

INDICE

1. MISURA AIUTO VULNERABILI + RIDUZIONE ASOS PMI

2. PROPOSTA "CARTOLARIZZAZIONE" -ABBATTIMENTO ASOS+REPOWERING

3. NORMA PIATTAFORMA PPA PMI

4. NORMA DECALAGE BIOLQUIDI E BIOMASSE

5. NORMA VENDITA GAS + BENEFICIO INDUSTRIALI

6. NORMA PSV TTF

7. TEMA GARANZIE DI ORIGINE BIOMETANO E HARD TO ABATE

8. NORME DL RETI:

8.1 NORMA SATURAZIONE

8.2 NORMA DATA CENTER

8.3 NORMA ARERA CCUS

8.4 NORMA GAS RELEASE

1. Misura aiuto vulnerabili+riduzione ASOSPMI

Art. XX

(Contributo straordinario per l' anno 2026 per le famiglie vulnerabili e per le piccole e medie imprese)

1. Per l'anno 2026, è riconosciuto un contributo straordinario del valore di 55 euro sulla materia prima energia per le forniture di energia elettrica relative ai clienti domestici residenti con valori dell'indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) fino a 15.000 euro o relative alle famiglie residenti con almeno 4 figli a carico e ISEE inferiore a 20.000 euro. All' attuazione del primo periodo si provvede con deliberazione dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA), nel limite di cui al comma 3.

2. Con deliberazione dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) si provvede alla riduzione per l' anno 2026 della parte della componente della spesa per gli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (A_{SOS}) applicata all'energia prelevata alle utenze non domestiche in bassa tensione per altri usi nel limite di cui al comma 3.

3. All' attuazione delle misure di cui al presente articolo si provvede mediante le risorse disponibili, necessarie a garantire la relativa copertura, a qualsiasi titolo sul bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali, pari a 1 miliardo di euro.

Relazione illustrativa

La disposizione si pone l' obiettivo di ridurre il costo della fornitura di energia elettrica, per l' anno 2026, per i clienti domestici in condizioni di disagio economico da una parte e delle piccole a medie imprese connesse in bassa tensione dall' altra.

Lo stanziamento complessivo per i suddetti interventi è pari a 1 miliardo di euro (comma 3) a valere sulle risorse disponibili sul bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA).

Nel merito, il comma 1 prevede il riconoscimento di un contributo annuo straordinario del valore di 55 euro per le forniture di energia elettrica relative ai clienti domestici residenti con valori dell'indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) fino a 15.000 euro o relative alle famiglie residenti con almeno 4 figli a carico e ISEE inferiore a 20.000 euro. Tale contributo è da considerarsi aggiuntivo rispetto al bonus sociale previsto a legislazione vigente.

Sulla base dei dati relativi agli attuali percettori dei bonus energetici e di quelli relativi ai soggetti che hanno beneficiato nel 2023 di simili misure straordinarie, si stima una platea di beneficiari pari a circa 4,5 milioni di nuclei familiari. Il costo della misura conseguentemente ammonta a circa 250 milioni di euro per il 2026. Il contributo straordinario in parola si somma al contributo ordinario per gli aventi diritto, ossia le famiglie con ISEE non superiore a 9.530 euro e famiglie numerose con almeno 4 figli e ISEE non superiore a 20.000 euro.

Il comma 2 introduce uno sconto a favore delle utenze non domestiche connesse in bassa tensione sulla componente Asos della tariffa elettrica, ossia sulla componente degli oneri generali di sistema elettrico destinata al finanziamento delle fonti energetiche rinnovabili. I destinatari sono tipicamente le piccole e medie imprese. Le risorse per tale intervento derivano dalla disponibilità residua dell' intervento sui clienti domestici di cui al comma 1 rispetto allo stanziamento di 1 miliardo di euro e, pertanto, sono stimate nell' ordine di 750.000.000 euro. Considerati i consumi sottostanti delle imprese interessate, pari a 64,3 TWh (Fonte: Relazione annuale ARERA), il beneficio è di circa 11,5 euro/MWh (dell' ordine del 27% dell' aliquota Asos attuale).

Relazione tecnica

La disposizione è volta alla riduzione del costo della fornitura di energia elettrica, per l' anno 2026, per i clienti domestici in condizioni di disagio economico e delle piccole a medie imprese connesse in bassa tensione. A tal fine è previsto l' utilizzo di risorse disponibili sul bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) pari a 1 miliardo di euro.

La disposizione pertanto non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica

2. Proposta "cartolarizzazione" -abbattimento ASOS+REPOWERING

Art. XX

(Misure urgenti per favorire l' abbattimento degli ASOS e il ripotenziamento degli impianti fotovoltaici)

1. Per ciascuno degli anni del **quinquennio 2026-2030 [o triennio 2026-2028]**, la Cassa depositi e prestiti Spa è autorizzata a trasferire risorse, nel limite massimo di 5 miliardi di euro annui, attraverso l' utilizzo di fondi della gestione separata di cui all' articolo 5, comma 7, lettera a), del decreto-legge 30 settembre 2003, n. 269, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 novembre 2003, n. 326, alla Cassa per i servizi energetici e ambientali al fine di garantire una corrispondente riduzione della componente della spesa per gli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (ASOS). La Cassa depositi e prestiti Spa è autorizzata ad emettere titoli obbligazionari per un ammontare corrispondente a quello di cui al primo periodo, e con scadenza non superiore ai **20 anni**, alle condizioni stabilite dal decreto di cui al comma 2 e comunque ad un tasso di interesse non superiore a quello relativo ai titoli di Stato di pari durata.

2. Il Ministro dell'economia e delle finanze determina, con decreti di natura non regolamentare, i criteri e le modalità per l'effettuazione delle operazioni di cui al comma 1. L' Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (Arera) assicura mediante deliberazione annuale le modalità di restituzione del valore dei titoli e dei relativi interessi di cui al secondo periodo del comma 1.

3. I soggetti responsabili degli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto Energia, non dipendenti dai prezzi di mercato, riconosciuti dal Gestore dei servizi energetici - GSE S.p.A. (GSE) in attuazione del decreto del Ministro delle attività produttive di concerto con il Ministro dell' ambiente e della tutela del territorio 28 luglio 2005 (I Conto Energia), e in attuazione dei decreti del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell' ambiente e della tutela del territorio e del mare, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011 (II, III e IV Conto Energia), possono optare, entro il 31 dicembre 2026, per la fuoriuscita dai meccanismi di incentivazione alle seguenti condizioni:

a) la fuoriuscita è consentita, a decorrere dal 1° gennaio 2028, ad un numero di impianti la cui potenza complessiva non superi i 10 GW;

b) gli impianti di cui alla lettera a) sono selezionati mediante procedura competitiva, svolta in forma telematica nel rispetto dei principi di trasparenza, pubblicità, tutela della concorrenza e secondo modalità non discriminatorie, gestita dal GSE, da svolgersi entro il 30 marzo 2027, alle seguenti condizioni:

1) i soggetti richiedenti presentano offerte di ribasso percentuale rispetto al valore base di cui al successivo numero 2);

2) il valore base, espresso in euro per MW, è determinato dal GSE per ciascun impianto, ed è pari al 70 per cento del valore attualizzato dei flussi di cassa residui degli incentivi spettanti nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2028 e il termine di cessazione del contratto di incentivazione; il medesimo valore base è calcolato assumendo, come stima della produzione attesa, la media della produzione storica dell' impianto dell' ultimo quinquennio;

3) il GSE ordina le offerte ricevute in senso decrescente rispetto al beneficio atteso per il Sistema fino a concorrenza del limite di cui alla lettera a);

c) i produttori degli impianti selezionati all' esito della procedura di cui alla lettera a), ricevono il relativo corrispettivo, secondo modalità definite da Arera con apposito provvedimento, a condizione che:

1) gli impianti a fonti rinnovabili siano oggetto, a decorrere dal 1° gennaio 2028 ed entro il 31 dicembre 2030, di interventi di rifacimento integrale che comportino un aumento di potenza tale da garantire valori di producibilità pari almeno al doppio di quella attesa negli anni di incentivazione residua dell' impianto esistente;

2) per la realizzazione degli interventi di cui al punto 1) siano utilizzati esclusivamente moduli fotovoltaici iscritti al registro di cui all' articolo 12 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, che corrispondano ai requisiti di carattere territoriale e tecnico di cui al comma 1, lettere b) e c) del medesimo articolo 12;

3) nel caso di impianti con moduli collocati a terra in area agricola, non si configuri un aumento dell' area occupata; in tali casi, gli interventi di rifacimento integrale di cui al punto 1) devono garantire un incremento della producibilità pari almeno il 40% rispetto al valore atteso nel periodo di incentivazione residua;

4) l' energia elettrica prodotta ed immessa in rete, ascrivibile almeno alla metà della potenza risultante dagli interventi di cui al punto 1) sia oggetto di contrattualizzazione ai sensi dell' articolo 28 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;

5) gli impianti a fonti rinnovabili di cui al punto 1) possono partecipare, a valle della procedura di cui alla lettera b), ai meccanismi di supporto di cui agli articoli 6, 7 e 7-bis del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, limitatamente al 50 per cento della potenza risultante dalle operazioni di cui al medesimo punto 1);

6) gli impianti a fonti rinnovabili di cui al punto 3) possono partecipare, a valle della procedura di cui alla lettera b), ai meccanismi di supporto di cui agli articoli 6, 7 e 7-bis del

decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, limitatamente alla potenza corrispondente all' incremento di producibilità ottenuto dalle operazioni di cui al medesimo punto 3).

4. Con decreto del Ministro dell' ambiente e della sicurezza energetica, da adottare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono stabilite le modalità di attuazione della presente disposizione, ivi incluse le modalità operative per l' espletamento delle procedure competitive di selezione, i criteri per la determinazione del tasso di attualizzazione, le modalità di contrattualizzazione degli impegni assunti dai soggetti richiedenti, nonché i casi di revoca o decadenza dal beneficio di cui al comma 3, lettera c).

Relazione illustrativa

L' articolo proposto introduce una disposizione volta ad abbattere il valore della componente Asos della bolletta elettrica su cui pesa in modo preponderante il costo dell' incentivazione legata ai decreti cd "Conto Energia" adottati tra il 2005 e il 2012.

Il comma 1 prevede per il quinquennio 2026-2030 l' abbattimento della componente Asos, per un valore massimo di 5 miliardi di euro per ciascun anno, mediante il trasferimento da parte di Cassa depositi e prestiti (Cdp) a Cassa per i servizi energetici e ambientali (Csea) di risorse ottenute mediante l' emissione di titoli obbligazionari di durata non superiore a 20 anni.

Al comma 2, si prevede che il Ministero dell' economia e delle finanze, con decreti di natura regolamentare, definisca i criteri e le modalità per la definizione delle operazioni di cui al comma 1 e che l' Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (Arera) definisca con proprio provvedimento le modalità di restituzione del valore dei citati titoli e dei relativi mediante rimodulazione della componente Asos stessa.

La disposizione, inoltre, **al comma 3** introduce per gli impianti fotovoltaici esistenti che hanno aderito al meccanismo del c.d. Conto Energia, un meccanismo volontario di uscita anticipata dai suddetti meccanismi a specifiche condizioni, a patto che l' opzione di uscita sia esercitata entro il 31 dicembre 2026.

In particolare, la **lettera a) del comma 3** prevede che i soggetti interessati che hanno esercitato l' opzione di cui al precedente alinea, potranno uscire dal meccanismo a decorrere dal 1° gennaio 2028, individuando altresì un limite di potenza massima di impianti che potranno beneficiare di tale opzione pari a 10 GW. **La lettera b) del comma 3** prevede che gli impianti siano selezionati mediante procedura competitiva, svolta in forma telematica nel rispetto dei principi di trasparenza, pubblicità, tutela della concorrenza e secondo modalità non discriminatorie, gestita dal GSE, da svolgersi entro il 30 marzo 2027,

sulla base di specifiche condizioni: (i) il numero 1) della lettera b) prevede nell' ambito della procedura competitiva la presentazione di offerte a ribasso rispetto ad un valore base; (ii) il numero 2) della lettera b) individua le modalità rispetto alle quali il GSE individua il valore base rispetto al quale saranno presentate le offerte a ribasso; (iii) il numero 3) della lettera b) specifica le modalità di ordinamento delle offerte che tiene conto del maggiore beneficio attesa per il Sistema. Successivamente la **lettera c) del comma 3** prevede che soggetti selezionati in esito alla procedura competitiva ricevano il relativo corrispettivo secondo modalità definite da Arera con proprio provvedimento e definisce le condizioni per l' accesso alla misura. In particolare il numero 1) della lettera c) prevede che gli impianti selezionati siano oggetto, a decorrere dal 1 gennaio 2028 ed entro il 31 dicembre 2030, di interventi di rifacimento integrale che comporti un aumento di potenza tale da garantire valori di producibilità pari almeno al doppio di quella attesa negli ultimi anni di incentivazione; il numero 2 della lettera c) prevede che per la realizzazione degli interventi di cui al punto 1) siano utilizzati esclusivamente moduli fotovoltaici iscritti al registro di cui all' articolo 12 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, che corrispondano ai requisiti di carattere territoriale e tecnico di cui al comma 1, lettere b) e c) del medesimo articolo 12; il numero 3) della lettera c) dispone, nel caso di impianti con moduli collocati a terra in area agricola, che dagli interventi di rifacimento non risulti un aumento dell' area occupata rispetto alla configurazione esistente; in tal caso, l' incremento della producibilità sarà almeno del 40%; il numero 4 della lettera c) prevede che l' energia elettrica prodotta e immessa in rete ascrivibile almeno alla metà della potenza risultante dagli interventi di rifacimento, sia oggetto di contrattualizzazione ai sensi dell' articolo 28 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199. Infine il numero 5) e il numero 6) della lettera c), prevedono che per la restante metà della potenza (numero 5) o della potenza ascrivibile all' aumento di producibilità (punto 6) gli impianti abbiano la facoltà di partecipare ai meccanismi di supporto di cui agli articoli 6, 7 e 7-bis del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199. La partecipazione ai suddetti meccanismi garantirà l' abbattimento della componente asos mediante la stipula dei contratti per differenza per i periodi in cui il prezzo del mercato resta superiore al prezzo strike delle procedure.

Infine **il comma 4** prevede che con decreto del Ministro dell' ambiente e della sicurezza energetica, siano stabilite le modalità di attuazione della presente disposizione, ivi incluse le modalità operative per l' espletamento delle procedure competitive di selezione, i criteri per la determinazione del tasso di attualizzazione, le modalità di contrattualizzazione degli impegni assunti dai soggetti richiedenti, nonché i casi di revoca o decadenza dal beneficio di cui al comma 3, lettera c) del presente articolo.

Relazione tecnica

IN FASE DI PREDISPOSIZIONE

3. NORMA PIATTA FORM APPAMI

Art. XX

(Disposizioni per promuovere la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese ubicate sul territorio nazionale)

1. All' articolo 28 del decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1, l' ultimo periodo è sostituito dal seguente:

“La bacheca, attraverso comparti dedicati, prevede:

a) la possibilità da parte degli operatori di negoziare contratti in acquisto o in vendita;

b) la possibilità da parte degli operatori qualificati dal GSE di negoziare contratti in acquisto o in vendita garantiti dal medesimo GSE nelle forme previste dal comma 2-bis e nei limiti delle risorse di cui al comma 2-ter.

Nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali, si prevede l'obbligo di registrazione dei dati di tutti i contratti al fine di garantire la massima diffusione degli esiti e il monitoraggio degli stessi, anche ai fini della realizzazione del mercato organizzato di cui al comma 2, con separata evidenza dei contratti di cui alla lettera a) e alla lettera b).” ;

b) al comma 2-ter, dopo le parole “agli oneri derivanti dal” sono aggiunte le parole “comma 1, ultimo periodo, lettera b) e” .

2. Entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, in attuazione dell' articolo 28, comma 1, del decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199, con decreto del Ministro dell' ambiente e della sicurezza energetica sono definite procedure a partecipazione volontaria da parte delle imprese operanti sul territorio nazionale con priorità per le piccole e medie imprese, per promuovere la contrattazione a lungo termine di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso la stipula di contratti di durata non inferiore a tre anni, nel rispetto dei seguenti criteri:

a) le procedure sono gestite dal GME nell' ambito di un comparto dedicato della sezione annunci della bacheca informatica di cui all' articolo 28, comma 1, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199;

b) il GSE, anche attraverso le società del Gruppo, promuove ed offre servizi di aggregazione della domanda e dell' offerta di energia elettrica finalizzati a favorire la partecipazione alle procedure di cui al presente articolo, anche attraverso la definizione di schemi di contratto sia di tipologia standard sia correlati a specifici profili di consumo richiesti dagli operatori;

c) possono partecipare alle procedure le imprese che operano sul territorio nazionale, previa qualifica del GSE, anche in forma aggregata, in funzione dell' ubicazione e del profilo dei consumi, oltre che, eventualmente, dell' appartenenza a settori merceologici, che presentano nell' ambito del comparto dedicato della bacheca manifestazioni di interesse all' acquisto in termini di prezzo di esercizio, per lotti di energia riferiti ai propri profili, dichiarando l' eventuale volontà di avvalersi della garanzia di ultima istanza da parte del GSE per la gestione dei rischi di inadempimento di controparte di cui alla lettera i); possono, altresì, partecipare alle procedure le imprese che non risultino aggiudicatari di procedure competitive relative a meccanismi di incentivazione per la produzione di energia da fonti rinnovabili;

d) il prezzo offerto in acquisto nell' ambito delle procedure di cui alla lettera c) rappresenta il prezzo di esercizio della domanda;

e) sulla base dei volumi delle manifestazioni di interesse all' acquisto di cui alla lettera c), con le modalità di cui alla lettera g), sono organizzate procedure di allocazione a termine dell' energia elettrica, attraverso contratti di *power purchase agreement*, di durata non inferiore a tre anni prodotta da impianti a fonti rinnovabili qualificati dal GSE, non beneficiari di incentivi alla produzione;

f) i produttori, titolari di impianti di cui alla precedente lettera e), presentano, nell' ambito del comparto dedicato della sezione annunci della bacheca, manifestazioni di interesse alla vendita, in termini di prezzo di esercizio dell' offerta e lotti di energia, riferiti a profili predefiniti con i relativi margini di flessibilità, dichiarando l' eventuale volontà di avvalersi, previa qualifica, della garanzia di ultima istanza per la gestione dei rischi di inadempimento di controparte da parte del GSE, di cui alla lettera i);

g) il GME provvede, nell' ambito della procedura, a:

1) ordinare le manifestazioni di interesse all' acquisto presentate nella sezione annunci della bacheca da parte delle imprese, anche in forma aggregata, per profili e durate contrattuali assimilabili, con separata evidenza di quelle per le quali viene richiesta la garanzia di ultima istanza del GSE;

2) ordinare le manifestazioni di interesse alla vendita presentate nella sezione annunci della bacheca dai produttori per profili e durate contrattuali assimilabili, con separata evidenza di quelle per le quali viene richiesta la garanzia di ultima istanza del GSE;

3) definire graduatorie preliminari delle manifestazioni di interesse alla vendita caratterizzate da un valore di prezzo pari o inferiore al valore indicato nelle manifestazioni di interesse all' acquisto, per profili e durate contrattuali assimilabili, con separata evidenza dei soggetti che richiedono la garanzia di ultima istanza del GSE;

h) sulla base degli esiti delle procedure di cui alla lettera g) e, fatto salvo il reciproco gradimento delle controparti, queste ultime possono stipulare contratti di *power purchase agreement*, aventi le caratteristiche di prezzo e durata definite dalle medesime procedure. I contratti sono stipulati tra le parti al di fuori della bacheca, con l' eventuale supporto legale del GSE, e sono soggetti all' obbligo di registrazione sulla bacheca medesima;

i) il GSE su richiesta dei produttori e delle imprese qualificati, aggiudicatari delle procedure di cui alla lettera g), assume, secondo criteri di mercato e di contenimento del rischio di inadempimento, il ruolo di garante di ultima istanza in relazione ai contratti stipulati ai sensi della lettera h);

l) ai fini della copertura degli eventuali oneri di cui alla lettera i), si provvede prioritariamente attraverso corrispettivi a carico dei contraenti, definiti dal GSE, in relazione alle tipologie di contratti definiti, nell' ambito delle regole operative di cui al comma 4 nonché a valere sulle risorse di cui al comma 2-ter dell' art. 28 del D.lgs. 199/2021;

m) il GSE individua, nell' ambito delle regole operative di cui al comma 4, forme di minimizzazione e trasferimento del rischio dei contraenti nell' ambito delle tipologie di contratto definite, anche avvalendosi della collaborazione di SACE, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

3. Per favorire la massima partecipazione alle procedure di cui al presente articolo, ARERA definisce, su proposta del GSE, specifiche linee guida riguardanti gruppi di acquisto abilitati alla contrattazione collettiva ed a lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, che promuovano l' aggregazione della domanda di energia da parte di più consumatori.

4. Entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il GSE predispose e sottopone al Ministero dell' ambiente e della sicurezza energetica, per l' approvazione, le regole operative per la presentazione delle manifestazioni di interesse e per l' accesso alla garanzia di ultima istanza, assicurando la massima semplificazione procedurale e la tempestiva informazione agli operatori. Le società del Gruppo GSE assicurano, anche mediante appositi protocolli di intesa con le associazioni territoriali o di categoria delle piccole e medie imprese, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, attività di formazione e divulgazione nei confronti delle piccole e medie imprese.

5. L' ARERA definisce le modalità attraverso cui le imprese possono approvvigionarsi di energia attraverso contratti di *power purchase agreement* ai sensi dell' articolo 4 della Direttiva (UE) 2019/944, come modificato dall' articolo 2 della Direttiva (UE) 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024.

6. Al fine di favorire la decarbonizzazione del settore industriale, attraverso la stipula di contratti a lungo termine di energia elettrica da fonti rinnovabili, i Consorzi per le Aree di Sviluppo Industriale (ASI) individuano superfici da destinare alla realizzazione di impianti di energia elettrica da fonti rinnovabili oggetto di successiva contrattualizzazione a lungo termine. A tal fine, i medesimi Consorzi, con il supporto del GSE, entro centoventi giorni dall' entrata in vigore della presente disposizione effettuano:

- 1) il censimento della disponibilità di coperture o aree pertinenti idonee alla realizzazione di impianti fotovoltaici nelle aree dei Consorzi, indicando contestualmente la destinazione catastale;
- 2) la stima del potenziale dell' autoconsumo istantaneo e delle altre forme di autoconsumo previste dal Titolo IV del Dlgs. 199/2021;
- 3) l' analisi della composizione dell' aggregato, espresso su base volontaria, dei consumi dei propri consorziati per la partecipazione alle procedure di cui al comma 2.

Relazione illustrativa

Obiettivo della proposta è quello di promuovere lo sviluppo dei contratti a lungo termine di energia da fonti rinnovabili (c.d. *Power Purchase Agreement* o PPA) con priorità per le piccole e medie imprese prevedendo:

- a) Ai commi 1, 2, 3 e 4, l' evoluzione della bacheca prevista dal comma 1 dell' articolo 28 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, da strumento volto a facilitare l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di tali a sede di negoziazione e contrattualizzazione diretta tra le parti dei suddetti contratti, con particolare attenzione alle esigenze delle piccole e medie imprese, in modo complementare alla piattaforma di negoziazione prevista dai commi 2 e seguenti in cui il GME è controparte centrale, prevedendo anche per i contratti conclusi nella bacheca il ruolo del GSE come garante di ultima istanza;
- b) Al comma 5, l' adeguamento del quadro regolatorio da parte dell' ARERA, in conformità all' art. 4 della Direttiva (UE) 944/2019 sul mercato elettrico integrato, in materia di diritti dei clienti finali a stipulare più di un contratto di fornitura per le proprie esigenze di approvvigionamento;
- c) Al comma 6, la previsione che i Consorzi per le Aree di Sviluppo Industriale possano individuare le superfici da destinare alla realizzazione di impianti di energia elettrica da fonti rinnovabili oggetto di successiva contrattualizzazione a lungo termine.

Con riferimento al comma 1, la proposta interviene sull' attuale configurazione della bacheca di cui al comma 1 dell' articolo 28 del Decreto legislativo 8 novembre 2021, n.

199, quale strumento informativo e di trasparenza dei contratti a lungo termine da energia rinnovabile stipulati.

A partire dal 2022, il GME organizza e gestisce la bacheca PPA con la finalità di:

- a) promuovere l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di contratti PPA relativi ad energia rinnovabile;
- b) consentire l'assolvimento dell'obbligo di registrazione dei contratti PPA relativi ad energia rinnovabile conclusi tra gli operatori.

Lo stesso articolo 28, al comma 2 ha poi previsto come fase successiva, in funzione dell'evoluzione del mercato, la realizzazione di una piattaforma di negoziazione da parte del GME, sulla base di specifici indirizzi del MASE, in cui gli operatori interessati stipulano contratti PPA. Considerato che una delle principali barriere alla diffusione dei contratti PPA è rappresentata dal rischio di controparte su orizzonti lunghi di approvvigionamento dell'energia, nel 2024 il predetto articolo 28, in attuazione di una riforma prevista dal capitolo REpowerEU del PNRR, è stato modificato dal D.L. 27 dicembre 2024, n. 208, introducendo il ruolo del GSE come garante di ultima istanza per i contratti stipulati sulla piattaforma di negoziazione summenzionata in cui il GME è controparte centrale. A copertura degli eventuali oneri sostenuti dal GSE quale garante di ultima istanza è stato inoltre disposto, con il comma 2-ter del suddetto articolo 28, l'utilizzo di quota parte, destinata al MASE, dei proventi derivanti dalle aste dei permessi di emissione di cui all'art. 23, co 7 del D.lgs 47/2020, nel limite di 45 milioni di euro per ciascuno degli anni 2025, 2026 e 2027.

Ciò premesso, la proposta normativa, con i commi 2, 3 e 4, è volta a rafforzare il funzionamento della bacheca PPA affinché diventi essa stessa sede di contrattazione diretta tra controparti interessate, in modo complementare alla piattaforma di cui al suddetto comma 2 dell'art. 28, con particolare attenzione alla promozione della partecipazione delle piccole e medie imprese, sulla base di procedure che saranno definite con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica tenendo conto dei criteri individuati al comma 2 della disposizione. Nello specifico, la bacheca PPA di cui al comma 1 dell'articolo 28 del D.lgs 199/21 sarà articolata in due comparti dedicati:

- Comparto negoziazioni libere (corrispondente all'attuale Comparto Annunci della Bacheca) nell'ambito del quale gli operatori potranno continuare a pubblicare annunci di acquisto e vendita di contratti PPA, liberamente definiti e configurati dai proponenti, e manifestare interesse per annunci pubblicati da altri operatori. L'eventuale conclusione dei contratti in conseguenza dell'incontro avvenuto sul segmento "negoziazioni libere" della Bacheca PPA avviene, al di fuori di quest'ultima, bilateralmente tra il proponente l'annuncio e l'operatore che ha manifestato interesse, senza che il GME assuma nessun ruolo di controparte delle

negoziazioni. I contratti eventualmente conclusi al di fuori della bacheca sono registrati sul “comparto registrazione” della Bacheca stessa.

- Comparto negoziazioni qualificate: nell’ ambito del quale gli operatori, sole se prequalificati dal GSE a tal fine, potranno presentare manifestazioni di interesse ad acquistare ovvero manifestazioni di interesse a vendere PPA e, ove venga alla fine stipulato il contratto, il GSE svolge il ruolo di garante di ultima istanza. Per beneficiare della garanzia di ultima istanza del Gse in caso di default, entrambe le controparti del contratto nella fase di partecipazione alle procedure devono espressamente indicare la volontà di avvalersene. Anche in tale comparto la conclusione del contratto avviene, al di fuori di quest’ ultima, bilateralmente tra il proponente l’ annuncio e l’ operatore che ha manifestato interesse, senza che il GME assuma il ruolo di controparte delle negoziazioni.

Si prevede inoltre che il GME svolga, nell’ ambito del comparto dedicato della bacheca, in funzione della scelta di avvalersi o meno della garanzia di ultima istanza del GSE, apposite procedure attraverso le quali le manifestazioni di interesse ad acquistare e vendere sono ordinate, per lotti e condizioni di prezzo compatibili, definendo graduatorie preliminari in considerazione delle quali, le controparti, previo reciproco gradimento, possono infine decidere di stipulare un contratto.

Al fine di beneficiare della garanzia di ultima istanza del GSE, le controparti interessate devono rispettare i requisiti di qualificazione stabiliti dal GSE medesimo. Ai fini della copertura degli eventuali oneri per il GSE quale garante di ultima istanza per i contratti conclusi in esito alle procedure svolte dal GME, si provvede prioritariamente attraverso corrispettivi a carico dei contraenti definiti sempre dal GSE, in relazione alle tipologie di contratti definiti, nonché a valere sulle risorse di cui al comma 2-ter dell’ art. 28 del D.lgs. 199/2021. A tale ultimo riguardo, la proposta interviene anche sul suddetto comma 2-ter dell’ art. 28 del D.lgs 199/21, al fine di chiarire che le risorse ivi indicate coprono altresì gli oneri di garanzia del GSE con riferimento alla bacheca. Si prevede inoltre che il GSE possa definire forme di minimizzazione o condivisione dei rischi di controparte, anche con il coinvolgimento di SACE, senza maggiori o nuovi oneri per la finanza pubblica.

Il comma 3, prevede infine che l’ ARERA definisca, su proposta del GSE, linee guida riguardanti i gruppi di acquisto che rappresentano uno strumento utile all’ aggregazione degli operatori e quindi a promuovere una maggiore accessibilità ai contratti di PPA.

Al comma 4, si prevede che le modalità e le condizioni per la partecipazione delle imprese e dei produttori interessati alle procedure previste dalla proposta e per l’ accesso alla garanzia di ultima istanza siano definite attraverso regole operative che il GSE, entro 60 giorni dall’ adozione del decreto ministeriale, sottopone al Ministero per l’ approvazione, nel rispetto dei principi di massima semplificazione e tempestività dell’ informazione agli operatori. La proposta prevede infine l’ impegno del GSE a mettere a disposizione, anche

attraverso protocolli d' intesa con le associazioni di categoria, servizi di formazione e divulgazione a beneficio degli operatori.

Con riferimento al comma 5 della proposta, relativamente all' adeguamento del quadro regolatorio da parte dell' ARERA, in conformità all' art. 4 della Direttiva (UE) 944/2019 sul mercato elettrico integrato, la previsione è finalizzata a consentire ai clienti finali di energia elettrica di poter scegliere liberamente di approvvigionarsi anche presso più fornitori. Tale possibilità promuoverà una maggiore accessibilità dei clienti finali e delle imprese ai contratti di *power purchase agreement* di energia da fonti rinnovabili.

Con riferimento al comma 6, la proposta è volta a rendere disponibile agli operatori una base informativa, in termini di aree destinabili alla realizzazione di impianti di energia rinnovabili e di potenziale di autoconsumo e di aggregazione degli operatori stessi, nell' ambito dei consorzi per le aree di sviluppo industriale, funzionale a promuovere il processo di decarbonizzazione dei consumi energetici a partire dalle suddette realtà industriali.

Relazione Tecnica

La proposta introduce un' evoluzione significativa nel quadro normativo relativo ai contratti di lungo termine per l' acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili, i cosiddetti *Power Purchase Agreement* (PPA). L' obiettivo principale è favorire la partecipazione delle imprese, con particolare attenzione alle piccole e medie imprese (PMI), a meccanismi di approvvigionamento energetico stabili e sostenibili, contribuendo alla decarbonizzazione del settore industriale. La previsione modifica l' articolo 28 del Decreto Legislativo 199/2021, prevedendo l' integrazione della bacheca PPA con nuove funzionalità. In particolare, si introduce la possibilità di negoziare contratti direttamente sulla piattaforma, sia in forma libera sia con garanzia del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), attraverso procedure organizzate dal GME. Questa evoluzione risponde alla necessità di creare un mercato più trasparente e accessibile, riducendo le barriere di ingresso per le PMI e favorendo la stabilità dei prezzi dell' energia.

Essendo la predetta evoluzione della bacheca un ulteriore strumento rispetto quanto già previsto dall' ' articolo 28, comma 2, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, si prevede che il nuovo quadro di riferimento possa contribuire al raggiungimento del target PNIEC per lo sviluppo dei contratti a lungo termine. Si stima che al 2030, la stipula di contratti PPA attraverso impianti rinnovabili per una potenza di circa 10 GW, principalmente da tecnologia fotovoltaica (7 GW) e eolica (3 GW) potrà interessare consumi per un totale pari a circa 15,7 TWh/anno.

Le attività svolte dal GSE e dal GME secondo quanto previsto dalla proposta normativa non hanno impatto sul bilancio dello Stato in quanto saranno realizzate nell' ambito delle ordinarie attività svolte dai suddetti enti a legislazione vigente. L' intervento di garanzia di ultima istanza del GSE, anche con il coinvolgimento di SACE, per i contratti conclusi con le procedure previste dalla nuova disposizione è coperto prioritariamente con i corrispettivi

che saranno versati dai contraenti che beneficiano della stessa nonché a valere di quota parte dei proventi delle aste ETS per gli anni 2025, 2026 e 2027 nella misura e con le modalità già individuate dal comma 2-ter dell' articolo 28 del D.lgs. 199/21, senza ulteriori oneri a carico della finanza pubblica. L' intervento di garanzia sarà disciplinato nel rispetto delle vigenti norme sugli aiuti di Stato in materia di garanzie pubbliche.

4. NORMA DECALAGE BIOLIQUIDI E BIOMASSE

Art XX

(Misure per la riduzione degli oneri generali di sistema derivanti dalle bioenergie)

1. All' articolo 5 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito con modificazioni dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11 sono apportate le seguenti modificazioni:

a) il comma 1 è abrogato;

b) al comma 2 le parole: «fino alla data di entrata in operatività del meccanismo di cui al comma 1 e comunque non oltre il 31 dicembre 2025» sono sostituite dalle seguenti: «e sino al 31 marzo 2026»;

c) dopo il comma 2 è inserito il seguente:

«2-bis. Entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l' Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente aggiorna il meccanismo di cui al comma 2 per gli anni dal 2026 al 2030 sulla base dei seguenti principi e criteri:

a) i prezzi minimi garantiti sono differenziati sulla base della potenza degli impianti e del relativo contributo alla flessibilità del sistema elettrico;

b) i prezzi minimi garantiti sono riconosciuti per un numero massimo di ore annue, anche differenziate fra tipologie di impianti, sulla base di esigenze di copertura della domanda attesa effettuate da Terna;

c) i prezzi minimi garantiti tengono conto delle esigenze di continuità di produzione degli impianti connessi ai siti produttivi anche in assetto di autoproduzione;

d) i prezzi minimi garantiti sono ridotti annualmente sino all' azzeramento a decorrere dal 1° gennaio 2031. La riduzione di cui alla presente lettera:

1) è maggiore per gli impianti che abbiano terminato entro il 31 dicembre 2025 i relativi meccanismi di incentivazione;

2) per gli impianti il cui meccanismo di incentivazione scade nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2026 e il 31 dicembre 2029, si applica a decorrere dalla data di scadenza del medesimo meccanismo.

3) tiene conto dei benefici cumulati con il meccanismo di cui al comma 2.»

2. All' articolo 24, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, dopo il comma 8 è inserito il seguente:

«8-bis. Entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l' Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente aggiorna il meccanismo di cui al comma 8 sulla base dei seguenti principi e criteri:

a) non è consentito l' accesso al regime di cui al comma 8 per gli impianti con incentivi scaduti o in scadenza che non abbiano presentato richiesta di accesso, alla data di entrata in vigore della presente disposizione;

b) i prezzi minimi garantiti sono differenziati sulla base della potenza degli impianti e del relativo contributo alla flessibilità del sistema elettrico;

c) i prezzi minimi garantiti sono riconosciuti per un numero massimo di ore annue, anche differenziate fra tipologie di impianti, sulla base di esigenze di copertura della domanda attesa effettuate da Terna;

d) i prezzi minimi garantiti tengono conto delle esigenze di continuità di produzione degli impianti connessi ai siti produttivi anche in assetto di autoproduzione;

e) fatto salvo quanto previsto dalla lettera f), i prezzi minimi garantiti sono ridotti annualmente sino all' azzeramento a decorrere dal 1° gennaio 2031. La riduzione di cui alla presente lettera:

1) è maggiore per gli impianti che abbiano terminato i relativi meccanismi di incentivazione antecedentemente alla data del 28 luglio 2023;

2) per gli impianti che hanno rinunciato agli incentivi ai sensi del comma 8, la riduzione si applica a decorrere dalla data di scadenza naturale degli stessi.

f) per gli impianti di cui alla lettera e), punto 2) con incentivi in scadenza oltre il 31 dicembre 2030, il riconoscimento dei prezzi minimi garantiti è in ogni caso garantito fino a scadenza naturale degli incentivi.

