



Camera dei deputati

XIX LEGISLATURA



Verifica delle quantificazioni

A.C. 1606

Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica, la promozione delle fonti rinnovabili, il sostegno alle imprese energivore e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eventi alluvionali

(Conversione in legge del DL n. 181/2023)

N. 162 – 17 gennaio 2024



Camera dei deputati

XIX LEGISLATURA

Verifica delle quantificazioni

A.C. 1606

Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica, la promozione delle fonti rinnovabili, il sostegno alle imprese energivore e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eventi alluvionali

(Conversione in legge del DL n. 181/2023)

N. 162 – 17 gennaio 2024

La verifica delle relazioni tecniche che corredano i provvedimenti all'esame della Camera e degli effetti finanziari dei provvedimenti privi di relazione tecnica è curata dal Servizio Bilancio dello Stato.

La verifica delle disposizioni di copertura è curata dalla Segreteria della V Commissione (Bilancio, tesoro e programmazione).

L'analisi è svolta a fini istruttori, a supporto delle valutazioni proprie degli organi parlamentari, ed ha lo scopo di segnalare ai deputati, ove ne ricorrano i presupposti, la necessità di acquisire chiarimenti ovvero ulteriori dati e informazioni in merito a specifici aspetti dei testi.

SERVIZIO BILANCIO DELLO STATO – Servizio Responsabile

☎ 066760-2174 / 066760-9455 – ✉ bs_segreteria@camera.it

SERVIZIO COMMISSIONI – Segreteria della V Commissione

☎ 066760-3545 / 066760-3685 – ✉ com_bilancio@camera.it

La documentazione dei servizi e degli uffici della Camera è destinata alle esigenze di documentazione interna per l'attività degli organi parlamentari e dei parlamentari. La Camera dei deputati declina ogni responsabilità per la loro eventuale utilizzazione o riproduzione per fini non consentiti dalla legge. I contenuti originali possono essere riprodotti, nel rispetto della legge, a condizione che sia citata la fonte.

INDICE

PREMESSA	- 7 -
VERIFICA DELLE QUANTIFICAZIONI	- 8 -
ARTICOLO 1	- 8 -
MISURE PER PROMUOVERE L’AUTOPRODUZIONE DI ENERGIA RINNOVABILE NEI SETTORI ENERGIVORI A RISCHIO DELOCALIZZAZIONE ATTRAVERSO LA CESSIONE DELL’ENERGIA RINNOVABILE A PREZZI EQUI AI CLIENTI FINALI ENERGIVORI	- 8 -
ARTICOLO 2	- 12 -
MISURE PER IL RAFFORZAMENTO DELLA SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE E LA RELATIVA FLESSIBILITÀ	- 12 -
ARTICOLO 3	- 17 -
DISPOSIZIONI IN MATERIA DI CONCESSIONI GEOTERMoeLETTRICHE	- 17 -
ARTICOLO 4	- 18 -
DISPOSIZIONI PER INCENTIVARE LE REGIONI A OSPITARE IMPIANTI A FONTI RINNOVABILI	- 18 -
ARTICOLO 5	- 24 -
MISURE PER IL CONTRIBUTO ALLA FLESSIBILITÀ DEL SISTEMA ELETTRICO DA PARTE DEGLI IMPIANTI NON ABILITATI ALIMENTATI DA BIOLICUIDI SOSTENIBILI.....	- 24 -
ARTICOLO 6	- 27 -
SEMPLIFICAZIONI DEL PROCEDIMENTO PER LA REALIZZAZIONE DI CONDENSATORI AD ARIA PRESSO CENTRALI ESISTENTI	- 27 -
ARTICOLO 7	- 29 -
DISPOSIZIONI IN MATERIA DI STOCCAGGIO GEOLOGICO DI CO ₂	- 29 -
ARTICOLO 8	- 32 -
MISURE PER LO SVILUPPO DELLA FILIERA RELATIVA AGLI IMPIANTI EOLICI GALLEGGIANTI IN MARE.....	- 32 -
ARTICOLO 9	- 34 -
MISURE IN MATERIA DI INFRASTRUTTURE DI RETE ELETTRICA.....	- 34 -
ARTICOLO 10	- 37 -
SVILUPPO DI PROGETTI DI TELERISCALDAMENTO E TELERAFFRESCAMENTO.....	- 37 -
ARTICOLO 11	- 40 -

