante lo svolgimento delle verifiche e dei controlli di cui all'art. 10, definite secondo criteri di proporzionalita' in ragione dell'entita' delle violazioni medesime.

3. Il GSE aggiorna e pubblica, con cadenza mensile, sul proprio sito internet:

a) un contatore con i dati, separati per settore di destinazione d'uso, del biometano incentivato e del relativo costo degli incentivi a carico delle tariffe del gas, alla cui determinazione concorrono i dati della producibilita' o dell'effettiva produzione annua, degli impianti qualificati in esercizio, con il dettaglio del biometano oggetto di ritiro da parte del GSE;

b) il numero e il valore delle garanzie di origine emesse e di quelle annullate per il biometano incentivato, distinte in garanzie di origine per la produzione di biometano utilizzato nel settore dei trasporti e per la produzione di biometano utilizzato in altri usi;

c) il dettaglio degli incentivi in conto capitale impegnati ed erogati fino al raggiungimento dei contingenti annui di spesa previsti dal presente decreto.

4. Il GSE pubblica con cadenza annuale un bollettino informativo con l'elenco degli impianti di produzione di biometano ammessi agli incentivi di cui al presente decreto, l'indicazione della tipologia delle materie impiegate per la produzione di biometano, l'ubicazione e la capacita' produttiva degli impianti e della quantita' di biometano impiegata per ciascuna delle finalita' del presente decreto.

5. Il GSE analizza altresi' i dati dei costi di produzione del biometano tenendo conto dei dati raccolti dagli impianti gia' in esercizio, nonche' delle eventuali variazioni dei costi delle materie prime e dei componenti registrati sul mercato nazionale ed europeo, anche a seguito dell'effetto di variazione dei tassi di inflazione. I predetti dati sono trasmessi annualmente al Ministero.

6. A seguito delle analisi di cui al comma 5, qualora risulti che il livello di aiuto previsto dal presente decreto sia, in tutto o in parte, non piu' necessario o non piu' sufficiente a garantire una concorrenza effettiva nelle procedure di gara, con decreto ai sensi degli articoli 11, comma 1 e 14, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 199 del 2021, sono aggiornati i valori degli incentivi di cui agli allegati 1 e 2 ovvero adeguati i contingenti di capacita' produttiva resi disponibili. Le eventuali modifiche ai sensi del primo periodo si applicano alle procedure bandite successivamente all'entrata in vigore del decreto stesso di modifica.

7. Il GSE provvede a sviluppare, aggiornandolo e rendendolo pubblico con cadenza annuale, un rapporto sui sistemi di incentivazione del biometano adottati nei principali Paesi europei, che raffronti, tra l'altro, i costi di generazione nei principali Paesi europei e in Italia.

8. Gli importi riconosciuti dal GSE per l'erogazione della tariffa incentivante per il biometano immesso nella rete del gas naturale per usi nel settore trasporti, al netto delle entrate derivanti dalla vendita del biometano e dei ricavi derivanti dalla vendita delle garanzie di origine, sono posti a carico dei soggetti obbligati all'immissione in consumo di biocarburanti di cui al decreto ministeriale 10 ottobre 2014, in proporzione alle rispettive quote d'obbligo, secondo modalita' stabilite nell'ambito delle procedure applicative di cui al comma 2. Eventuali disequilibri transitori tra le somme riconosciute dal GSE ai fini dell'erogazione delle tariffe incentivanti previste dal presente decreto e dal decreto ministeriale 2 marzo 2018 e le somme dovute, al medesimo GSE, da parte dei soggetti di cui al primo periodo, sono posti a carico del gettito delle componenti tariffarie del gas naturale secondo modalita' definite dall'ARERA.

9. Gli importi riconosciuti dal GSE per l'erogazione della tariffa incentivante per il biometano immesso nella rete del gas naturale per altri usi di cui al presente decreto, al netto delle entrate derivanti dalla vendita del biometano e dei ricavi derivanti dalla vendita delle garanzie di origine, sono posti a carico del gettito della componente tariffaria «RE/REt» del gas naturale secondo modalita' definite dall'ARERA.

10. Entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, la direzione generale competente del Ministero e il GSE disciplinano, mediante la stipula di apposita convenzione, i rispettivi compiti. Le modalita' di copertura degli oneri sostenuti dal GSE per lo svolgimento delle attivita' di gestione, di verifica e di controllo, inerenti i meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto sono stabilite ai sensi del combinato disposto dell'art. 13, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 199 del 2021 e dell'art. 25 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.