3. L' Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente aggiorna i meccanismi di cui ai commi 1 e 2 al fine di garantire un limite annuo di spesa a valere sugli oneri generali di sistema, pari a:

a) 700 milioni di euro per l' anno 2026, ivi compresi gli oneri derivanti dal comma 1, lettera b) del presente articolo, 537 milioni di euro per l' anno 2027, 331 milioni di euro per l' anno 2028, 208 milioni di euro per l' anno 2029, 100 milioni di euro per l' anno 2030 per il meccanismo di cui all' articolo 5 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito con modificazioni dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11, come modificato dal comma 1 del presente articolo;

b) 500 milioni di euro per l' anno 2026, 463 milioni di euro per l' anno 2027, 419 milioni di euro per l' anno 2028, 292 milioni di euro per l' anno 2029, 150 milioni di euro per l' anno 2030, per il meccanismo di cui all' articolo 24, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, come modificato dal comma 2 del presente articolo.

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

L' articolo proposto introduce una disposizione volta a ridurre l' impatto derivante dall' applicazione dei prezzi minimi garantiti per impianti alimentati da biogas, biomassa e bioliquidi sostenibili sulla componente ASOS della bolletta elettrica.

Nel 2023 sono stati previsti per tali impianti, caratterizzati da costi operativi elevati e per i quali i soli ricavi sul mercato dell' energia elettrica non sono sufficienti a garantire l' esercizio in condizioni di efficienza, meccanismi emergenziali di integrazione ai ricavi.

La capacità produttiva di tali impianti rappresenta, infatti, una importante risorsa funzionale a garantire in una fase transitoria il mantenimento delle traiettorie di decarbonizzazione delineate dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi al 2030.

L' aggiornamento dei meccanismi di incentivazione previsti a legislazione vigente ha un duplice obiettivo:

a) accompagnare tali impianti al *phase out* con un meccanismo di incentivazione decrescente nel periodo 2026-2030, che garantisca, per tale periodo, comunque, un apporto importante per la generazione elettrica e termica, e la possibilità per il mondo produttivo di adeguarsi alla sostituzione o l' integrazione tecnologica per sostenere la domanda di energia;

b) ridurre in modo efficiente l' impatto dei prezzi minimi garantiti sugli oneri generali di sistema, componente ASOS.

I meccanismi di integrazione dei ricavi sono pertanto rivisti in modo tale da non gravare sugli oneri generali di sistema oltre il 2030, e in ogni caso per non più di 1200 milioni di euro per l' anno 2026, di 1000 milioni di euro per l' anno 2027, di 750 milioni di euro per l' anno 2028, di 500 milioni di euro per l' anno 2029, di 250 milioni di euro per l' anno 2030.

Per quanto riguarda i bioliquidi, il nuovo meccanismo sostituisce il regime di contrattualizzazione della capacità previsto dall' articolo 5 comma 1 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181. Si prevede una proroga dell' attuale meccanismo per un periodo di tre mesi, nelle more dell' adozione del nuovo meccanismo da parte di Arera. Nella definizione dei PMG per il periodo 2026-2030, l' Arera dovrà differenziare la remunerazione

sulla base della potenza degli impianti o inserire un tetto alle ore di produzione remunerate, sulla base delle esigenze di copertura della domanda effettuate da Terna.

Si prevede un decremento graduale dei PMG sino all' azzeramento a partire dal 1° gennaio 2031. Contribuiranno a tale decrescita in modo maggiore gli impianti che hanno già cessato l' incentivazione al 31 dicembre 2025 e che, avendo già ammortizzato il costo dell' impianto, hanno pertanto maggiormente beneficiato del meccanismo transitorio vigente sino alla medesima data. Si tutelano maggiormente gli impianti il cui sistema di incentivazione scade nel periodo compreso fra il 1° gennaio 2026 e il 31 dicembre 2029, al fine di non discriminarli rispetto agli altri impianti che hanno goduto pienamente dell' integrazione tariffaria per l' intero periodo di vigenza dell' incentivazione.

Anche per gli impianti biogas e biomasse si dispone un aggiornamento del meccanismo dei prezzi minimi garantiti. Anche per tali impianti si pone al 31 dicembre 2030 la cessazione dell' integrazione dei ricavi, garantendo in ogni caso per gli impianti che hanno rinunciato ai meccanismi incentivanti, l' erogazione dei PMG fino a scadenza naturale degli incentivi. Contribuiranno maggiormente alla riduzione dell' onere del meccanismo gli impianti che hanno già cessato l' incentivazione al 28 luglio 2023 in quanto hanno già goduto maggiormente del beneficio rispetto a coloro che devono ancora parzialmente ammortizzare il costo degli impianti.

Per evitare un eccessivo incremento del costo della misura, si prevede che non possano accedere al meccanismo revisionato coloro che non abbiano alla data di entrata in vigore della disposizione optato per l' accesso al meccanismo previgente. Dalle stime attuali, si prevede che tali impianti possano essere circa un migliaio con una potenza totale di 800 MW. L' eventuale adesione farebbe lievitare il costo della misura dagli attuali circa 700 milioni a 1500 milioni al 2030.

Come per il caso dei bioliquidi, anche per gli impianti biogas e biomassa i prezzi minimi garantiti potranno essere differenziati sulla base della potenza degli impianti e del relativo asservimento ai cicli produttivi; potrà essere individuato anche un numero massimo di ore produttive riconosciute ai fini dell' integrazione dei ricavi, sulla base di valutazioni effettuate da Terna circa l' esigenza di copertura della domanda elettrica.

RELAZIONE TECNICA

L' aggiornamento dei meccanismi è demandato all' ARERA che dovrà garantire un onere sugli ASOS non superiore a 1200 milioni di euro per l' anno 2026, 1000 milioni di euro per l' anno 2027, 750 milioni di euro per l' anno 2028, 500 milioni di euro per l' anno 2029, 250 milioni di euro per l' anno 2030.

Per il solo lasso temporale 2026-2030, si consideri che a legislazione vigente dai dati del monitoraggio PNIEC, l' onere sulla componente ASOS per i **PMG biomasse e biogas** sarebbe crescente nel tempo, considerato la possibilità di adesione ai PMG entro il 2027 attraverso la rinuncia agli incentivi. Si stima che i PMG biomasse e biogas cubino 674 milioni di euro per l' anno 2026, 861 milioni di euro per l' anno 2027, 1263 milioni di euro per l' anno 2028, 1409 milioni di euro per l' anno 2029 e 1496 milioni di euro per l' anno 2030.

Per i **bioliquidi**, invece, si stima che il meccanismo definitivo previsto dall' articolo 5 del dl energia comporti un costo medio annuo per il periodo 2026- 2030 pari a 1000 milioni di euro. Questa stima tiene conto del costo per l' anno 2025 del meccanismo transitorio, pari a 1,04 miliardi di euro. Rispetto a tale meccanismo, il regime definitivo, nel caso in cui andasse in vigore nel 2026, prevederebbe un cap di 1000 ore solo sulla produzione degli impianti non asserviti, che comporterebbe un risparmio di 100 milioni di euro circa, rispetto al costo 2025 del meccanismo transitorio. Negli anni 2026-2030 bisogna tener conto però dell' incremento dei PMG, che deriverebbe dalla scadenza progressiva dei meccanismi di incentivazione originari, il cui ammontare sarebbe traslato sugli stessi PMG per garantire la medesima intensità del ricavo finale (incentivo+PMG). Pertanto, cautelativamente si ipotizza un costo medio annuo di 1 miliardo.

Sulla base di tali presupposti la norma garantirebbe per il solo periodo 2026-2030 i risparmi riportati in calce, per un totale cumulato di 7 miliardi di euro.

	costo annuo Mn euro leg vigente					2026-2030
	2026	2027	2028	2029	2030	
biogas e biomasse	674	861	1263	1409	1496	5703
bioliquidi	1000	1000	1000	1000	1000	5000
ASOSa legislazione vigente	1674	1861	2263	2409	2496	10703
CAP Spesa norma	1200	1000	750	500	250	3700
RISPARMI	474	861	1513	1909	2246	7003

	cap annuo ripartito per meccanismi				
	2026	2027	2028	2029	2030
biogas e biomasse	500	463	419	292	150
bioliquidi	700	537	331	208	100
cap	1200	1000	750	500	250

5. NORMA VENDITA GAS + BENEFICIO INDUSTRIALI

Art xxx

(Misure urgenti per l' abbattimento del prezzo della bolletta del gas)

1. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Gestore dei servizi energetici - GSE S.p.A, nei termini e con le modalità stabiliti con atto di indirizzo del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, da adottarsi entro il 31 dicembre 2025, vende il gas stoccato ai sensi dell' articolo 5-bis del decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50, convertito, con modificazioni, dalla legge 15 luglio 2022, n. 91. Entro il 15 aprile 2026, le risorse incassate dalla vendita sono versate dal GSE alla Cassa per i servizi energetici e ambientali ai sensi dell' articolo 5-bis, comma 4, ultimo periodo del medesimo decreto-legge n. 50 del 2022 per le finalità di cui al comma 3.

2. Entro il 15 aprile 2026 sono versate alla Cassa per i servizi energetici e ambientali altresì le risorse rinvenienti dalla vendita da parte dell' impresa maggiore di trasporto di gas naturale, secondo i termini e le modalità definiti dall' Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA), del gas stoccato ai sensi dell' articolo 1, comma 1, del decreto del Ministro della transizione ecologica 22 giugno 2022, pubblicato nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse n. 6 del 30 giugno 2022.

3. L' Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), con uno o più provvedimenti da adottare entro il 31 gennaio 2026, definisce le modalità secondo cui siano oggetto di riduzione, per l' anno 2026, gli oneri e le ulteriori componenti tariffarie di trasporto e distribuzione del gas naturale applicati alle utenze dei clienti finali industriali, nel limite delle risorse di cui ai commi 1 e 2, fatto salvo quanto previsto all' art xx comma 2 [norma psv ttf]. La riduzione deve privilegiare le classi tariffarie ovvero gli scaglioni con i livelli di oneri più elevati, anche al fine di perseguire un allineamento dei livelli di agevolazione applicati alle varie classi ovvero scaglioni.

Relazione illustrativa

La misura prevede al comma 1 la valorizzazione a mercato del gas stoccato dal GSE ai sensi dell' articolo 5-bis del decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50, pari a 1 mld di smc. Dalla valorizzazione di tale gas si attende un incasso intorno ai 310 milioni di euro.

La misura prevede al comma 2 la valorizzazione a mercato del gas stoccato da SNAM e pari a 1,1 miliardi di smc. Dalla valorizzazione di tale gas si stima un incasso pari a 340 milioni di euro. Quota parte di tale incasso, per un massimo atteso di 200 milioni, è utilizzato a

copertura degli eventuali oneri che potrebbero essere generati dalla misura TTF-PSV (Vd articolo XX).

La disposizione prevede al comma 3 che il beneficio derivante dai commi 1 e 2, al netto della copertura della misura psv ttf, per una somma pari a 450 milioni di euro sia destinato all' abbattimento degli oneri e delle ulteriori componenti tariffarie di trasporto e distribuzione gas per i clienti finali industriali. L' intensità dell' aiuto sarà differenziata tra le classi tariffarie e gli scaglioni di consumo e sarà maggiore per i soggetti (pmi) che non beneficiano a legislazione vigente di sconti tariffari (soggetti elenco gasivori). A titolo esemplificativo, un' impresa non già beneficiaria di sconti, allacciata alla rete di distribuzione di gas naturale e caratterizzata da consumi di gas non superiori a 200.000 smc/anno, beneficerebbe di un risparmio di circa 7,5 € /MWh. Nel caso di un' impresa allacciata alla rete di trasporto con consumi superiori a 200.000 smc/anno, inclusa nella classe di agevolazione cd "classe val" , il beneficio è stimato nell' ordine di 2,5 € /MWh.

Relazione Tecnica

La misura prevede (comma 1) che il GSE, sulla base di indirizzi del MASE, venda il gas stoccato ai sensi dell' articolo 5-bis del decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50, e che le risorse rinvenienti siano versate alla CSEA. Dalla valorizzazione a mercato del gas stoccato dal GSE, pari a 1 mld di smc, è atteso un incasso intorno ai 310 milioni di euro.

Si stabilisce quindi (comma 2) la valorizzazione a mercato del gas stoccato da SNAM e pari a 1,1 miliardi, dalla quale è atteso un incasso stimato pari a 340 milioni di euro che in quota parte, per un massimo di 200 milioni, è utilizzato a copertura degli eventuali oneri generati dalla misura TTF-PSV (Vd articolo XX).

Le risorse rinvenienti dall' attuazione dei commi 1 e 2, al netto della copertura della misura psv ttf, pari a 450 milioni di euro, sono utilizzate per l' abbattimento degli oneri e delle ulteriori componenti tariffarie di trasporto e distribuzione del gas per i clienti finali industriali.

Per quanto sopra, ai fini della riduzione dei costi della fornitura di gas per i clienti industriali, la disposizione utilizza risorse rinvenienti dalla valorizzazione a mercato di gas nella disponibilità del sistema e, pertanto, non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

6. NORMA PSV TTF

ART. xx

(Misure volte a promuovere la concorrenza e l' integrazione dei mercati all' ingrosso del gas)

1. Al fine di promuovere la concorrenza nel mercato nazionale del gas naturale all' ingrosso e la piena integrazione del mercato medesimo nel mercato interno europeo, anche mediante la compensazione degli effetti sui prezzi registrati nel mercato del gas naturale italiano derivanti dal cumulo dei costi di trasporto per l' importazione del gas naturale dall' Europa del Nord, l' Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) introduce un servizio di liquidità caratterizzato da:

a) la sottoscrizione di contratti, tra l' impresa maggiore di trasporto di gas naturale italiana e operatori selezionati mediante procedure competitive svolte sulla base di criteri e modalità stabiliti dall' Autorità stessa, che prevedono:

1) il diritto degli operatori selezionati di ricevere, da parte dell' impresa maggiore di trasporto di gas naturale italiana, un premio determinato in esito alle procedure competitive;

2) l' obbligo, in capo agli operatori selezionati, di formulare offerte di vendita sui mercati a pronti del gas naturale, eventualmente anche in sessioni ad asta, di predefiniti quantitativi giornalieri di gas naturale a prezzi pari alla somma tra quelli registrati al *Title transfer facility* (TTF) in orizzonti temporali prossimi a quelli in cui è prevista l' offerta sul mercato italiano e un corrispettivo, funzionale a contenere il rischio di volatilità dei prezzi di mercato, determinato da ciascun operatore selezionato nei limiti di un valore massimo stabilito dall' Autorità stessa;

3) l' obbligo, in capo agli operatori selezionati, di riconoscere, in favore dell' impresa maggiore di trasporto di gas naturale italiana, gli eventuali ricavi ottenuti dalla cessione dei quantitativi giornalieri di gas naturale di cui al numero 2) ed eccedenti quelli corrispondenti al prezzo di offerta di cui al medesimo numero;

4) l' obbligo, in capo agli operatori selezionati, di immettere, da uno o più punti d' entrata nella rete nazionale dei gasdotti, individuati dall' Autorità stessa, la quantità eventualmente ceduta in adempimento agli obblighi di cui al numero 2);

b) la definizione, da parte dell' Autorità stessa, di un fabbisogno di gas naturale oggetto degli obblighi di offerta sui mercati a pronti cui alla lettera a), numero-2), anche differenziato a livello infra-annuale.

2. L' ARERA provvede alla copertura degli eventuali oneri derivanti dall' attuazione della misura di cui al comma 1, mediante le risorse di cui all' art xxx, comma 2 [NORMA 5 VENDITA GAS SNAM]. Gli eventuali proventi derivanti dal comma 1, lettera a), numero 3 sono destinati alla riduzione degli oneri di trasporto gas.

3. Al fine che il Governo possa valutare l' opportunità di promuovere azioni finalizzate a superare le distorsioni di mercato legate al cumularsi dei costi di trasporto che gli operatori sono tenuti a sostenere per l' uso delle infrastrutture che collegano i sistemi energetici di Italia, Germania e Svizzera, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l' ARERA presenta al Ministero dell' ambiente e della sicurezza energetica una

proposta per la piena integrazione dei mercati del gas naturale italiano e tedesco attraverso le infrastrutture di trasporto in territorio svizzero.

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Con riguardo all' **articolo XX** (*Misure volte a promuovere la concorrenza e l' integrazione dei mercati all' ingrosso del gas*) si rappresenta che il mercato all' ingrosso del gas naturale italiano – che prevede la cessione del gas negoziato al c.d. Punto di Scambio Virtuale (o PSV) – ha storicamente presentato prezzi più elevati di quelli determinati nei mercati del nord Europa e, in particolare, di quelli che caratterizzano gli scambi sul mercato olandese del *Title Transfer Facility* (TTF). Questo differenziale – penalizzante per il mercato italiano – trova ragione nelle modalità con cui, ad oggi, la normativa euro-unitaria relativa al gas naturale prevede che, diversamente da quella adottata nel settore dell' energia elettrica, vengano coperti i costi fissi delle infrastrutture di trasporto. In particolare, questa normativa prevede, di fatto, che vengano applicati corrispettivi al gas che entra e che esce da un sistema (corrispettivi di *entry* e di *exit*) anche se – come nel caso di specie – il trasporto del gas non causi costi incrementali (se non di minima entità), né vi siano problemi di disponibilità di capacità di trasporto.

La metodologia utilizzata per la copertura dei costi delle infrastrutture di trasporto gas causa, quindi, il c.d. effetto *pancaking*; per cui il costo del gas naturale aumenta, anche significativamente, più sistemi sono attraversati; con effetti di significativa inefficienza produttiva e allocativa oltre che bloccando di fatto la piena integrazione del mercato gas europeo.