MISURE URGENTI IN MATERIA DI INFRASTRUTTURE PER IL <i>DECOMMISSIONING</i> E LA GESTIONE DEI RIFIUTI RADIOATTIVI	- 40 -
ARTICOLO 12.....	- 45 -
REGISTRO DELLE TECNOLOGIE PER IL FOTOVOLTAICO.....	- 45 -
ARTICOLO 13.....	- 46 -
RIFINANZIAMENTO DEL FONDO ITALIANO PER IL CLIMA	- 46 -
ARTICOLO 14.....	- 49 -
MISURE URGENTI IN MATERIA TUTELA DEI CLIENTI DOMESTICI NEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA	- 49 -
ARTICOLO 15.....	- 55 -
ATTIVITÀ DI RICOSTRUZIONE PRIVATA DEI TERRITORI COLPITI DAGLI EVENTI ALLUVIONALI DEL 2023 – PRODOTTI VITIVINICOLI.....	- 55 -
ARTICOLO 16.....	- 56 -
ATTIVITÀ DI RICOSTRUZIONE PRIVATA DEI TERRITORI COLPITI DAGLI EVENTI ALLUVIONALI DEL 2023 – DEROGA AI REQUISITI MINIMI DI EFFICIENZA ENERGETICA	- 56 -
ARTICOLO 17.....	- 57 -
ACCESSO AL FONDO DI SOLIDARIETÀ NAZIONALE PER LE IMPRESE AGRICOLE.....	- 57 -
ARTICOLO 18.....	- 59 -
DISPOSIZIONI IN FAVORE DEI TERRITORI DELLA REGIONE TOSCANA COLPITI DAGLI EVENTI ALLUVIONALI VERIFICATISI A PARTIRE DAL 2 NOVEMBRE 2023	- 59 -
ARTICOLO 19, COMMA 1.....	- 61 -
RIUTILIZZO DEI MATERIALI DI DRAGAGGIO	- 61 -
ARTICOLO 19, COMMA 2.....	- 62 -
ABROGAZIONE DELLA NORMA CHE PREVEDE LA RIFORMA DEL SISTEMA DI RISCOSSIONE DEGLI ONERI GENERALI DI SISTEMA.....	- 62 -
ARTICOLO 19, COMMA 3.....	- 63 -
ABROGAZIONE DI DISPOSIZIONI IN MATERIA DI INCREMENTO DELL'EFFICIENZA ENERGETICA DEGLI IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE PUBBLICA.....	- 63 -
ARTICOLO 19, COMMA 4.....	- 64 -
ABROGAZIONE DELLA NORMA CHE PREVEDE L'ACCESSO DA PARTE DEL MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA AL SISTEMA INFORMATICO INTEGRATO	- 64 -

ARTICOLO 20	- 65 -
DISPOSIZIONI FINANZIARIE	- 65 -

Informazioni sul provvedimento

A.C.	1606
Titolo:	Conversione in legge del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, recante disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023.
Iniziativa:	governativa
Iter al Senato:	no
Relazione tecnica (RT)	Presente
Relatori per le Commissioni di merito:	Battistoni (FI) per la VIII Commissione Barabotti (Lega) per la X Commissione
Commissione competente:	Commissioni riunite VIII (Ambiente, territorio e lavori pubblici) e X(Attività produttive, commercio e turismo)

PREMESSA

Il disegno di legge dispone la conversione in legge del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, recante disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023.

È oggetto della presente nota il testo iniziale del provvedimento.

Il provvedimento è corredato di relazione tecnica, cui è allegato un prospetto riepilogativo degli effetti finanziari.