Art. 13

Partecipazione alle procedure competitive per impianti di produzione di biometano ubicati in altri Stati membri

1. Gli impianti ubicati sul territorio di altri Stati membri dell'Unione europea e di altri Stati terzi confinanti con l'Italia, con i quali l'Unione europea ha stipulato un accordo di libero scambio, che esportano fisicamente la loro produzione di biometano in Italia possono beneficiare del regime incentivante di cui al presente decreto, alle condizioni e secondo le modalita' di cui al presente articolo.

2. Sono ammessi a beneficiare del regime incentivante di cui al presente decreto gli impianti di cui al comma 1 a condizione che:

a) esista un accordo con lo Stato membro o con lo Stato terzo confinante in cui e' ubicato l'impianto, redatto ai sensi dell'art. 16 del decreto legislativo n. 199 del 2021;

b) l'accordo stabilisca un sistema di reciprocita';

c) gli impianti posseggano tutti i requisiti soggettivi e oggettivi richiesti dal presente decreto per gli impianti ubicati sul territorio nazionale.

3. Per gli impianti di cui al comma 1, i contingenti di capacita' produttiva annualmente resi disponibili nelle procedure competitive (QUE), espressi in standard metri cubi/ora di biometano, sono individuati sulla base della seguente formula:

Parte di provvedimento in formato grafico

dove:

$Q_{TOT\ anno}$: e' il contingente di capacita' produttiva di cui alla tabella 1 dell'art. 5, comma 1;

G_{impSMn}: e' la quantita' di gas naturale totale prodotta e importata in Italia dallo Stato Membro n;

$\%FER_{Biom\ SMn}$: e' la percentuale di biometano da fonti rinnovabili rispetto al consumo di gas naturale dello Stato membro n certificata da Eurostat per l'ultimo anno disponibile;

$G_{tot\ consumata\ ITA}$: rappresenta il totale dei consumi di gas naturale in Italia.

4. Entro il 1° dicembre di ogni anno, a valere per l'anno successivo, il GSE verifica la sussistenza delle condizioni di cui al comma 2, lettere a) e b) e c) e, in caso di esito positivo, provvede alla pubblicazione dei contingenti disponibili per gli impianti di cui al comma 1.

Art. 14

Piano di valutazione

1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Ministero individua, nel rispetto della normativa eurounitaria e nazionale in materia di contratti pubblici, un soggetto funzionalmente indipendente cui affidare la valutazione della misura secondo i criteri previsti dal Piano di valutazione approvato con decisione della Commissione europea C(2022) 5831 final dell'8 agosto 2022. In particolare, il soggetto valutatore:

a) e' indipendente dal Ministero e dal GSE e non risulta in conflitto di interesse rispetto ai potenziali beneficiari della misura;

b) e' dotato di rilevante esperienza nell'analisi economico/quantitativa anche con riferimento al settore dell'energia e dell'ambiente;

c) e' tenuto a perfezionare un piano di valutazione di dettaglio, redigere almeno una relazione di valutazione intermedia entro il 31 dicembre 2024 e una relazione di valutazione finale entro il 30 settembre 2025. Entro i medesimi termini, i predetti documenti sono tramessi al Ministero, che provvede a renderli pubblici sul proprio sito internet.

2. Il GSE raccoglie i dati richiesti per le valutazioni previste nel Piano di valutazione nell'ambito delle attivita' di monitoraggio di cui all'art. 48 del decreto legislativo n. 199 del 2021 e li rende pubblici, anche ai fini delle attivita' di valutazione di cui al comma 1.

3. Gli eventuali costi correlati allo svolgimento delle attivita' di cui al comma 1 sono valutati da ARERA ed eventualmente posti a carico del gettito delle componenti tariffarie del gas naturale.

Art. 15

Entrata in vigore

1. Il presente decreto, di cui gli allegati sono parte integrante, entra in vigore il giorno successivo alla data della sua pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana.

Il presente decreto e' trasmesso agli organi di controllo per la registrazione.

Roma, 15 settembre 2022

Il Ministro: Cingolani

Registrato alla Corte dei conti il 17 ottobre 2022
Ufficio di controllo sugli atti del Ministero delle infrastrutture e della mobilita' sostenibili e del Ministero della transizione ecologica, reg. n. 2724

Allegato 1

Costo specifico di investimento massimo ammissibile e percentuale di contribuzione riconosciuta in conto capitale

Parte di provvedimento in formato grafico

Allegato 2

Tariffe di riferimento per gli interventi di realizzazione di impianti di nuova realizzazione e impianti agricoli riconvertiti

Parte di provvedimento in formato grafico