La gravità dell' effetto *pancaking* per il mercato italiano è tanto maggiore in quanto, per soddisfare la domanda di gas italiana, è necessario importare dal nord Europa quantità marginali di gas, che – essendo il gas naturale all' ingrosso una *commodity* – finiscono per determinare il prezzo di mercato per tutte le quantità importate/negoziate in Italia.

Per promuovere la concorrenza nel mercato del gas naturale all' ingrosso e la piena integrazione del mercato nazionale in quello europeo, la presente disposizione prevede, nell' attesa di individuare soluzioni strutturali che risolvano il problema del *pancaking*, adottando una regolamentazione analoga a quella prevista nel settore elettrico, che ARERA introduca uno specifico servizio “di liquidità” che preveda l' offerta sul mercato italiano, a prezzi prossimi a quelli del TTF, di quantità di gas naturale sufficienti a soddisfare il fabbisogno non copribile ragionevolmente dalle importazioni più competitive via LNG e via gasdotti da sud.

Il comma 2 prevede che alla copertura degli oneri derivanti dalla predetta misura, l' ARERA vi provveda mediante le risorse che derivano dalla vendita del **gas stoccato ai sensi dell' art xx comma 2 del presente decreto, nel limite di 200 milioni.**

Il comma 3, infine, stabilisce che entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l' ARERA presenti al Ministero dell' ambiente e della sicurezza energetica una proposta per la piena integrazione dei mercati del gas naturale italiano e tedesco attraverso le infrastrutture di trasporto in territorio svizzero; ciò al fine di garantire la possibilità, per il Governo, di valutare la promozione di azioni finalizzate a superare le distorsioni di mercato connesse al cumularsi dei costi di trasporto che gli operatori del settore sono tenuti a sostenere per l' uso delle infrastrutture che collegano i sistemi energetici di Italia, Germania e Svizzera.

RELAZIONE TECNICA

La misura di cui al presente articolo – volta a promuovere la concorrenza nel mercato nazionale del gas naturale all' ingrosso e la piena integrazione del mercato stesso nel contesto del mercato interno europeo – non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Si stima che il costo della misura, relativo alla copertura degli oneri derivanti dall' attuazione della stessa mediante una rimodulazione dei corrispettivi applicati al servizio di trasporto del gas naturale, sia dell' ordine, orientativamente, e non più di 200 milioni di euro a valere sulle risorse di cui al **comma 2 dell' art xxx.**

Tale valore è stimato assumendo premi pari al prodotto tra i costi di trasporto adeguatamente maggiorati e le quantità soggette a obbligo di offerta, stabiliti da ARERA, orientativamente stimabili in circa 10 milioni di smc anno per tutto l' anno (a un costo unitario di ca 2,5 € /smc) più circa ulteriori 20 milioni di smc annui per 150 giorni del periodo invernale (a un costo unitario di ca 4 € /smc).

A fronte di tali costi, in caso di azzeramento dello *spread* tra il prezzo TTF e quello PSV, la misura determinerebbe un beneficio lordo stimato di almeno 2 € /MWh, pari a 2€ /Smc di riduzione del prezzo all' ingrosso del gas in Italia.

Si stima, conseguentemente, un **beneficio annuo di 800 milioni** di euro per i consumatori gas (stimato come prodotto dei suddetti 2 € /smc per ca 40 Mld smc di consumi diversi da quelli dei termoelettrici a gas), e di **ulteriori 800 milioni di euro per i consumatori elettrici** (attraverso la riduzione dei prezzi all' ingrosso di energia elettrica connessi alla riduzione dei prezzi del gas utilizzato dalle centrali termoelettriche).

Qualora invece la misura non riuscisse ad azzerare lo *spread* tra il prezzo al TTF e quello al PSV, ad esempio poiché le quantità contrattualizzate con il meccanismo di liquidità si rilevassero minori di quelle necessarie a riportare i prezzi allo stesso livello, il gas ceduto in applicazione della misura sarebbe venduto a prezzi più elevati di quelli previsti contrattualmente (TTF). Ai sensi del comma 1, lettera a) punto 3) in questi casi i maggiori proventi devono essere retrocessi da parte degli operatori selezionati a SNAM, generando un beneficio per il sistema che viene retrocesso, ai sensi del comma 2, all' abbattimento degli oneri di trasporto gas.



7. TEMA GARANZIE DI ORIGINE BIOMETANO E HARD TO ABATE

Art xx

(Modifiche urgenti relative ai contratti di cessione di biometano)

1. All' articolo 5-bis, del decreto-legge 15 maggio 2024, n. 63, convertito con legge 12 luglio 2024, n. 101, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 2 è aggiunto in fine il seguente periodo: «Non è consentito, in ogni caso, la traslazione, anche indiretta, del valore delle garanzie d' origine sulle altre voci di costo del contratto.»

b) è aggiunto in fine il seguente comma:

«2-bis. Al fine di garantire la trasparenza e la correttezza dei contratti stipulati ai sensi del comma 2, negli accordi di compravendita è data evidenza delle singole voci di costo. A tal fine, gli operatori possono avvalersi di clausole contrattuali standard rese disponibili dall' Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA), su proposta del GSE. Il GSE monitora la conformità dei contratti a quanto previsto al comma 2 e al primo periodo del presente comma, per eventuali successive segnalazioni all' Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA).»

2. Le disposizioni di cui al comma 1 si applicano ai contratti in essere alla data di entrata in vigore del presente decreto.

Testo coordinato

Decreto legge 15/05/2024, n. 63

Art. 5-bis. Misure urgenti per garantire la continuità produttiva agli impianti di biogas e biometano alimentati con biomasse agricole

(...)

2. Per favorire la produzione di biometano da biomasse agricole e incrementarne l'utilizzo nelle diverse filiere produttive difficili da decarbonizzare, ferme restando le disposizioni di cui [all'articolo 11, comma 5, lettera d\), del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 14 luglio 2023, n. 224](#), ai fini dell'attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 11, comma 5, lettera a), del medesimo decreto per biometano autoconsumato è da intendersi il consumo diretto di biometano effettuato nell'ambito del medesimo sito di

produzione da parte di un cliente finale anche per il tramite di un produttore terzo ovvero, per i clienti finali negli usi difficili da decarbonizzare, in altro sito purché il produttore sia soggetto alle istruzioni del cliente medesimo sulla base di un accordo di compravendita del biometano prodotto che preveda un prezzo medio mensile nullo delle garanzie d'origine e che consenta un beneficio analogo a quello che deriverebbe dall'applicazione delle predette disposizioni relative al regime di autoconsumo in sito. **Non è consentito, in ogni caso, la traslazione, anche indiretta, del valore delle garanzie d' origine sulle altre voci di costo del contratto.**

2-bis. Al fine di garantire la trasparenza e la correttezza dei contratti stipulati ai sensi del comma 2, negli accordi di compravendita è data evidenza delle singole voci di costo. A tal fine, gli operatori possono avvalersi di clausole contrattuali standard rese disponibili dall' Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA), su proposta del GSE. Il GSE monitora la conformità dei contratti a quanto previsto al comma 2 e al primo periodo del presente comma, per eventuali successive segnalazioni all' Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA).

Relazione illustrativa

La disposizione ha l' intento di evitare che i produttori di biometano traslino il costo delle garanzie di origine al settore hard to abate, eludendo il disposto della norma di cui all' articolo 5-bis del decreto-legge 15 maggio 2024, n. 63. Secondo tale disposizione, i produttori devono trasferire le garanzie di origine ai soggetti hard to abate a prezzo nullo, dovendo ricevere il controvalore delle stesse da parte del GSE sulla base di quanto disposto dal medesimo articolo 5-bis e dal meccanismo di incentivazione.

La disposizione in esame vuole evitare che i produttori di biometano traslino tale costo, anche in modo indiretto, su altre voci di costo del contratto. Si prevede per aumentare la trasparenza dei contratti che gli operatori possano avvalersi di clausole contrattuali standard definite dall' ARERA su proposta GSE. Inoltre, è prevista un' attività di monitoraggio da parte del GSE, nell' ambito delle attività di controllo che già svolge nella gestione dei meccanismi di incentivazione, al fine di eventuali segnalazioni ad ARERA.

Relazione tecnica

La norma interviene sulle modalità con cui i privati, produttori di biometano e soggetti industriali hard to abate, definiscono la contrattualizzazione dei volumi di biometano, al fine di evitare comportamenti elusivi delle disposizioni vigenti in materia di annullamento del

valore delle garanzie di origine da parte dei produttori di biometano che si ripercuote negativamente nella definizione del prezzo di acquisto da parte dei soggetti industriali hard to abate.

Si interviene esclusivamente sulle clausole contrattuali che devono essere rese disponibili dall' ARERA su indicazione del GSE.

L' attività di monitoraggio da parte del GSE e di vigilanza da parte dell' ARERA avviene nell' ambito delle ordinarie attività dei predetti soggetti e già svolte con le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente.

8. NORME DL RETI

ART. 1

(Misure urgenti per la connessione alla rete degli impianti alimentati a fonti rinnovabili)

1. La società Tema s.p.a., nel portale di cui all' articolo 9, comma 1, lettera a), del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito, con modificazioni, dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11, pubblica la capacità massima addizionale da impianti a fonti rinnovabili e da impianti di accumulo, fatta eccezione per quelli *off-shore*, che può essere integrata in ciascuna porzione della rete elettrica di trasmissione nazionale, determinata dalla società medesima sulla base di quanto stabilito ai sensi del comma 2. Tema s.p.a. provvede ad aggiornare trimestralmente la capacità massima addizionale determinata ai sensi del primo periodo sulla base dei titoli abilitativi rilasciati per la costruzione e l' esercizio degli impianti di generazione e delle opere di rete, nonché delle richieste di connessione e dell' entrata in esercizio dei medesimi impianti.

2. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Ministero dell' ambiente e della sicurezza energetica, sentita l' Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), stabilisce i criteri, anche funzionali, e le modalità operative a cui Tema s.p.a. si attiene per lo svolgimento delle attività di cui al comma 1, nel rispetto dei principi di trasparenza e imparzialità, assicurando che la capacità di rete sia dimensionata coerentemente con gli obiettivi del Piano nazionale di ripresa e resilienza, del Piano nazionale integrato per l' energia e il clima, nonché con quelli di politica energetica nazionale ed europea e nel rispetto dell' obiettivo generale di massimizzazione della competitività delle procedure di cui all' articolo 5 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199. Per lo svolgimento delle attività di cui al comma 1, Tema s.p.a. tiene altresì conto delle previsioni sulla capacità degli impianti di generazione da fonti rinnovabili effettuate dai gestori del sistema di distribuzione sulle reti di propria competenza.

3. Al decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) all' articolo 4, comma 1:

1) alla lettera a), dopo le parole «comma 1» sono inserite le seguenti: «, fatta eccezione per quelle di sviluppo e potenziamento della rete di trasmissione nazionale relative a impianti da fonti rinnovabili di cui all' articolo 10-bis, commi 8 e 10»;

2) dopo la lettera d), sono inserite le seguenti:

"d-bis) «gestore del sistema di trasmissione nazionale»: il gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell' articolo 1-ter, comma 1, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 e del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 115 del 18 maggio 2004;

d-ter) «gestori del sistema di distribuzione»: i gestori della rete di distribuzione elettrica ai sensi dell' articolo 9 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;" ;

b) dopo l' articolo 10, è inserito il seguente:

«ART. 10-bis

(Disciplina delle soluzioni di connessione alla rete elettrica)

1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l' ARERA aggiorna le condizioni tecniche ed economiche, nonché le modalità procedurali per le connessioni alla rete elettrica degli impianti a fonti rinnovabili e degli impianti di accumulo, fatta eccezione per quelli *off-shore*, prevedendo:

a) che il gestore della rete di trasmissione nazionale:

- 1) sia autorizzato a rilasciare soluzioni di connessione che afferiscono a un punto di connessione anche in eccesso alla capacità massima accoglibile nel medesimo punto;
- 2) allochi la capacità di rete disponibile e rilasci le relative soluzioni di connessione tramite procedure trasparenti e non discriminatorie;
- 3) assegni definitivamente la capacità di rete disponibile ai soggetti risultati assegnatari nell' ambito delle procedure di cui al numero 2) e che siano in possesso del titolo abilitativo ai sensi dell' ' articolo 8 o dell' autorizzazione unica ai sensi dell' articolo 9;
- 4) pianifichi soluzioni di connessione tenendo conto della massima capacità per porzione di rete, nonché di un obiettivo generale di rafforzamento della competitività delle procedure di cui all' articolo 5 del decreto legislativo n. 199 del 2021;

b) che i gestori del sistema di distribuzione:

- 1) possano rilasciare, tramite procedure trasparenti e non discriminatorie, soluzioni di connessione sulle reti di competenza che afferiscano a un punto di connessione anche in eccesso alla capacità massima accoglibile nel medesimo punto;
- 2) siano autorizzati a rilasciare soluzioni di connessione sulle reti di bassa tensione anche in relazione a impianti che entrino in esercizio prima della realizzazione degli interventi eventualmente necessari sulle reti di alta e altissima tensione;

c) ogni misura utile a garantire, nel quadro dei principi, delle finalità e delle attribuzioni dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, un' efficiente gestione della capacità della rete, anche mediante misure decadenziali delle soluzioni di connessione in caso di esito negativo delle procedure abilitative o autorizzatorie o di mancato rispetto dei termini di cui al comma 7 del presente articolo.

I numeri 2) e 3) della lettera a) non si applicano nel caso di richieste di connessione relative alla realizzazione di impianti di distribuzione dell' energia elettrica o al potenziamento ovvero all' ampliamento di impianti di distribuzione dell' energia elettrica esistenti, presentate dai gestori del sistema di distribuzione.

2. Nelle more della pubblicazione dei provvedimenti adottati dall' ARERA ai sensi del comma 1, il gestore del sistema di trasmissione nazionale e i gestori del sistema di distribuzione possono rilasciare soluzioni di connessione che afferiscono a un determinato punto di connessione alla rete in eccesso alla capacità massima accoglibile nel medesimo punto di connessione.

3. A far data dalla pubblicazione dei provvedimenti adottati dall' ARERA ai sensi del comma 1, perdono efficacia le soluzioni di connessione alla rete elettrica di trasmissione nazionale, riferite a progetti di impianti da fonti rinnovabili o di impianti di accumulo non abilitati o non autorizzati, già rilasciate e non validate dal gestore del sistema di trasmissione nazionale, fermo restando il diritto dei soggetti interessati di partecipare alle procedure di cui al comma 1, lettera a), numero 2). Il gestore del sistema di trasmissione nazionale comunica ai soggetti e alle autorità competenti interessati la perdita di efficacia

ai sensi del primo periodo. Con i medesimi provvedimenti adottati ai sensi del comma 1, l' ARERA stabilisce altresì le modalità di restituzione ovvero di rimodulazione dei corrispettivi di connessione già versati dai soggetti titolari delle soluzioni di connessione che perdono efficacia ai sensi del primo periodo del presente comma.

4. Il gestore della rete elettrica di trasmissione nazionale nell' ambito delle proprie attività di pianificazione territoriale e nelle procedure di cui al comma 1 lettera a), tiene conto delle soluzioni di connessione relative a progetti di impianti da fonti rinnovabili o di impianti di accumulo che abbiano ottenuto, alla data di pubblicazione dei provvedimenti di cui al comma 1, un provvedimento di esenzione dalla VIA o un provvedimento favorevole di valutazione dell' impatto ambientale o un parere positivo di compatibilità ambientale, a condizione che i progetti medesimi siano stati sottoposti al giudizio di compatibilità ambientale completi del progetto tecnico della soluzione di connessione, comprensivo dei correlati interventi di sviluppo e potenziamento della rete elettrica di trasmissione nazionale.

5. Anche nel caso in cui, per effetto del comma 3, le soluzioni di connessione non perdono efficacia, il gestore del sistema di trasmissione nazionale assegna definitivamente la capacità di rete esclusivamente per progetti abilitati o autorizzati.

6. Nelle more del rilascio delle soluzioni di connessione ai sensi del comma 1, lettera a), numero 2), la perdita di efficacia ai sensi del comma 3 non costituisce causa di archiviazione o di rigetto di istanze per l' ottenimento dei titoli abilitativi o autorizzatori, ivi comprese quelle per le valutazioni ambientali, che, alla data di pubblicazione dei provvedimenti di cui al comma 1, siano già state presentate. I termini dei procedimenti abilitativi o autorizzatori, ivi compresi quelli di valutazione ambientale, relativi a interventi interessati dalla perdita di efficacia ai sensi del comma 3 e già in corso alla data di pubblicazione dei provvedimenti di cui al comma 1, riprendono a decorrere dall' eventuale presentazione, da parte del soggetto proponente, della documentazione relativa alla nuova soluzione di connessione rilasciata ai sensi del numero 2) della lettera a) del medesimo comma 1. Nei casi di cui al secondo periodo, sono fatte salve le attività istruttorie già compiute in relazione agli aspetti non riguardanti la soluzione di connessione. Nell' adozione dei provvedimenti di cui al comma 1, l' ARERA assicura che le procedure di cui al medesimo comma si svolgano secondo una cadenza idonea a consentire una tempestiva acquisizione della nuova soluzione di connessione ai fini di cui al secondo periodo del presente comma.

7. Il soggetto proponente presenta l' istanza di PAS o di autorizzazione ai sensi rispettivamente degli articoli 8 o 9 entro novanta giorni dalla data di accettazione della soluzione di connessione ai sensi del comma 1, lettera a), numero 2), del presente articolo. In caso di decadenza del titolo abilitativo ai sensi dell' articolo 8, comma 11, o del titolo autorizzatorio ai sensi dell' articolo 9, comma 11, le relative soluzioni di connessione perdono efficacia. Ai fini di cui all' articolo 8, comma 11, la realizzazione della parte non ultimata dell' intervento è subordinata a nuova richiesta di rilascio della soluzione di connessione.