Si esaminano di seguito le disposizioni considerate dalla relazione tecnica nonché le altre disposizioni che presentano profili di carattere finanziario.

VERIFICA DELLE QUANTIFICAZIONI

ARTICOLO 1

Misure per promuovere l'autoproduzione di energia rinnovabile nei settori energivori a rischio delocalizzazione attraverso la cessione dell'energia rinnovabile a prezzi equi ai clienti finali energivori

Le norme prevedono – al comma 1 - che, nel caso di più istanze concorrenti per la concessione della medesima superficie da parte di soggetti pubblici per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, sia data preferenza ai progetti di impianti fotovoltaici o eolici volti a soddisfare il fabbisogno energetico di imprese iscritte nell'elenco delle imprese energivore. Il comma 2 rinvia ad un decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica la definizione di un meccanismo per lo sviluppo di nuova capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle suddette imprese. Tale meccanismo consente alle imprese energivore di richiedere al GSE l'anticipazione di una quota parte dell'energia da fonti rinnovabili e delle relative garanzie di origine, mediante la stipula di contratti per differenze a due vie, per trentasei mesi, nelle more dell'entrata in esercizio di nuova capacità di generazione, da restituirsi in venti anni. Ciò, nel limite dell'energia da fonti rinnovabili avente determinate caratteristiche e che è nella disponibilità del GSE. Le imprese presentano idonea garanzia a copertura dei rischi per il mancato adempimento delle obbligazioni assunte. A copertura del premio della garanzia, possono essere riconosciuti contributi per un valore complessivo di 100 milioni di euro, con un massimo di contributo per impresa di un milione di euro. Il comma 3 affida all'Arera il compito di stabilire le modalità di copertura degli oneri derivanti dall'anticipazione dell'energia elettrica prodotta e del riconoscimento del contributo sul premio di garanzia di cui sopra a valere sugli oneri generali di sistema destinati al sostegno delle fonti rinnovabili. Il comma 4, consente al GSE, ai fini dell'attuazione della norma, l'accesso ai dati presenti nel Sistema informativo integrato istituito presso Acquirente Unico.

La relazione illustrativa chiarisce che il meccanismo, volto a promuovere lo sviluppo, da parte delle imprese energivore, di nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili, prevede che le imprese dovrebbero realizzare nuovi impianti a fronte dell'anticipazione, da parte del GSE, dell'energia elettrica nella sua disponibilità ad un prezzo che rifletta i costi medi efficienti di produzione da impianti che utilizzano energie mature.

Il prospetto riepilogativo non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

La relazione tecnica afferma che la proposta normativa non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica. Quanto al comma 1, ciò avviene in considerazione del carattere ordinamentale della disposizione, volta a attribuire una preferenza, nell'individuazione del concessionario delle superfici di proprietà pubblica da destinare alla realizzazione di impianti da fonti rinnovabili, ai progetti volti a soddisfare il fabbisogno energetico delle imprese energivore. Quanto al comma 2, il meccanismo prevede la facoltà delle imprese interessate di richiedere al GSE un'anticipazione del valore dell'energia elettrica prodotta dagli impianti o potenziamenti agli impianti esistenti che le medesime si impegnano a realizzazione. L'anticipazione è riconosciuta nei limiti dell'energia elettrica nella disponibilità del GSE in forza dei meccanismi di incentivazione dal medesimo gestiti e restituita successivamente. L'anticipazione ricomprende il valore delle garanzie di origine correlate al suddetto volume di energia. Sia l'anticipazione che la restituzione avvengono in forza di contratti di natura finanziaria, mediante contratti per differenza a due vie. In ragione della natura finanziaria del meccanismo, il GSE rende disponibile sul mercato elettrico gestito dal GME l'energia correlata all'anticipazione; parimenti, le imprese assegnatarie offrono sul mercato elettrico gestito dal GME l'energia elettrica correlata alla restituzione. Con riferimento al meccanismo di contrattualizzazione, la misura è strutturata, dal punto di vista finanziario, in modo da favorire, nel lungo periodo, l'equilibrio tra il valore dell'energia anticipata dal GSE, in un arco temporale di 36 mesi, e il valore dell'energia restituita al GSE, in un arco temporale di 20 anni. Il prezzo di riferimento (*strike*) di detti contratti è fissato dal GSE, tenendo conto del costo efficiente medio di produzione di impianti “*utility scale*” di produzione da fonti rinnovabili riferiti a tecnologie mature. Al fine di garantire una remunerazione adeguata del servizio di anticipazione svolto dal GSE, il prezzo di cessione oggetto del contratto di restituzione è pari a quello del contratto di anticipazione, facendo salve eventuali indicizzazioni per la durata del periodo di restituzione ove previste dalla disciplina contrattuale impiegata dal GSE per le misure di sostegno alle fonti rinnovabili. Ai fini della stipula dei contratti di anticipazione, le imprese assegnatarie forniscono inoltre le garanzie che saranno previste dal GSE a tutela dell'affidabilità del meccanismo, per il cui costo potrà essere riconosciuto alle imprese richiedenti un contributo pubblico a valere sugli importi da regolazione in esecuzione dei medesimi contratti di anticipazione stipulati da dette imprese. L'ARERA con uno o più provvedimenti stabilisce le modalità di copertura degli oneri derivanti dall'anticipazione dell'energia nella disponibilità del GSE, nonché le modalità di riconoscimento e copertura degli oneri del contributo per le garanzie, a valere sulla componente degli oneri generali afferenti al sistema elettrico destinata al sostegno delle fonti rinnovabili di energia.

La misura – osserva la relazione tecnica - comporta un impatto certo sulla componente ASOS delle bollette elettriche nei primi tre anni in cui è prevista l'anticipazione a favore delle imprese energivore assegnatarie. Secondo una stima aggiornata del GSE, l'energia

elettrica da fonti rinnovabili nella disponibilità dello stesso ammonta per il 2023 a circa 25 TWh. Complessivamente, la misura riguarda circa 3.800 imprese potenzialmente interessate, tra cui principalmente quelle operanti nei settori della metallurgia, chimica, vetro, materie plastiche, tessili, alimentari.

In termini di impatto sulle bollette, assumendo il prezzo PUN pari a 128 €/MWh nel 2024, 125€/MWh nel 2025 e 108€/MWh nel 2026, nonché, il prezzo di riferimento (*strike*) dei contratti per differenza a due vie per l'anticipazione dell'energia, pari a circa 80€/MWh (che, sulla base dei dati comunicati dal GSE, riflette il costo efficiente stimato per le tecnologie di riferimento, in coerenza con la metodologia utilizzata per la definizione dei parametri tecnico-economici nell'ambito degli schemi di sostegno alla generazione da fonti rinnovabili), si ipotizza un impatto dei contratti di anticipazione nella componente ASOS per i tre anni di riferimento pari a circa 1-1,2 mld€.

Si evidenzia, benché ciò non sia previsto dalla relazione tecnica, che detto importo è relativo a ciascuna delle tre annualità, e non al triennio complessivamente considerato.

Al costo dei contratti per differenza, occorre aggiungere infine il valore delle garanzie di origine (GO) nella titolarità del GSE e riconosciuto alle imprese assegnatarie per un valore pari a ca. 200 mln €/anno (per un valore delle GO pari ca. 8 €/MWh).