8. Gli interventi di sviluppo e potenziamento della rete di trasmissione nazionale relativi a impianti da fonti rinnovabili o a impianti di accumulo, fatta eccezione per quelli *off-shore*, sono autorizzati, su istanza del gestore del sistema di trasmissione nazionale, ai sensi dell'

articolo 1-sexies, commi 1, 2, 3, 4, 4-bis, 4-bis.1 e 4-bis.2, del decreto-legge n. 239 del 2003, fatto salvo quanto previsto al comma 9. Qualora gli interventi di cui al primo periodo ricadano in aree idonee ai sensi dell' articolo 11-bis o in zone di accelerazione ai sensi dell' articolo 12, ai relativi procedimenti di autorizzazione si applicano rispettivamente le disposizioni di cui all' articolo 11-quater o di cui all' articolo 12, comma 10.

9. Il comma 8 non si applica qualora gli interventi di sviluppo e potenziamento della rete di trasmissione nazionale siano già validati dal gestore del sistema di trasmissione nazionale e ricompresi in progetti di impianti da fonti rinnovabili o di impianti di accumulo le cui procedure abilitative o autorizzatorie risultino già avviate alla data di pubblicazione dei provvedimenti adottati dall' ARERA ai sensi del comma 1. Nei casi di cui al primo periodo è comunque fatta salva la facoltà dei soggetti proponenti i progetti di impianti da fonti rinnovabili o di impianti di accumulo afferenti al medesimo intervento di sviluppo e potenziamento della rete di trasmissione nazionale di richiedere congiuntamente al gestore della rete di trasmissione nazionale di presentare istanza di autorizzazione del comma 8, primo ovvero del secondo periodo.

10. Sono realizzati ai sensi dell' articolo 1-sexies, commi 4-sexies, 4-septies, 4-octies, 4-decies, 4-undecies, 4-duodecies e 4-terdecies, del decreto-legge n. 239 del 2003, su impulso del gestore del sistema di trasmissione nazionale, gli interventi di potenziamento della rete di trasmissione nazionale relativi a impianti da fonti rinnovabili o a impianti di accumulo consistenti:

- a) nell' adeguamento o nell' ampliamento di stazioni elettriche esistenti situate in aree prive di vincoli ai sensi della parte seconda o terza del Codice dei beni culturali e del paesaggio, ambientali, geologici ovvero idrogeologici;
- b) nella realizzazione di stazioni elettriche che insistano su aree o su siti industriali dismessi, anche parzialmente, o su aree prive di vincoli ai sensi della parte seconda o terza del Codice dei beni culturali e del paesaggio, ambientali, geologici ovvero idrogeologici;
- c) nella realizzazione di raccordi alla rete di trasmissione nazionale aventi una lunghezza complessiva non superiore a tre chilometri, se in aereo, o a dodici chilometri, se in cavo interrato, insistenti su aree prive di vincoli ai sensi della parte seconda o terza del Codice dei beni culturali e del paesaggio, ambientali, geologici ovvero idrogeologici;
- d) nell' ammodernamento e nel potenziamento di elettrodotti esistenti realizzati sul medesimo tracciato o che se ne discostano per un massimo di sessanta metri lineari e che non comportano una variazione dell' altezza utile dei sostegni superiore al trenta per cento dei medesimi, insistenti su aree prive di vincoli ai sensi della parte seconda o terza del Codice dei beni culturali e del paesaggio, ambientali, geologici ovvero idrogeologici.

11. Il gestore del sistema di trasmissione nazionale allega alla denuncia di cui al comma 10 una dichiarazione attestante la legittima disponibilità della superficie su cui realizzare gli interventi. Ai fini dell' acquisizione della legittima disponibilità della superficie ai sensi del primo periodo non trovano applicazione le procedure previste dal testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità, di cui al decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327.»;

c) all' allegato A, sezioni I, lettera v), e II, lettera p), le parole da «, comprensive» fino a «sistema di distribuzione» sono soppresse;

- d) all' allegato B, sezioni I, lettera cc), e II, lettera n), le parole da «, comprensive» fino a «sistema di distribuzione» sono soppresse;
- e) all' allegato C, sezioni I, lettere v) e z), e II, lettere u) e v), le parole da «, comprensive» fino a «sistema di distribuzione» sono soppresse.” .

ART. 2

(Procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni ai progetti di centri dati)

1. L' autorizzazione per la realizzazione e l' ampliamento dei centri dati di cui all' articolo 2, numeri 1), 2) e 3), del regolamento delegato (UE) 2024/1364 della Commissione europea, del 14 marzo 2024, nonché delle relative reti di connessione di utenza, di qualunque tensione, è rilasciata, nell' ambito di un procedimento unico, dall' autorità competente al rilascio dell' autorizzazione integrata ambientale ai sensi dell' articolo 7, commi 4-*bis* e 4-*ter*, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.
2. Al fine di assicurare il rispetto del principio di adeguatezza, nei casi di cui all' articolo 7, comma 4-*ter*, del decreto legislativo n. 152 del 2006 la funzione di autorità competente di cui al comma 1 del presente articolo non può essere delegata o attribuita a enti di livello sub provinciale.
3. Il proponente allega all' istanza di autorizzazione unica di cui al comma 1 la documentazione e gli elaborati progettuali previsti dalle normative di settore per il rilascio delle autorizzazioni, intese, licenze, pareri, concerti, nulla osta e assensi, comunque denominati, inclusi quelli per l' autorizzazione integrata ambientale, la valutazione di impatto ambientale, l' autorizzazione paesaggistica o culturale, per l' utilizzo delle acque ovvero per le emissioni atmosferiche. Nei casi di progetti sottoposti a valutazione di impatto ambientale, l' istanza deve contenere anche l' avviso al pubblico di cui all' articolo 24, comma 2, del decreto legislativo n. 152 del 2006, indicando altresì ogni autorizzazione, intesa, parere, concerto, nulla osta, o atti di assenso richiesti.
4. Il procedimento unico di cui al comma 1 ha una durata non superiore a dieci mesi, decorrente dalla data di verifica della completezza della documentazione di cui al comma 3, e i termini per le valutazioni di impatto ambientale sono dimezzati. Il termine di dieci mesi di cui al primo periodo non è prorogabile se non per circostanze eccezionali, e comunque per un massimo di tre mesi, in ragione della natura, della complessità, dell' ubicazione ovvero della portata del progetto.
5. L' autorizzazione unica di cui al comma 1 è rilasciata in esito ad apposita conferenza di servizi indetta ai sensi degli articoli 14-*bis* e seguenti della legge 7 agosto 1990, n. 241. Alla conferenza di servizi partecipa ogni amministrazione competente, ivi comprese quelle per la tutela ambientale, paesaggistica, dei beni culturali, della salute e della pubblica incolumità dei cittadini.
6. Nel caso in cui il progetto di centro dati sia soggetto a verifica di assoggettabilità e la stessa si concluda con l' assoggettamento a valutazione di impatto ambientale, la relativa istanza dovrà venir depositata entro il termine perentorio di 90 giorni, trascorsi i quali l'

istanza di autorizzazione unica si avrà per rinunciata e il procedimento archiviato, fatta salva la possibilità di presentazione di una nuova istanza.

7. Nel caso in cui il progetto relativo ai centri dati di cui al comma 1 sia dichiarato di interesse strategico nazionale ai sensi dell' articolo 13 del decreto-legge 10 agosto 2023, n. 104, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 ottobre 2023, n. 136, la relativa autorizzazione unica è rilasciata ai sensi dei commi 5 e 6 del medesimo articolo 13.

8. Nel caso di progetti relativi a centri dati che necessitino di connessione di utenza con tensione superiore a 220 kV e che, alla data di entrata in vigore del presente decreto, abbiano già ottenuto i titoli abilitativi, ivi inclusi i provvedimenti ambientali adottati ai sensi della parte seconda del decreto legislativo n. 152 del 2006, alla realizzazione del progetto medesimo, l' autorità competente per l' autorizzazione delle opere di connessione è individuata nella regione territorialmente interessata. Qualora le opere di cui al primo periodo ricadano sul territorio di più regioni, l' autorità competente è quella sul cui territorio insiste la maggior porzione delle opere di connessione da realizzare.

9. Dall' attuazione del presente articolo non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Le amministrazioni competenti provvedono alla relativa attuazione con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

ART. 3

(Disposizioni urgenti per gli investimenti nel settore del trasporto e dello stoccaggio di emissioni inquinanti)

1. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto e nelle more di una definizione organica della disciplina della filiera delle attività di cattura, trasporto, utilizzo e stoccaggio del biossido di carbonio (CCUS), l' Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) regola l' accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio del biossido di carbonio secondo modalità trasparenti e non discriminatorie e definisce un sistema tariffario certo, trasparente, basato su criteri predefiniti, assicurando la copertura dei costi delle attività di trasporto e stoccaggio in modo da bilanciare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti regolati con quelli di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse e tenendo conto dello sviluppo potenziale delle attività medesime e delle tecnologie. L' ARERA regola l' accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio del biossido di carbonio ai sensi del primo periodo anche attraverso l' esperimento di apposite procedure di conferimento delle capacità di trasporto e stoccaggio di biossido di carbonio, nel rispetto di criteri di efficienza. Entro il medesimo termine di cui al primo periodo, l' ARERA adotta altresì i provvedimenti necessari a disciplinare le attività di misura per la contabilizzazione delle emissioni di biossido di carbonio oggetto di cattura e conferimento alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio.

ART. 4

(Disposizioni urgenti per la stabilizzazione del prezzo del gas e il relativo approvvigionamento)

1. All'articolo 16 del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 aprile 2022 n. 34, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 5, lettera b):

1) al primo periodo:

1.1) le parole «a cedere il gas prodotto al punto di scambio virtuale (PSV) e» sono soppresse;

1.2) dopo le parole «medi annui attesi» sono inserite le seguenti: «calcolati sui primi cinque anni»;

1.3) le parole «a un prezzo pari al costo asseverato di cui al comma 7» sono sostituite dalle seguenti: «al prezzo di cui al comma 8, lettera b)»;

2) al secondo periodo, le parole «decorrenti dal 1° ottobre 2024 o, nel caso in cui il contratto di cui al comma 10, lettera a), sia stipulato in data successiva al 30 aprile 2024, dal primo giorno del sesto mese successivo alla stipula del contratto medesimo» sono sostituite dalle seguenti: «decorrenti dalla data di stipula del contratto al comma 10, lettera a)»;

3) il terzo periodo è soppresso;

b) dopo il comma 5, è inserito il seguente:

«5-bis. I contitolari di una medesima concessione di coltivazione di gas naturale esistente o da conferire hanno la facoltà di partecipare alle procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di cui al comma 1 anche singolarmente.».

c) il comma 6 è sostituito dal seguente:

«6. Le nuove concessioni, le proroghe ovvero le modifiche delle concessioni esistenti, finalizzate alla ripresa o all' incremento della produzione, nonché le autorizzazioni delle opere necessarie all'attuazione dei programmi di produzione di gas di cui al presente articolo sono rilasciate a seguito di un procedimento unico, comprensivo delle valutazioni ambientali di cui al titolo III della parte seconda, del decreto legislativo n. 152 del 2006, al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241. Qualora il procedimento unico di cui al primo periodo riguardi programmi di produzione ovvero opere su terraferma, l' intesa della regione interessata è acquisita nell' ambito della conferenza di servizi. Il procedimento unico di cui al primo periodo si conclude entro il termine di sei mesi dalla data di presentazione della relativa istanza da parte dei soggetti che hanno manifestato interesse ai sensi del comma 5. L' attività istruttoria per le valutazioni di impatto ambientale, ove previste, è svolta dalla Commissione tecnica di verifica dell' impatto ambientale VIA e VAS di cui all' articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 152 del 2006. Nell' ambito del procedimento unico di cui al primo periodo, la valutazione dell' impatto ambientale è svolta congiuntamente per l' insieme dei progetti afferenti a una medesima concessione oggetto dell' istanza unica, anche tenendo conto delle eventuali risultanze di precedenti giudizi di compatibilità ambientale relativi a progetti di ricerca o di coltivazione di idrocarburi insistenti sulla stessa area. Le disposizioni di cui al quinto e al sesto periodo si applicano, su richiesta dell'interessato, anche ai procedimenti di valutazione ambientale già in corso alla data di entrata in vigore della presente disposizione. L' efficacia degli atti di cui al primo periodo è condizionata alla stipula dei contratti ai sensi del

comma 10, lettera a). La mancata sottoscrizione e la risoluzione anticipata dei contratti stipulati ai sensi del comma 10, lettera b), non costituiscono causa di risoluzione dei contratti stipulati ai sensi della lettera a) del medesimo comma. Nei casi di cui all' ottavo periodo, resta ferma la possibilità per il GSE di selezionare uno o più clienti finali che subentrino nella posizione del cliente finale che non abbia sottoscritto il contratto o che ne richieda la risoluzione anticipata.»;

d) al comma 8:

1) alla lettera b), dopo le parole «di cui al comma 7» sono aggiunte le seguenti: «del presente articolo, comprensivo del valore delle aliquote di coltivazione di cui all' articolo 19 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625»;

2) alla lettera d), le parole «ai costi definiti ai sensi del comma 7» sono sostituite dalle seguenti: «al prezzo di cui alla lettera b)»;

e) al comma 9:

1) al primo periodo, le parole «ammessi alla specifica procedura» sono sostituite dalle seguenti: «risultati assegnatari nell' ambito della procedura di cui al comma 8»;

2) al secondo periodo, le parole «offerte dagli» sono sostituite dalle seguenti: «assegnate agli»;

f) al comma 10, lettera a), le parole «pari al costo asseverato ai sensi del comma 7» sono sostituite dalle seguenti: «di cui al comma 8, lettera b)»;

g) al comma 12, secondo periodo, dopo le parole «siano trasferiti» è inserita la seguente: «totalmente» e sono aggiunte, in fine, le seguenti parole: «, fatti salvi i costi operativi riconosciuti per il servizio di aggregazione.»;

h) al comma 13:

1) il primo periodo è soppresso;

2) al secondo periodo sono aggiunte, in fine, le seguenti parole: «, commisurata ai volumi di gas oggetto del contratto, al differenziale del prezzo di mercato su base mensile e alla durata residua del contratto, In ogni caso, all' attuazione del meccanismo di cui al presente articolo si provvede senza alcun aggravio degli oneri generali di sistema gas.»

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

L' **articolo 1** (*Misure urgenti per la connessione alla rete degli impianti alimentati a fonti rinnovabili*) si pone all' interno di un contesto in cui l' aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili nel *mix* energetico italiano è fondamentale, non solo per raggiungere gli obiettivi legati alla lotta al cambiamento climatico, ma anche per aumentare l' indipendenza energetica del nostro Paese (diminuendo la necessità di importare fonti fossili), così riducendo il livello e la volatilità dei prezzi gravanti sui consumatori. Il crescente volume di progetti a fonti rinnovabili richiede un adeguato sviluppo delle infrastrutture di rete e un' accelerazione delle procedure in grado di gestire in modo efficiente l' elevato numero di domande di connessione, favorendo la realizzazione e l' allaccio di progetti solidi, indispensabili al raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione. Uno degli ostacoli, ad oggi, più rilevanti allo sviluppo di impianti di produzione di energia a fonti rinnovabili è il fenomeno della cosiddetta "saturazione virtuale" della rete, cioè il fenomeno causato dalla numerosità e dalla concentrazione delle domande di connessione di impianti FER in alcune aree a cui spesso non fa seguito né l' autorizzazione degli stessi, né tantomeno la loro realizzazione e che, tuttavia, tengono potenzialmente impegnata la capacità di connessione della rete. Tale fenomeno se, da un lato, è sintomo del forte interesse dimostrato da molti operatori alla realizzazione di nuova capacità rinnovabile in Italia; dall' altro, sta comportando un ritardo notevole nello sviluppo delle FER, proprio perché la capacità di connessione e di trasporto sulla rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN) è spesso impegnata virtualmente da progetti che non hanno una concreta possibilità di realizzazione, a discapito di progetti con elevatissime *chance* di cantierabilità.

Questa problematica è connessa all' attuale modalità di analisi delle richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale che implica un criterio sequenziale di assegnazione delle soluzioni di connessione per effetto del quale la valutazione condotta per ciascuna richiesta tiene conto delle precedenti già rilasciate, se non decadute, presupponendo che le stesse abbiano successo e che, quindi, effettivamente "occupino" la capacità di connessione a loro indicata in fase di rilascio della soluzione di connessione, la cosiddetta "STMG" . Sulla base di tale modalità, l' impegno di capacità di rete risulta "virtualmente" non più disponibile per i nuovi progetti FER che insistono sui medesimi tratti di RTN comportando che, per la loro effettiva realizzazione, gli operatori debbono sostenere elevati costi e attendere tempi lunghi per la connessione, nonostante molte delle iniziative che hanno già opzionato e occupato "virtualmente" quel tratto di RTN potrebbero non giungere mai a realizzazione.

Tale modalità risulta inadatta a garantire l'efficienza del processo in un contesto caratterizzato da richieste di connessione superiori di un ordine di grandezza rispetto agli obiettivi da raggiungere al 2030.

Il fenomeno della saturazione virtuale delle reti elettriche sta, pertanto, notevolmente rallentando l'ingresso nel mercato di nuovi impianti a fonte rinnovabile, in quanto comporta il rilascio da parte di Tema (in qualità di gestore della rete di trasmissione nazionale) di soluzioni di connessione che prevedono tempi lunghi ed elevati costi legati alla necessità di effettuare lavori sempre più complessi.

Per tutto quanto sopra, e considerati gli obiettivi ambiziosi che il sistema elettrico italiano si è posto per il 2030, risulta, ad oggi, necessario individuare misure urgenti per ridurre gli impatti della saturazione virtuale della rete a partire dall'immediato, intervenendo sulle richieste già presentate al fine di selezionare quelle che assicurino una maggiore probabilità di realizzazione. Per superare le limitazioni appena descritte, si intende introdurre, con l'articolo in commento, un cambio di paradigma.

Al comma 1 si prevede che la società Tema pubblichi sul portale T.E.R.R.A. di cui all'articolo 9, comma 1, lettera a), del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito, con modificazioni, dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11, la massima capacità da fonti rinnovabili addizionale che può essere integrata in ciascuna porzione della rete di trasmissione nazionale definita sulla base di un apposito provvedimento del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Inoltre, il comma 1 in esame stabilisce che Tema provvede ad aggiornare trimestralmente la predetta capacità sulla base dell'evoluzione delle autorizzazioni degli impianti di generazione e delle opere di rete, delle richieste di connessione e delle effettive entrate in esercizio dei medesimi impianti.