Secondo la relazione tecnica, gli effetti della restituzione, pur difficilmente stimabili in quanto riferiti a orizzonti temporali lunghi, assumendo comunque un prezzo di mercato al di sopra del prezzo *strike* dei contratti per differenza, dovrebbero determinare un beneficio complessivo per il sistema, in quanto:

- il prezzo di mercato di medio o lungo periodo tende a riflettere almeno il livello di costo efficiente della nuova capacità che entra di volta in volta nel mercato;
- il prezzo *strike* riflette solo eventualmente e, se del caso, in parte, l'evoluzione di costo che ci si attende per la produzione dell'energia rinnovabile anche per effetto delle dinamiche inflazionistiche, mentre il prezzo di mercato tenderà ad incorporare pienamente le dinamiche di costo;
- il prezzo *strike* della restituzione è pari a quello previsto nel contratto di anticipazione e, quindi commisurato ai costi efficienti degli impianti al momento dell'anticipazione. Ne consegue che detto prezzo sarà inferiore a quello riconosciuto dal GSE per la nuova capacità che lo stesso deve contrattualizzare. Si determina così un risparmio sia in termini di minori volumi di nuova capacità che dovranno essere realizzati in futuro per raggiungere gli obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili, sia in termini di costo per il sistema, in quanto parte di detta capacità è stata contrattualizzata ad un prezzo *strike* inferiore a quello che si determinerà in futuro anche per effetto dell'evoluzione dei costi e dell'inflazione.

Ad ogni modo, la relazione tecnica ricorda che dai contratti finanziari a due vie non si producono conseguente finanziarie, in ragione del fatto che gli oneri sono posti interamente

a carico della componente tariffaria ASOS, ivi compreso il contributo pubblico a copertura delle garanzie di origine.

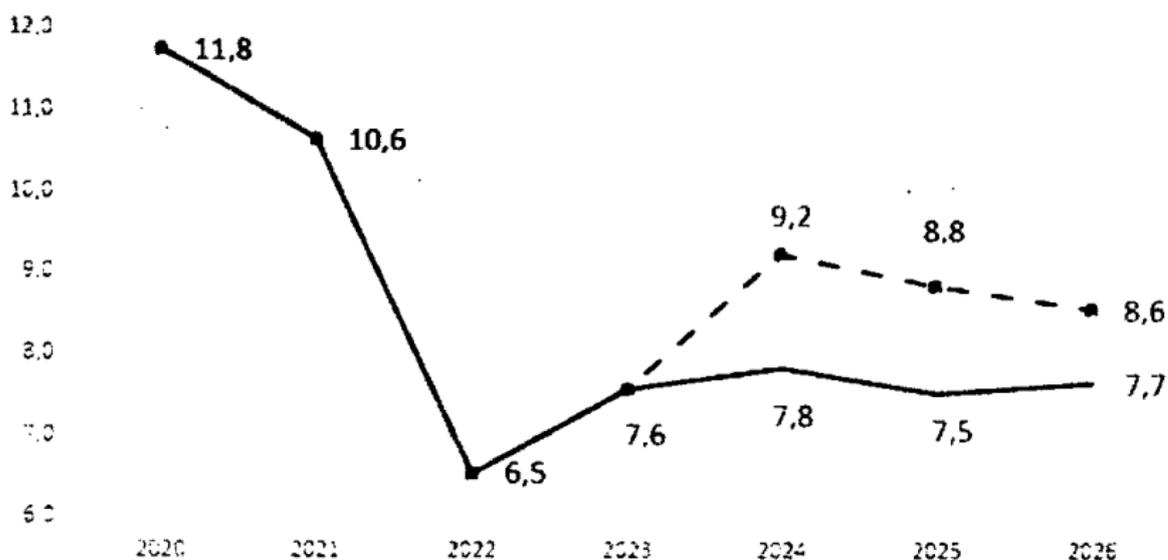
Precisa, infine, che il GSE effettuerà le attività previste con le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente.

Si riporta la tabella contenuta nella relazione tecnica in cui sono ipotizzati gli oneri derivanti dalla misura a carico del meccanismo tariffario e l'impatto previsto sulla componente tariffari ASOS.

Tabella 1 – Ipotesi per il calcolo degli oneri

Anno	Volumi [TWh]	Stima PUN [€/MWh]	Ricavi attesi da vendita GSE su MGP [mln€]	Prezzo strike CFD [€/MWh]	Valore Cfd [mln€]	Impatto CfdAsos [mln€]	Valore GO [€/MWh]	Mancato ricavo GO [mln€]	Impatto AsosCfd +GO [mln€]
			A		B	C = A-B		D	C+D
2024	25,0	128,00	3.200,00	80,0	2.000,0	1.200,0	8	200,0	1.400,000
2025	25,0	125,00	3.125,00	80,0	2.000,0	1.125,0	8	200,0	1.325,000
2026	25,0	108,00	2.700,00	80,0	2.000,0	700,0	8	200,0	900,000

Impatto Asos (mld€)



In merito ai profili di quantificazione, si osserva preliminarmente che il comma 1 accorda una priorità, in sede di concessione di superfici pubbliche, ai progetti di impianti da fonti rinnovabili destinati alla copertura del fabbisogno energetico delle imprese energivore. In proposito, non si formulano osservazioni. Inoltre, i commi 2 e 3 istituiscono un meccanismo volto a incentivare l'incremento della capacità di generazione da rinnovabili che consente alle

imprese energivore di richiedere un'anticipazione, per 36 mesi,¹ dell'energia che sarà prodotta dagli impianti che le stesse si impegnano a realizzare o potenziare. Le imprese beneficiarie restituiranno l'energia rinnovabile nell'arco di venti anni. Inoltre, prevedono il riconoscimento di contributi per 100 milioni di euro alle medesime imprese, affinché prestino garanzia a copertura del rischio di inadempimento. Il meccanismo opera nel limite dell'energia da fonti rinnovabili (avente determinate caratteristiche) di cui il GSE ha la disponibilità. Gli oneri conseguenti trovano copertura a valere sugli oneri di sistema applicati alla generalità delle utenze elettriche. La relazione tecnica traccia una stima dei costi della misura nei prossimi tre anni. Sulla base degli elementi da essa forniti, la stima è verificabile.

Ai fini della stima, infine, si ipotizza un prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso (PUN) pari a 128€/MWh nel 2024, a 125€/MWh nel 2025 e a 108€/MWh nel 2026. Tali valori sono in linea con i prezzi registrati negli ultimi sei mesi dell'anno (che sono oscillati da un minimo di 111,89€/MWh ad agosto e un massimo di 134,26€/MWh ad ottobre).

In proposito non si formulano osservazioni considerato che gli oneri derivanti dall'anticipazione per i primi 36 mesi e dal riconoscimento di contributi a copertura del premio di garanzia sono posti a carico del meccanismo tariffario, che la relazione tecnica ne quantifica l'impatto e che, come assicurato dalla medesima relazione tecnica, il GSE potrà effettuare le attività previste con le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente.

Non si formulano osservazioni circa il comma 4, che permette al GSE l'accesso al sistema informativo integrato per consentire l'attuazione del presente articolo.

ARTICOLO 2

Misure per il rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e la relativa flessibilità

Le norme riscrivono, al comma 1, la disciplina contenuta all'articolo 16 del decreto-legge n. 17 del 2022 per lo svolgimento di procedure per l'approvvigionamento a lungo termine di gas naturale di produzione nazionale svolte dal Gruppo GSE su direttiva del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Si rammenta che al citato articolo 16 non sono stati ascritti effetti sui saldi di finanza pubblica.

¹ Mediante contratti finanziari per differenza a due vie.

Sono legittimati a partecipare a dette procedure i titolari di concessioni esistenti i cui impianti di coltivazione di gas naturale sono situati in tutto o in parte in aree considerate compatibili nell'ambito del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee, anche nel caso di concessioni improduttive o in condizione di sospensione volontaria delle attività e considerando, anche ai fini dell'attività di ricerca e di sviluppo con nuove infrastrutture minerarie, i soli vincoli classificati come assoluti dal Piano medesimo.