Al comma 2 è prevista l'adozione, da parte del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentita l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), di un provvedimento con il quale saranno individuati le modalità operative e i criteri, anche funzionali, cui dovrà attenersi il gestore della rete di trasmissione nazionale per la validazione dei progetti e l'assegnazione definitiva della capacità, assicurando che la capacità di rete sia dimensionata coerentemente con gli obiettivi del PNRR, del PNIEC, nonché con ogni altro obiettivo di politica energetica nazionale ed europea, tenendo altresì conto dell'evoluzione della capacità degli impianti di generazione da fonti rinnovabili prospettata dai gestori del servizio di distribuzione sulle reti di competenza.

Il comma 3 apporta una serie di modificazioni al decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190, recante norme in materia di regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili, al fine di farvi confluire la nuova disciplina per il rilascio delle connessioni di impianti a fonti rinnovabili e di accumulo e di conferire al medesimo decreto le caratteristiche di testo atto a rappresentare univocamente il riferimento normativo

“chiave” per le procedure che, *lato sensu*, riguardano la produzione di energia da fonti rinnovabili. Segnatamente, la disciplina delle connessioni degli impianti alla rete elettrica merita di trovare collocazione nel ridetto decreto legislativo n. 190 del 2024 in considerazione della circostanza che le procedure di connessione rappresentano una fase fondamentale del processo di “*permitting*” delle fonti rinnovabili, prodromica all’ avvio della procedura abilitativa semplificata e all’ avvio del procedimento di autorizzazione unica.

In primo luogo, la lettera a) del comma 3 modifica l’ articolo 4 del sopra citato decreto legislativo n. 190 del 2024, relativo alle definizioni. Nel dettaglio, il numero 1) apporta modificazioni alla definizione di cui alla lettera a) dell’ articolo 4, relativa all’ avvio della realizzazione degli interventi, al fine di chiarire che ogniqualvolta, nel testo del decreto legislativo, ricorre tale locuzione, essa non comprende le attività di sviluppo e potenziamento della rete di trasmissione nazionale relative a impianti da fonti rinnovabili, di cui al proposto articolo 10-*bis*, commi 8 e 10, dello stesso decreto legislativo n. 190. Per tali attività, infatti, i pertinenti commi del proposto articolo 10-*bis* stabiliscono un’ apposita disciplina per l’ ottenimento degli occorrenti titoli abilitativi. Al numero 2) della lettera a) del comma 3 in esame vengono introdotte due nuove definizioni. Segnatamente, vengono inserite le definizioni di «gestore del sistema di trasmissione nazionale» e di «gestori del sistema di distribuzione».

Alla lettera b) del comma 3 in esame viene inserito un nuovo articolo (10-*bis*), allo scopo di introdurre, nel decreto legislativo n. 190 del 2024, la disciplina relativa alla connessione degli impianti da fonti rinnovabili e degli impianti di accumulo alla rete elettrica. Nel dettaglio:

- al comma 1 del proposto articolo 10-*bis* sono definiti i criteri sulla base dei quali ARERA, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della disposizione in esame, è chiamata ad aggiornare le condizioni tecniche ed economiche, nonché le modalità procedurali per le connessioni alla rete elettrica, rispettivamente per la rete di trasmissione e per le reti di distribuzione. In particolare, i criteri e le modalità di cui al comma 1 permetteranno di dimensionare e progettare le soluzioni di connessione sulla base di soluzioni «complessive», definite in modo più efficiente, e tali da poter accogliere una capacità complessivamente superiore a quella stabilita per il raggiungimento degli obiettivi di *burden sharing*, in quanto dimensionate in eccesso di capacità. Questo approccio consentirà, in sintesi, di definire le soluzioni di connessione microzonali, da assegnare con un meccanismo di “*open season*” (procedure di allocazione trasparenti e non discriminatorie). Al medesimo comma 1 si prevede altresì che ARERA, nell’ ambito dei principi, delle finalità e delle attribuzioni di cui alla legge n. 481 del 1995, è tenuta a garantire ogni misura utile per un’ efficiente gestione della capacità della rete, anche mediante

misure decadenziali delle soluzioni di connessione in caso di esito negativo delle procedure abilitative o autorizzatorie o di mancato rispetto dei termini (stabiliti al comma 7 dello stesso articolo 10-bis) di presentazione delle istanze a seguito del rilascio delle soluzioni di connessione o nei casi di decadenza dei titoli autorizzativi o abilitativi;

- il comma 2 reca una disposizione transitoria, mediante la quale viene data a Terna la possibilità di rilasciare soluzioni di connessione che afferiscono a un determinato punto di connessione alla rete elettrica di trasmissione nazionale anche in eccesso alla capacità massima accoglibile nel medesimo punto di connessione, nel periodo che va dall' entrata in vigore della norma e fino all' adozione delle nuove regole poste da ARERA (qualora il processo di *permitting* non dovesse proseguire, tali soluzioni rimarrebbero indicative e non vincolati; eventualmente, il soggetto interessato potrà sempre partecipare alle cosiddette *open season*, nell' ambito delle quali, a valle delle assegnazioni, Terna potrà comunque scegliere/confermare tali soluzioni sulla base di criteri di efficienza localizzata);

- al comma 3 è prevista la perdita di efficacia di tutte le STMG rilasciate alla data di adozione dei provvedimenti del regolatore e riferite a impianti non autorizzati o che non abbiano ancora ricevuto la validazione tecnica (cioè, il parere di conformità tecnica, altrimenti detto "benestare") da parte di Terna. Per tali progetti resta ovviamente la facoltà di partecipare alle procedure di *open season* di cui al comma 1. A ogni modo, per bilanciare l' esigenza di far fronte al problema della "saturazione" con le esigenze proprie del sistema elettrico nel suo complesso, il comma in questione prevede altresì che ARERA, con i medesimi provvedimenti di cui s' è detto sopra, disciplini apposite modalità di restituzione e/o di rimodulazione dei corrispettivi di connessione già versati dagli operatori titolari delle soluzioni di connessione decadute. Terna avrà l' onere di comunicare ai soggetti e alle autorità competenti interessati la perdita di efficacia delle STMG di cui sopra;

- il comma 4, considerata l' importanza che il vaglio di compatibilità ambientale assume ai fini della concreta realizzabilità di un determinato progetto, prevede che il gestore della rete elettrica di trasmissione nazionale nell' ambito delle proprie attività di pianificazione territoriale e nelle procedure di *open season*, tenga conto delle soluzioni di connessione relative a progetti di impianti da fonti rinnovabili o da accumuli che abbiano ottenuto, alla data di pubblicazione dei provvedimenti di cui al comma 1, un provvedimento di esenzione dalla VIA o un provvedimento favorevole di valutazione dell' impatto ambientale o un parere positivo di compatibilità ambientale, a condizione che i progetti medesimi siano stati sottoposti al giudizio di compatibilità ambientale completo del progetto tecnico della soluzione di connessione, comprensivo dei correlati interventi di sviluppo e potenziamento della rete elettrica di trasmissione nazionale;

- il comma 5 precisa che, in tutti i casi, e anche nel caso di soluzioni di connessione che, per effetto del comma 3, restano comunque salve (e, dunque, non perdono efficacia), il gestore

del sistema di trasmissione nazionale assegna definitivamente la capacità di rete esclusivamente per progetti abilitati o autorizzati;

- il comma 4 reca disposizioni volte ad assicurare che, nelle more del rilascio delle soluzioni di connessione secondo le nuove procedure di "open season", la perdita di efficacia ai sensi del comma 3 non metta nel nulla gli approdi a cui siano già pervenuti eventuali procedimenti amministrativi, ivi compresi quelli di valutazione ambientale, in corso alla data di pubblicazione dei provvedimenti di ARERA di cui al comma 1. In tal senso, si prevede anzitutto che la perdita di efficacia non è causa né di archiviazione né di rigetto di istanze già presentate; in secondo luogo, si prevede che i termini dei procedimenti abilitativi o autorizzatori, ivi compresi quelli di valutazione ambientale, relativi a interventi interessati dalla perdita di efficacia ai sensi del comma 3 e già in corso alla data di pubblicazione dei provvedimenti di ARERA di cui al comma 1, riprendono a decorrere dall' eventuale presentazione, da parte del soggetto proponente, della documentazione relativa alla nuova soluzione di connessione. Restano salve le attività istruttorie già compiute in relazione agli aspetti non riguardanti la soluzione di connessione. Infine, ARERA è chiamata ad assicurare, mediante i provvedimenti di cui al comma 1, che le procedure di "open season" tengano dell' esigenza di una celere acquisizione della nuova soluzione di connessione al fine di garantire, al soggetto proponente, una quanto più tempestiva presentazione delle stesse alle amministrazioni competenti per i suddetti procedimenti amministrativi;

- il comma 7 prevede che il soggetto proponente presenti l' istanza di PAS o di autorizzazione ai sensi, rispettivamente, degli articoli 8 o 9 entro novanta giorni dalla data di accettazione della nuova soluzione di connessione, a pena di decadenza di quest' ultima. Il comma in menzione stabilisce, inoltre, che al ricorrere delle ipotesi di decadenza di cui agli articoli 8, comma 11, e 9, comma 11, del decreto legislativo n. 190 del 2024, si dispone la perdita di efficacia delle STMG. Il medesimo comma chiarisce, altresì, che, ai fini di cui all' articolo 8, comma 11, (il quale stabilisce che il titolo abilitativo decade in caso di mancato avvio della realizzazione degli interventi entro un anno dal perfezionamento della procedura abilitativa semplificata (PAS) e di mancata conclusione dei lavori entro tre anni dall' avvio della realizzazione degli interventi e che la realizzazione della parte non ultimata dell' intervento è subordinata a nuova PAS), la realizzazione della parte non ultimata dell' intervento è subordinata a nuova richiesta di rilascio della soluzione di connessione;

- ai commi 8, 9 e 10 si prevede che la progettazione e l' autorizzazione delle stazioni e delle opere di rete relative alle nuove soluzioni tecniche di connessione e assegnate in *Open season* sia curata dal Gestore del sistema di trasmissione nazionale in luogo dei richiedenti la connessione (cosiddetto capofila del tavolo tecnico), il quale presenta apposita istanza di autorizzazione unica, di cui all' articolo 1-sexies, commi 1, 2, 3, 4, 4-bis, 4-bis.1 e 4-bis.2, del decreto-legge n. 239 del 2003; sono inoltre previste disposizioni di semplificazione dei

procedimenti di autorizzazione e realizzazione delle relative opere RTN. In particolare, ai commi 8 e 9, viene definito un procedimento autorizzativo semplificato/accelerato rispetto a quanto previsto attualmente dal D.L. n. 239/03 che prevede, nel caso di disponibilità delle aree interessate e di assenza di vincoli, di poter fruire della DIA per la realizzazione delle nuove stazioni e dei relativi raccordi alla RTN. Tale opzione, comportando evidenti convenienze sia per il proponente che per il gestore, potrà favorire la convergenza di interessi e la condivisione di risorse, rappresentate, in particolare, dalle aree sulla quali collocare in nuovi impianti che potranno essere ricavate, ad esempio, nell' ambito delle superfici già nella disponibilità dei proponenti. Il comma 11, infine, prevede che il gestore del sistema di trasmissione nazionale allegghi alla denuncia di inizio attività una dichiarazione attestante la legittimità disponibilità della superficie su cui realizzare l' intervento.

- alle lettere c), d) ed e) vengono apportate modifiche di coordinamento agli allegati A, B, e C, al decreto legislativo n. 190 del 2024.

L' **articolo 2** (*Procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni ai progetti di centri dati*) introduce significative semplificazioni per il rilascio delle autorizzazioni per la realizzazione di Centri-Dati o Data-Center.

Per data center (DC), o centro di elaborazione dati, si intende il complesso costituito dalla struttura fisica e dall' infrastruttura tecnologica per la progettazione, la produzione, lo sviluppo e l' implementazione di applicazioni e di servizi informatici nonché per l' archiviazione, l' elaborazione, il trattamento e la gestione dei dati associati a tali applicazioni e servizi.

I data center possono essere classificati in base alle dimensioni e al consumo energetico in:

- Hyperscale: oltre 9000mq>100MW
- Medio: 2000-9000mq>5MW
- Edge: 400-1800mq<5MW

Quanto alla tipologia, i data-center sono distinti dal regolamento delegato (UE) 2024/1364 della Commissione come segue:

- «centro dati aziendale»: centro dati gestito da un' azienda, il cui unico scopo è soddisfare e gestire le esigenze dell' azienda stessa in termini di tecnologie dell' informazione;
- «centro dati in co-ubicazione»: centro dati in cui uno o più clienti installano e gestiscono la propria o le proprie reti, i propri server e i propri servizi e apparecchiature di archiviazione;
- «centro dati in co-hosting»: centro dati in cui uno o più clienti hanno accesso alla rete o alle reti, ai server e alle apparecchiature di archiviazione di cui si avvalgono per i propri

servizi e applicazioni, e in cui il gestore del centro dati fornisce come servizio sia le apparecchiature informatiche che l' infrastruttura di sostegno nell' edificio;

- parco o *campus* di centri dati è una struttura che ospita più centri dati.

I DC rappresentano snodi essenziali per la transizione digitale del Paese e devono essere realizzati in tempi brevi per garantire l' immagazzinamento sicuro di dati e scongiurare l' obsolescenza tecnologica dei progetti presentati o in fase di presentazione.

In Italia esistono attualmente 160 DC la cui domanda energetica si attesta intorno ai 30 GW di potenza con più del 70% della richiesta concentrata tra Lombardia e Piemonte ma in netta crescita in altre Regioni, come Lazio e Puglia. Occorre garantire una distribuzione omogenea dei DC sul territorio che interessi anche le regioni del Sud.

Al fine di accelerare le procedure amministrative di rilascio di tutte le autorizzazioni volte a garantire l' operatività dei DC, con il presente intervento normativo viene introdotto un procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni per la realizzazione e l' ampliamento degli stessi, in linea con la normativa eurounitaria e con gli indirizzi in tema di sviluppo delle tecnologie digitali in un' ottica di competitività. Questo approccio mira a garantire una gestione più efficiente e coordinata delle pratiche autorizzative, assicurando al contempo il rispetto degli *standard* ambientali e di sicurezza.

Il comma 1 stabilisce che l' autorizzazione per i DC e delle relative reti di connessione di utenza al sistema elettrico nazionale, di qualunque tensione nominale esse siano (quindi elettrodotti di tensione nominale fino a 380 kV compreso), è rilasciata, all' interno di un procedimento unico, dall' autorità competente per l' autorizzazione integrata ambientale, ovvero sino a 300 MW la regione (o la provincia), al di sopra di tale soglia il Ministero dell' ambiente e della sicurezza energetica, fornendo un unico punto di riferimento per il proponente sia per l' impianto sia per le opere di connessione di tale impianto alla rete.

Il comma 2 stabilisce che la funzione di autorità competente non può essere delegata a enti sub provinciali, garantendo così una supervisione centralizzata e competente nel rispetto delle normative ambientali ed evitando che questa tipologia di procedimenti gravino sui comuni, che possono avere difficoltà strutturali e tecniche e carenza di professionalità ambientali adeguate.

Inoltre, tale assetto di competenze assicura un puntuale e corretto monitoraggio quanto al rispetto degli obblighi di pubblicità dei DC con una domanda di potenza di tecnologia dell'informazione (IT) installata pari ad almeno 500 kW. Detti obblighi, sono stabiliti dall' articolo 16 del decreto-legge 16 settembre 2024, n. 131, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 novembre 2024, n. 166, il quale prevede che detti gestori dei centri dati debbano rendere pubbliche le seguenti informazioni: a) denominazione del centro dati, nome e cognome del titolare e dei gestori del centro dati, data di entrata in funzione e comune in cui è ubicato il centro dati; b) superficie coperta del centro dati, potenza installata, traffico dati

annuale in entrata e in uscita, quantità di dati conservati e trattati nel centro dati; c) prestazione del centro dati nell' ultimo anno civile completo secondo gli indicatori chiave di prestazione di cui al regolamento delegato (UE) 2024/1364 della Commissione.

Il comma 3 stabilisce che il proponente deve presentare un' istanza completa di tutta la documentazione necessaria al rilascio dei permessi, delle autorizzazioni, delle intese e dei concerti previsti dalle normative settoriali. Questo approccio integrato facilita la valutazione complessiva del progetto all' interno del procedimento unico.

Il comma 4 stabilisce che il procedimento si concluda entro dieci mesi dalla verifica della completezza della documentazione, con termini dimezzati (fatta eccezione ovviamente per le osservazioni del pubblico, incompressibili al di sotto dei 30 giorni) per le valutazioni di impatto ambientale. Tale tempistica è non prorogabile, eccetto in casi eccezionali e comunque per un massimo di novanta giorni, in ragione della natura, della complessità del progetto, dell' ubicazione ovvero della portata del progetto.

Il comma 5 stabilisce che l' autorizzazione è rilasciata dopo una conferenza di servizi ai sensi dell' articolo 14-bis della legge n. 241 del 1990 quale modulo amministrativo idoneo a garantire il coinvolgimento di tutte le amministrazioni competenti per il rilascio delle autorizzazioni necessarie all' esercizio dei data-center, nell' ambito del quale, in particolare, viene acquisita anche la verifica di assoggettabilità a VIA, di competenza statale, prevista per gli impianti sopra i 50 MW termici (o 25 nel caso di dimezzamento della soglia) o la VIA, sempre statale, prevista per impianti sopra i 150 MW termici.

Il comma 6 prevede che nel caso in cui la verifica di assoggettabilità a cui è sottoposto l' impianto si concluda con l' assoggettamento a VIA, la relativa istanza deve essere presentata entro un termine di novanta giorni. Trascorso questo periodo, l' istanza di autorizzazione unica è considerata rinunciata, incentivando la rapidità nella preparazione della documentazione e scoraggiando iniziative di investimento poco robuste sotto il profilo tecnico e/o finanziario.

Il comma 7 chiarisce che per i progetti dichiarati di interesse strategico nazionale, l' autorizzazione seguirà le procedure accelerate, per la suddetta tipologia di progetti, già stabilite con l' articolo 13 del decreto-legge 10 agosto 2023 n.104, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 ottobre 2023 n.136.

Il comma 8 reca una disposizione volta a prevedere che, nel caso di progetti di DC che abbiano già ottenuto, alla data di entrata in vigore del presente decreto-legge, i titoli abilitati necessari alla realizzazione del progetto medesimo e che necessitino di connessione di utenza con tensione superiore a 220 kV, questi possano richiedere l' autorizzazione alla realizzazione delle opere di connessione medesima alla regione territorialmente competente. Qualora le opere di connessione alla rete ricadano sul territorio di più regioni, l' autorità competente al rilascio dell' autorizzazione delle medesime opere di

connessione è la regione sul cui territorio insiste la maggior porzione delle opere di connessione da realizzare. Il comma 8 accoglie una nozione ampia di “titoli abilitativi” , comprensivi dei provvedimenti ambientali adottati ai sensi della parte seconda del decreto legislativo n. 152 del 2006, dall’ autorità ivi individuata come competente. Ne deriva che in assenza dei provvedimenti ambientali rilasciati ai sensi delle pertinenti disposizioni del decreto legislativo n. 152 del 2006, i titoli abilitativi alla realizzazione del progetto di centri dati non possono dirsi tutti conseguiti e il comma 8, pertanto, non trova applicazione.

Il comma 9 stabilisce che dall’ attuazione dell’ articolo in esame non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, richiedendo alle amministrazioni di utilizzare le risorse umane, strumentali e finanziarie già disponibili per l’attuazione della norma.

Con riguardo all’ **articolo 3** (*Disposizioni urgenti per gli investimenti nel settore del trasporto e dello stoccaggio di emissioni inquinanti*) si evidenzia che le previsioni in esso contenute si rendono necessarie, nelle more di una definizione organica della disciplina della filiera delle attività di cattura, trasporto, utilizzo e stoccaggio geologico del biossido di carbonio (CCUS), al fine di dare pronta attuazione agli obiettivi fissati dal Piano nazionale integrato per l’ energia e il clima (PNIEC). Appare opportuno rammentare, infatti, che il ricorso alla filiera della *carbon capture and storage* (CCS), è un obiettivo espressamente previsto nel PNIEC con lo scopo di decarbonizzazione nei settori industriali.

Occorre premettere che il ricorso alla cattura e allo stoccaggio della CO₂ è indispensabile per traguardare l’ obiettivo di contenimento del riscaldamento globale. In particolare, il ricorso alla CCS è necessario in quanto consente la decarbonizzazione dei settori industriali in cui l’ emissione di CO₂ è parte inevitabile del processo produttivo (c.d. *hard to abate*), come riconosciuto anche dall’ *International Energy Agency*. La cattura della CO₂ consente la decarbonizzazione dei settori industriali non elettrificabili e, in particolare, quella dei processi industriali che generano emissioni non legate alla combustione, ma tipiche del processo produttivo stesso, non altrimenti evitabili.

L’ Unione europea dispone, ad oggi, di una serie di previsioni normative a sostegno della cattura, del trasporto e dello stoccaggio del carbonio. Rilevano, in particolare, la direttiva relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio del 2009 (direttiva 2009/31/CE), la disciplina EU *Emissions Trading System* (direttiva (UE) 2003/87 come modificata dalla direttiva (UE) 2023/959) e il suo regolamento implementativo (regolamento esecutivo 2018/2066), oltre che la disciplina europea sugli aiuti di Stato per l’ energia e l’ ambiente (*Climate, Energy and Environmental Aid Guidelines-CEEAG*) e il regolamento TEN-E. Inoltre, il Net Zero Industry Act e la strategia dell’ UE sulla gestione industriale del carbonio (c.d. *Industrial Carbon Management Strategy* adottata nel febbraio 2024) delineano obiettivi

sfidanti di decarbonizzazione mediante CCUS a livello europeo e una serie di linee di indirizzo per lo sviluppo legislativo a venire. A livello nazionale, la direttiva (UE) 2009/31/CE, recepita in Italia con il decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162, ha delineato un quadro normativo volto a consentire lo stoccaggio della CO₂ in formazioni geologiche idonee. Il decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito, con modificazioni, dalla legge 2 febbraio 2023, n. 11 ha, da ultimo, modificato il decreto legislativo n. 162 del 2011 e integrato il quadro normativo abilitante le autorizzazioni allo stoccaggio di CO₂.

Il PNIEC inviato alla Commissione nel giugno 2024 indica un obiettivo di capacità di iniezione in stoccaggio di CO₂ di 4 Mtpa al 2030, da realizzare nel sito di Ravenna, nonché una serie di indirizzi strategici per consentire lo sviluppo della filiera nazionale.

Considerato che l'attuale quadro legislativo nazionale presenta delle lacune normativo-regolatorie per le quali è in via di approvazione una legge delega volta a delineare un quadro normativo organico finalizzato a porre le basi per l'avvio e lo sviluppo dell'intera filiera nazionale della CCS, con l'intervento normativo *de quo*, si attribuisce, sin da subito, ad ARERA il ruolo di regolatore delle attività di trasporto e stoccaggio del biossido di carbonio oggetto di cattura, al fine di accelerare la definizione delle attività regolatorie funzionali all'avvio del settore.

L'indifferibilità e l'urgenza della proposta normativa origina e trova fondamento nella necessità di salvaguardare le iniziative industriali coinvolte nel processo di avvio e sviluppo della filiera CCS.

Nello specifico si rappresenta che alcuni operatori hanno già presentato istanze autorizzative per la realizzazione della rete di trasporto e del sito di stoccaggio. Parallelamente, altri operatori nazionali hanno positivamente superato le fasi di selezione di bandi europei finalizzati ad assegnare fondi CEF (*Connecting Europe Facility*) (circa 50 milioni di euro) a sostegno dell'avvio delle progettualità di cattura del biossido di carbonio finalizzata allo stoccaggio geologico nel sito di Ravenna. Tali meccanismi di supporto prevedono, ai fini del riconoscimento degli incentivi, che l'avvio delle attività operative di cattura avvenga entro la fine del 2028.

L'urgenza di attribuire ad ARERA, per il tramite del presente decreto-legge, le competenze sopra enucleate, è rinvenibile inoltre nella necessità di consentire ad alcune imprese italiane, che hanno ottenuto l'ammissione a fondi europei, di avviare gli investimenti necessari per realizzare gli impianti cattura della CO₂. Si fa riferimento, nello specifico, all'Innovation Fund (IF), che rappresenta il principale strumento dell'Unione Europea di finanziamento delle tecnologie innovative a basse emissioni, inclusa la cattura di CO₂ da settori industriali "hard-to-abate". A beneficiare di tale strumento figurano tre progetti italiani interessati a stoccare nel sito di Ravenna (oggi in fase autorizzativa), che riceveranno finanziamenti al

raggiungimento di *milestone* predefiniti. Di seguito una tabella riepilogativa dei progetti italiani ammessi ad IF.

Località Cattura	Settore	Operatore (Progetto)	Volume	Anno FID	Anno esercizio	IF grant	Caratteristiche peculiari progetti
Ferrara (IT)	Rifiuti	Hera (CapturEste)	0,06 Mtpa	2026	2028	24 M€	cattura parte non biogenica emissioni inceneritore, impiego solventi enzimatici innovativi, energia geotermica
Ravenna (IT)	Acciaio	Marcegaglia (AdriatiCO2)	0,12 Mtpa	2026	2028	31 M€	cattura da CHP alimentato anche a biometano e da impianto Green DRI da biochar
Brescia (IT)	Cemento	Heidelberg (DREAM)	1 Mtpa	2028	2032	?	cattura da due linee di produzioni con 2 tecnologie Ossicombustione&criogenico + Post Combustione con WH

L' eleggibilità al finanziamento è vincolata al rispetto di scadenze temporali rigide fissate dalla Commissione europea, quali:

- o FEED (Front-End Engineering Design) da completare entro fine 2025;
- o *permitting* ambientale e costruttivo e *Final Investment Decision* (FID) entro il 2026;
- o entrata in esercizio entro la fine del 2028.

Il rispetto di tali tempistiche è soggetto a stringenti verifiche da parte del CINEA (Agenzia Europea per il Clima, le Infrastrutture e l' Ambiente), organismo cui la Commissione UE ha attribuito il ruolo di esecutore del Fondo per l' Innovazione. Il mancato rispetto delle tempistiche imposte comporterebbe la decadenza dal beneficio.

Tenuto conto che l' attuale quadro normativo in materia di CCS risulta ancora lacunoso, il provvedimento de quo consentirebbe ad ARERA di disciplinare le condizioni minime ed indispensabili (quali ad esempio la definizione di criteri trasparenti di allocazione della capacità di trasporto e stoccaggio della CO₂) per consentire alle imprese aggiudicatrici delle misure di incentivazione come all' IF di adottare le decisioni necessarie per consentire il rispetto dei milestones.

Si rappresenta inoltre che per consentire la cattura della CO₂ entro fine 2028 sarà necessario che l' infrastruttura di trasporto e stoccaggio sia operativa per consentire lo stoccaggio geologico delle emissioni catturate. I tempi tecnici necessari alla realizzazione delle opere

infrastrutturali, quantificati nei piani di lavoro dell' operatore in due anni, comportano l' esigenza di addivenire a una decisione finale di investimento almeno entro la fine del 2026. Ciò significa che è indispensabile anche in questo caso creare le condizioni abilitanti e la disciplina regolatoria nonché quelle tecnico-economiche idonee a prendere tale decisione volta a sbloccare gli investimenti e avviare i lavori per consentire lo sviluppo e l' esercizio a regime delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio. A tal proposito, tenuto conto che le attività di trasporto e stoccaggio si configurano come attività regolate, in virtù delle loro caratteristiche di monopolio naturale, è indispensabile che l' ARERA, individuata come il soggetto indipendente a cui attribuire le competenze in materia di regolazione tecnica economica di queste attività, determini tempestivamente il quadro regolatorio senza il quale non è possibile programmare e avviare gli investimenti.

Stante quanto sopra, considerato che l' attuale quadro normativo in materia di CCS è circoscritto alla sola fase di stoccaggio e tenuto conto, inoltre, che la tempistica necessaria alla definizione del quadro normativo risulta incompatibile con la necessità degli operatori di rispettare le scadenze vincolanti imposte dai bandi di finanziamento, risulta tanto più indispensabile attribuire con urgenza ad ARERA il ruolo di regolatore al fine di poter disciplinare la prima fase di avvio dell' attività di trasporto e di stoccaggio.

Nel dettaglio la proposta normativa prevede l' attribuzione ad ARERA delle competenze regolatorie in materia di trasporto e stoccaggio geologico del biossido di carbonio e, in particolare, in merito agli ambiti prioritari di definizione delle tariffe regolate e delle condizioni di accesso alla rete.

Per quanto riguarda le tariffe regolate si richiede che queste siano determinate secondo criteri trasparenti e predefiniti in maniera da garantire un uso efficiente delle risorse di sistema e una congrua remunerazione dei capitali investiti. La regolazione tariffaria è stata attribuita ad ARERA in analogia a quanto già fatto per gli altri servizi infrastrutturali regolati dei settori gas ed elettrico.

Per quanto riguarda l' accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio del biossido di carbonio la regolazione contempla procedure di conferimento delle capacità di trasporto e stoccaggio di biossido di carbonio, nel rispetto di criteri di efficienza. In particolare, per quanto riguarda la regolazione dell' accesso alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio, di norma la scelta per una soluzione regolata sottende la necessità di garantire concorrenza in un settore dove gli operatori sono ancora pochi e di impedire abusi di potere di mercato, dove i prezzi per l' accesso diventano troppo alti, o l' incumbent impedisce l' accesso all' infrastruttura di altri operatori.

Al fine di garantire una corretta contabilizzazione delle emissioni di biossido catturate e stoccate dai soggetti e una seguente corretta applicazione di incentivi e gestioni dei sistemi a esso collegata, quali il sistema delle emissioni di carbonio (ETS), è indispensabile

disciplinare le attività di misura specificando le attività necessarie alla loro tracciatura, i dati da raccogliere e la responsabilità dei soggetti coinvolti in queste attività.

L' **articolo 4** (*Disposizioni urgenti per la stabilizzazione del prezzo del gas e il relativo approvvigionamento*) apporta modifiche urgenti all' articolo 16 decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 aprile 2022, n. 34. Le modifiche alla normativa vigente in materia di rilascio dei titoli minerari e di ottimizzazione dei processi autorizzativi per la produzione di gas, con particolare riferimento al meccanismo di approvvigionamento di lungo termine (cosiddetto di "gas release"), mirano a snellire le procedure e a garantire l' efficacia delle misure incentivanti, in un' ottica di semplificazione amministrativa e di supporto agli obiettivi strategici nazionali.

In particolare, il comma 5 è stato integrato con l' introduzione di un parametro temporale specifico da prendere a riferimento per la determinazione del quantitativo di gas che i partecipanti alla procedura devono offrire. Tale parametro stabilisce che il volume di gas da offrire deve corrispondere ai volumi di produzione medi annui attesi, calcolati sui primi cinque anni del profilo della produzione stimata dall' operatore. Questa modifica mira a definire in modo più preciso l' ambito di calcolo, garantendo la coerenza della normativa con la durata contrattuale prevista.

Il comma 5 del testo è stato, inoltre, modificato mediante la soppressione della disposizione che individuava il punto di cessione del gas prodotto nell' ambito della *gas release* esclusivamente nel sistema gestito da GME S.p.A. Questa modifica è volta a rendere il meccanismo della *gas release* maggiormente coerente con la sua natura finanziaria; essendo la stessa un meccanismo di anticipazione virtuale, l' obbligo di una cessione "fisica" del gas incrementale risultava essere una previsione non allineata con la natura intrinseca di tale operazione. L' eliminazione di tale vincolo offre inoltre agli operatori che partecipano al mercato della *gas release* una maggiore flessibilità nella valutazione delle opzioni al momento dell' offerta dei diritti. Gli operatori potranno ora considerare alternative alla cessione tramite GME S.p.A., come la cessione bilaterale o l' utilizzo di altre piattaforme di mercato (ad esempio, ICE) o altri indici di mercato.

Il comma 5, come modificato, introduce una disposizione volta a chiarire i termini di decorrenza della disponibilità del quantitativo di diritti sul gas messi a disposizione per cinque anni dai produttori al GSE. In sintesi, la modifica elimina un meccanismo complesso e differito, sostituendolo con una decorrenza immediata. La nuova formulazione accelera il processo, garantendo che il GSE possa iniziare a usufruire del quantitativo di diritti sul gas immediatamente dalla firma del contratto dello stesso con i produttori, senza dover attendere date specifiche o scadenze posticipate legate alla data di stipula. In sostanza, si passa da un' attivazione potenziale ritardata, precedentemente prevista, a una istantanea (dalla stipula del contratto con i produttori).

La modifica proposta relativa all' inserimento del comma 5-bis, chiarisce che, in presenza di più soggetti contitolari della medesima concessione di coltivazione di gas naturale (sia essa esistente o di prossima assegnazione), ciascun contitolare ha la facoltà di partecipare alle procedure del meccanismo di "gas release" anche singolarmente. L' intento è quello di favorire la partecipazione al meccanismo di *gas release* anche di contitolari di concessioni con quote minoritarie all' interno della compagine del titolo. Ciò consentirà loro di incentivare l' offerta di quantitativi incrementali di gas, con costi di produzione proporzionati alla propria capacità. Tale disposizione risponde all' esigenza di promuovere la più ampia adesione possibile alla misura da parte di tutti gli operatori del settore.

Il comma 6 è stato ridefinito per chiarire il funzionamento e la portata del procedimento amministrativo unico finalizzato al rilascio dei titoli minerari, alla modifica dei programmi di lavoro già approvati e all' ottenimento delle autorizzazioni necessarie alla realizzazione delle opere funzionali a garantire la produzione incrementale nell' ambito del meccanismo di approvvigionamento. Considerata la complessità del procedimento, che include la partecipazione di numerose amministrazioni centrali e locali, l' acquisizione del parere della CIRM (Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie), la procedura di Valutazione d' Impatto Ambientale (VIA) e l' intesa regionale, è stato ridefinito il termine massimo di conclusione del procedimento unico in sei mesi. Questa estensione si è resa necessaria in quanto il precedente termine di tre mesi risultava insufficiente, anche considerando i termini ridotti previsti per la procedura VIA dalla Commissione PNRR. Il procedimento unico si svolge nel rispetto dei principi di semplificazione e secondo le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241, attraverso la convocazione di un' apposita conferenza dei servizi. Nell' ambito di tale Conferenza viene acquisita, ove prevista, l' intesa regionale per i programmi di produzione e/o le opere su terraferma.

È stato altresì specificato che il procedimento unico, volto a una più rapida e completa attuazione della procedura di "gas release" , si applica anche alle proroghe delle concessioni esistenti. Tale applicabilità è esplicitamente circoscritta alle concessioni che riprendano o aumentino la produzione interamente a servizio della "gas release" , e le proroghe sono rilasciate in coerenza con l' ordinamento previgente (ai sensi del combinato disposto dell' articolo 29 della Legge 21 luglio 1967, n. 613, dell' articolo 9, commi 3 e 8, della Legge 9 gennaio 1991, n. 9, dell' articolo 13, comma 4, del Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 625, e dell' articolo 2, comma 3, del Decreto-Legge 17 ottobre 2024, n. 153, convertito con modificazioni dalla Legge 13 dicembre 2024, n. 191).

Viene inoltre riprodotta la disposizione, già contemplata all' articolo 16 del decreto-legge n. 17 del 2022, secondo cui l' attività istruttoria per le valutazioni di impatto ambientale, ove previste, è svolta dalla Commissione tecnica PNRR-PNIEC. È stato altresì specificato che, nell' ambito del procedimento unico, l' eventuale valutazione dell' impatto ambientale è svolta congiuntamente per l' insieme di più progetti afferenti a una medesima concessione, necessari all' attuazione dei programmi di produzione di gas di cui all'art. 16 del D.L.

17/2022. In tale contesto, si terrà conto anche delle eventuali risultanze di precedenti giudizi di compatibilità ambientale relativi a progetti di ricerca o coltivazione di idrocarburi insistenti sulla stessa area.

Al fine di ottimizzare l'efficacia dell'attività amministrativa correlata al funzionamento del "gas release" e incentivarne il buon esito per la realizzazione degli scopi istituzionali della misura, il comma 6 specifica che l'efficacia degli atti amministrativi è condizionata alla stipula dei contratti con i produttori upstream (ai sensi del comma 10, lettera a)). Viene inoltre precisato che l'eventuale mancata sottoscrizione dei contratti tra il GSE e i clienti finali (ai sensi del comma 10, lettera b)) non costituisce causa di risoluzione dei contratti stipulati tra i produttori e il GSE. Conseguentemente, il GSE dovrà comunque provvedere all'allocazione dei diritti offerti di gas incrementale. Il nuovo comma 6 introduce anche un meccanismo di flessibilità e continuità operativa nella gestione dei contratti di vendita stipulati dal GSE con i clienti finali per la fornitura di tale gas stabilendo che, in caso di fallimento della stipula o di risoluzione anticipata di un contratto tra il GSE e un cliente finale, il GSE conserva il diritto di avviare una procedura di subentro. Questo meccanismo assicura che gli obiettivi di assegnazione del gas nazionale acquisito dal GSE per i clienti energivori, non vengano compromessi da singole defezioni.

Al comma 8, laddove disciplina la procedura di allocazione gestita dal GME, è stato precisato alla lettera b) che il prezzo di offerta dei diritti di allocazione del gas incrementale è costituito dal costo asseverato della produzione di cui al comma 7, comprensivo dell'ammontare delle aliquote di coltivazione di cui all'art. 19 del decreto legislativo 25 novembre 1996 n. 625 (*royalties*), riferite alle produzioni incrementali di gas oggetto di contratto ai sensi del comma 10 dell'art. 16 D.L. 17/2022. Tale modifica è stata conseguentemente riportata, per la parte necessaria, anche al comma 5, lettera b), al comma 8, lettera d), e al comma 10.

Al comma 9 sono state apportate modifiche volte a chiarire che la differenza tra i proventi di aggiudicazione e il relativo costo riconosciuto dal Gruppo GSE è destinata alla riduzione delle tariffe per il servizio di trasporto e distribuzione a favore dei clienti finali assegnatari dei diritti nella procedura in parola. L'entità di tale riduzione tariffaria è determinata pro quota tra i clienti, in ragione delle quantità di diritti loro assegnate.

Al comma 12 sono state introdotte modifiche normative integrative per disciplinare in maniera più stringente il trasferimento dei benefici derivanti dai contratti stipulati in forma aggregata tra il Gruppo GSE e i clienti finali (ai sensi del comma 10, lettera b). L'intervento stabilisce che gli effetti economici positivi di tali contratti debbano essere totalmente trasferiti ai singoli clienti finali aggregati. A tal fine, viene introdotta una specifica clausola che circoscrive l'unica eccezione ammissibile al recupero dei soli costi operativi riconosciuti per l'espletamento del servizio di aggregazione. Questa integrazione ha l'obiettivo di rafforzare significativamente la trasparenza economica dell'intera misura e la tutela sostanziale del cliente finale, prevenendo che i soggetti aggregatori possano

indebitamente trattenere o ridurre i benefici e garantendo che le finalità di agevolazione della norma si realizzino pienamente.

La modifica al comma 13 comporta una revisione del sistema di gestione del rischio finanziario: essa elimina l' autorizzazione al GSE di rilasciare garanzie a beneficio dei produttori upstream, rimuovendo così un potenziale rischio passivo a carico del Gestore. Contemporaneamente, rende l' acquisizione della garanzia dai clienti finali oggettiva e trasparente, definendo che essa sia calcolata in base a volumi, al differenziale di prezzo di mercato su base mensile e alla durata residua del contratto. Infine, si impone che l' intera attuazione del meccanismo avvenga senza alcun aggravio degli oneri generali di sistema gas, garantendo la neutralità finanziaria per l' utente finale.

Tutte le predette modifiche mirano a consolidare un quadro normativo più chiaro ed efficiente, supportando gli investimenti e le attività necessarie per garantire la sicurezza energetica del Paese.

RELAZIONE TECNICA

Articolo 1

(Misure urgenti per la connessione alla rete degli impianti alimentati a fonti rinnovabili)

La proposta non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. I soggetti interessati, ovvero il Ministero dell' ambiente e della sicurezza energetica, l' Autorità di regolazione per energia reti e ambiente e i gestori di rete provvedono alla relativa attuazione nell' ambito del perimetro delle proprie competenze e con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

In generale, la norma favorisce un più agevole ingresso delle FER nel mercato avendo un effetto di riduzione dei costi nell' ambito delle procedure competitive, previste per i prossimi anni, con riguardo ai meccanismi di supporto alle fonti energetiche rinnovabili, da un lato aumentando il livello di competizione in ragione del maggior numero di impianti realizzabili, dall' altro favorendo una riduzione dei costi in carico agli operatori. Il risultato finale comporterà la riduzione complessiva dei costi in capo alle tariffe elettriche mediante: i) l' effetto della accelerazione della realizzazione di nuovi impianti a fonte rinnovabile; ii) l' effetto della riduzione dei costi di sviluppo di rete complessivi in ragione della maggiore efficienza delle soluzioni di connessione che questo nuovo processo andrà a determinare. Inoltre, le attività previste ai commi 1 e 2 del nuovo articolo 10-*bis* del decreto legislativo n. 190 del 2024 rientrano tra i compiti dell' ARERA definiti a legislazione vigente e, pertanto, non comportano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, né aggravii sul sistema delle bollette elettriche. Per quanto riguarda, nello specifico, "le condizioni tecniche, procedurali ed economiche per le connessioni alla rete di trasmissione nazionale" si precisa che tali condizioni, oggetto di aggiornamento della regolazione di ARERA, sono riferite ai costi che gli operatori devono sostenere per formulare la richiesta di connessione alla rete. Rispetto a detti costi, già disciplinati dalla regolazione vigente, l' ARERA dovrà valutare la necessità di una eventuale rimodulazione. A ogni modo, come confermato da ARERA, tali costi non sono posti a valere sulla finanza pubblica né sulle componenti delle tariffe di rete e, pertanto, non comportano maggiori oneri sulle bollette dei clienti finali.

Articolo 2

(Procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni ai progetti di centri dati)

La norma introduce un procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni per la realizzazione e l' ampliamento dei *data center* (DC), inserendosi nel contesto di una crescente digitalizzazione e nella necessità di infrastrutture tecnologiche avanzate.

L' obiettivo primario dell' intervento normativo è quello di semplificare e accelerare il processo autorizzativo, garantendo al contempo il rispetto delle normative ambientali e la tutela della salute pubblica. Nello specifico detto intervento mira a:

- favorire gli investimenti nel settore dei DC;
- ridurre i tempi di rilascio delle autorizzazioni;
- garantire un approccio integrato nella valutazione dei progetti.

L' articolo in esame è suddiviso in nove commi, ognuno dei quali affronta specifici aspetti del procedimento autorizzativo:

- comma 1: individua l' autorità competente al rilascio dell' autorizzazione unica in quella ordinariamente competente al rilascio dell' autorizzazione integrata ambientale, anche nel caso di DC non sottoposti ad AIA;
- comma 2: stabilisce, al fine di assicurare il rispetto del principio di adeguatezza, che la funzione di autorità competente non può essere delegata a enti sub provinciali;
- comma 3: richiede al proponente di allegare all' istanza di autorizzazione unica la documentazione e gli elaborati progettuali previsti dalle normative di settore ai fini dell' acquisizione delle autorizzazioni, intese, licenze, pareri, concerti, *nulla osta* comunque denominati (inclusi quelli per l' AIA, la valutazione di impatto ambientale, l' autorizzazione paesaggistica o culturale, per l' utilizzo delle acque ovvero per le emissioni atmosferiche);
- comma 4: stabilisce una durata massima del procedimento unico, pari a dieci mesi, con termini dimezzati per le valutazioni di impatto ambientale;
- comma 5: prevede, ai fini del rilascio dell' autorizzazione unica, il ricorso alla conferenza di servizi ai sensi dell' articolo 14-bis della legge n. 241 del 1990, coinvolgendo tutte le amministrazioni competenti;
- comma 6: indica un termine massimo di 90 giorni per la presentazione di istanze in caso di assoggettamento a valutazione di impatto ambientale;
- comma 7: chiarisce che per i progetti dichiarati di interesse strategico nazionale si applicano le disposizioni vigenti;
- comma 8: prevede che, nel caso di progetti di DC che abbiano già ottenuto, alla data di entrata in vigore del presente decreto-legge, i titoli abilitati necessari alla realizzazione del progetto medesimo e che necessitino di connessione di utenza con tensione superiore a 220 kV, questi non debbano richiedere l' autorizzazione unica, bensì possano richiedere l' autorizzazione alla realizzazione alle opere di connessione alla rete elettrica alla regione territorialmente competente. Chiarisce, altresì, che, qualora le opere ricadano sul territorio di più regioni, l' autorità competente è quella sul cui territorio insiste la maggior porzione delle opere di connessione da realizzare;
- comma 9: dispone la clausola di invarianza finanziaria, stabilendo che dall' attuazione dell' articolo in esame non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica e che, dunque, le amministrazioni competenti vi provvedono con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

L' implementazione della norma comporterà diversi impatti positivi:

- efficienza nei processi: la semplificazione amministrativa ridurrà i tempi di attesa e i costi per le imprese, facilitando l' avvio di progetti strategici;
- sostenibilità ambientale: pur accelerando i processi, la norma mantiene l' importanza delle valutazioni ambientali, garantendo che gli interessi ambientali non siano compromessi.;
- crescita economica: la maggiore attrattività degli investimenti nel settore dei centri dati contribuirà alla crescita economica e alla creazione di posti di lavoro.

Agli adempimenti connessi al rilascio dell' autorizzazione unica ai sensi dell' articolo in esame provvederanno le amministrazioni competenti con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

Etichette di riga	Somma di Potenza in prelievo richiesta (kW)	Conteggio di Codice Pratica Esteso	
Abruzzo	250000	1	
Basilicata	1200000	2	
Al Calabria	250000	1	riguardo si
Campania	600000	1	precisa che,
Emilia Romagna	2025000	14	base di dati
sulla Friuli Venezia Giulia	1845000	9	forniti dal
Lazio	4096500	25	gestore della
LIGURIA	90000	2	di
Lombardia	29803850	202	trasmissione
rete Piemonte	10087000	47	nazionale, alla
Puglia	2818000	17	odierna
Sicilia	470000	3	risultano
Toscana	530000	3	
data Veneto	1867000	12	
Totale complessivo	55932350	339	

pendenti 339 pratiche concementi richieste di quantitativo di potenza in prelievo, per un ammontare complessivo di 55.932.350 kW, come da tabella di seguito riportata.

Poiché le richieste al gestore della rete di trasmissione nazionale generalmente precedono l' avvio dei procedimenti autorizzatori, deve assumersi che le istanze di autorizzazione presentate sulla base della legislazione vigente e attualmente pendenti presso le amministrazioni competenti siano inferiori o al più pari alle suddette richieste; deve peraltro considerarsi che parte di tali richieste esulano dalla competenza delle regioni per rientrare nel perimetro di competenza dello Stato, relativamente agli impianti di cui all' allegato XII alla parte seconda del decreto legislativo n. 152 del 2006.

Ciò premesso, come può evincersi dalla tabella sopra riportata, la più parte delle pratiche riguarda, nell' oggi, la regione Lombardia, che già oggi risulta aver delegato alle province le funzioni di autorità competente per l' autorizzazione integrata ambientale di fattispecie progettuali riconducibili al novero dei centri dati e potrebbe continuare a farlo sulla base del comma 2 della norma in commento. Per le rimanenti regioni, l' entità delle pratiche è tale da consentire alle amministrazioni competenti di poter svolgere le relative attività con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, e comunque potendo delegare le stesse al livello provinciale.

La norma, dunque, non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Articolo 3

(Disposizioni urgenti per gli investimenti nel settore del trasporto e dello stoccaggio di emissioni inquinanti)

L' articolo in esame, nelle more di una definizione organica della disciplina della filiera delle attività di cattura, trasporto, utilizzo e stoccaggio del biossido di carbonio (CCUS), reca disposizioni urgenti volte a rimettere ad ARERA – quale autorità di regolazione competente – il compito di regolare l' accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio del biossido di carbonio secondo modalità trasparenti e non discriminatorie definendo, altresì, un sistema tariffario certo, trasparente, basato su criteri predefiniti e assicurando la copertura dei costi delle attività di trasporto e stoccaggio. La regolazione tariffaria è stata attribuita ad ARERA in analogia a quanto già fatto per gli altri servizi infrastrutturali regolati dei settori gas ed elettrico. La finalità principale della regolazione tariffaria è garantire la tutela degli utenti (operatori che effettuano la cattura della CO₂), la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore, assicurando al contempo la qualità del servizio. L' ARERA, in quanto autorità indipendente, interviene per definire le tariffe e i metodi di calcolo, vigilando sulla loro corretta applicazione da parte dei gestori, pertanto, le attività previste in capo all' ARERA ai sensi della norma in esame rientrano tra le attribuzioni istituzionali dell' Autorità medesima. Per tali attività regolate (trasporto e stoccaggio), le tariffe generalmente coprono: i costi sostenuti per la gestione ordinaria dei servizi, come la manutenzione delle infrastrutture e le attività di misura (costi operativi), nonché i costi relativi al capitale investito dai gestori per lo sviluppo e l'ammodernamento delle infrastrutture (costi fissi). In proposito, è opportuno precisare che le tariffe sono applicate ai soggetti che svolgono l' attività di cattura - attività libera non soggetta alla regolazione di ARERA – che intendono avvalersi della rete di trasporto e dello stoccaggio geologico. Pertanto, essendo la tariffa un costo a posto a carico dei soggetti che svolgono la libera attività di cattura non sussiste alcun onere a carico della finanza pubblica né, tanto meno sugli oneri generali di sistema.

All' Autorità medesima è attribuito, altresì, il compito di adottare i provvedimenti necessari a disciplinare le attività di misura per la contabilizzazione delle emissioni di biossido di carbonio oggetto di cattura e conferimento alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio; anche in questo caso, le attività previste in capo all' ARERA ai sensi della norma in esame rientrano tra le attribuzioni istituzionali dell' Autorità medesima.

Per quanto sopra detto, dall' attuazione dell' articolo non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Articolo 4

(Disposizioni urgenti per la stabilizzazione del prezzo del gas e il relativo approvvigionamento)

L' articolo in esame apporta modificazioni all' articolo 16 del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 aprile 2022, n. 34, allo scopo di rendere il meccanismo di approvvigionamento di lungo termine (cosiddetto di "gas release") ivi previsto più chiaro, concreto ed efficace, in modo da incentivare la partecipazione dei titolari delle concessioni potenzialmente aderenti. Questo approccio

favorirà un' estensione della platea dei partecipanti al meccanismo, con un conseguente incremento della produzione di gas offerto a beneficio delle industrie energivore.

In tal senso, è stato specificato quanto segue.

La determinazione del quantitativo di gas che i partecipanti alla procedura devono offrire corrisponderà ai volumi di produzione medi annui attesi, calcolati sui primi cinque anni del profilo di produzione stimato dall' operatore, in linea con la durata contrattuale prevista.

Ciascun contitolare della medesima concessione potrà partecipare individualmente alle procedure del meccanismo di "gas release" , ampliando il numero dei potenziali offerenti.

È stata introdotta una semplificazione per la decorrenza della disponibilità del quantitativo di diritti sul gas, conferiti dai produttori al GSE per un periodo quinquennale, che interviene sul meccanismo temporale di attivazione, sostituendo il criterio precedente, articolato e differito, con una decorrenza immediata legata alla stipula contrattuale. L' adozione della nuova formulazione elimina la potenziale dilazione temporale e le condizionalità legate alla data di stipula, garantendo al GSE l' accesso e l' usufruibilità del quantitativo di diritti sul gas con effetto istantaneo a partire dalla sottoscrizione del contratto con i produttori.

Il procedimento unico per il rilascio degli atti amministrativi, funzionali alla stipula dei contratti, è stato esteso anche alle proroghe delle concessioni, con l' obiettivo di superare l' attuale improduttività. Inoltre, nella fase di valutazione ambientale, sono stati ottimizzati i tempi di valutazione per più progetti, anche sulla base di eventuali analisi pregresse condotte sulla medesima area.

E' stata ottimizzata inoltre l' efficacia amministrativa del meccanismo di *gas release* agendo sulla natura dei contratti: essa subordina l' efficacia degli atti amministrativi alla stipula dei contratti tra GSE e produttori upstream e, al contempo, garantisce la continuità operativa del processo isolando la filiera produttiva dalle defezioni dei clienti finali tramite l' obbligo di allocazione del gas da parte del GSE e la previsione di un meccanismo di subentro per assicurare il buon esito della cessione dei diritti.

Sono stati altresì introdotti chiarimenti per garantire il trasferimento totale dei benefici economici dai contratti GSE ai clienti finali aggregati, consentendo solo il recupero dei costi operativi riconosciuti per l' aggregazione, rafforzando così la trasparenza e la tutela contro indebite ritenzioni da parte degli aggregatori.

È stato, inoltre, ridefinito l' assetto di mitigazione del rischio del meccanismo, spostando il focus dalla potenziale emissione di garanzie da parte del GSE alla rigorosa acquisizione di garanzie oggettive dai clienti finali, garantendo il meccanismo della neutralità degli oneri di sistema.

Si prevede, altresì, lo scorporo della quota delle *royalties* dal costo di produzione da asseverare, aggiungendo tale aliquota al prezzo di offerta in fase di allocazione dei diritti sul mercato del gas. Questa modifica si basa sul fatto che l' ammontare delle *royalties* deriva da una procedura di calcolo predefinita che non richiede asseverazione.

Sulla base delle modifiche apportate dall' articolo in esame, il produttore titolare beneficerà di una maggiore chiarezza in merito agli oneri e ai profitti associati alla partecipazione.

Tali interventi mirano tutti a incrementare l' adesione alle procedure e, di conseguenza, l' offerta di gas ai clienti finali.

L' articolo non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, in quanto la norma non modifica la struttura del meccanismo. Come nella precedente versione, l' allocazione ai clienti finali è prevista tramite procedure concorsuali nelle quali il prezzo, comprensivo della quota delle *royalties*, utilizzato come base per le aste di allocazione del gas ai clienti finali è il medesimo prezzo riconosciuto ai produttori in sede di ritiro del gas.