Le norme, a tal fine, consentono, a determinate condizioni, per la durata di vita utile del giacimento, in deroga ai limiti vigenti, la coltivazione di gas naturale:

- sulla base di concessioni esistenti ovvero di nuove concessioni, nel tratto di mare compreso tra il 45° parallelo e il parallelo distante da quest'ultimo 40 chilometri a sud e che dista almeno 9 miglia marittime dalle linee di costa;
- sulla base di nuove concessioni, in zone di mare poste fra le 9 e le 12 miglia marittime dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale ovvero in zone di mare poste fra le 9 e le 12 miglia marittime dal perimetro esterno delle aree marine e costiere protette.

I concessionari presentano al Gruppo GSE la manifestazione di interesse ad aderire alle procedure, comunicando i programmi incrementali delle produzioni di gas naturale per la durata di vita utile del giacimento, un elenco di possibili sviluppi, incrementi o ripristini delle produzioni di gas naturale, i tempi massimi di entrata in erogazione, il profilo atteso di produzione e i relativi investimenti necessari. La manifestazione di interesse reca inoltre:

- l'impegno a presentare, a pena di esclusione, una relazione dettagliata in ordine al costo per MWh;
- l'impegno, riferito a ciascun campo di coltivazione ed eventualmente per diversi livelli di produzione, a cedere il gas prodotto al punto di scambio virtuale (PSV) e a mettere a disposizione del Gruppo GSE un quantitativo di diritti sul gas corrispondente ai volumi produttivi medi annui attesi, a un prezzo pari al costo asseverato. Il quantitativo di diritti sul gas di cui al periodo precedente è messo a disposizione per cinque anni decorrenti dal 1° ottobre 2024 o, nel caso in cui il contratto con il GSE sia stipulato in data successiva al 30 aprile 2024, dal primo giorno del sesto mese successivo alla stipula del contratto medesimo.

Si prevede il rilascio delle nuove concessioni, delle proroghe e delle modifiche delle concessioni esistenti, nonché delle autorizzazioni delle opere necessarie all'attuazione dei programmi di produzione di gas a seguito di un procedimento unico, comprensivo delle valutazioni ambientali, da concludersi entro tre mesi. Conclusosi positivamente il procedimento, gli operatori comunicano al Gruppo GSE e al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il costo a MWh della produzione oggetto dei programmi incrementali delle produzioni di gas naturale, per livello di produzione e campo di coltivazione, corredato di una relazione dettagliata in ordine alla sua determinazione, inclusa l'indicazione del tasso

di remunerazione del capitale impiegato. La relazione è asseverata da una primaria società di revisione contabile di livello internazionale, iscritta al registro dei revisori legali.

Il Gruppo GSE, con una o più procedure di allocazione gestite dal Gestore dei mercati energetici – GME S.p.A., offre i diritti sul gas in via prioritaria ai clienti finali industriali a forte consumo di gas, senza nuovi o maggiori oneri per il Gruppo GSE. Il prezzo di offerta per ciascun insieme di diritti è pari al costo a MWh della produzione oggetto dei programmi incrementali delle produzioni di gas naturale.

L'ARERA è chiamata a stabilire, con proprio provvedimento, le modalità con le quali 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 ammessi alla specifica procedura.

In esito alle procedure di allocazione dei diritti sul gas, il Gruppo GSE stipula:

- con i concessionari che hanno aderito correttamente alla procedura, contratti di acquisto di lungo termine per i diritti sul gas, nella forma di contratti finanziari per differenza a due vie rispetto al PSV, di durata pari a cinque anni e al prezzo pari al costo asseverato;
- con ciascun cliente finale assegnatario, un contratto finanziario per differenza rispetto al PSV, per i diritti aggiudicati, di durata pari a quella dei contratti sottoscritti con i concessionari.

La quantità di diritti oggetto del contratto con il concessionario è rideterminata al 31 gennaio di ogni anno sulla base delle effettive produzioni nel corso dell'anno precedente.

Il Gruppo GSE comunica periodicamente al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica l'elenco dei contratti stipulati. Nel caso in cui il contratto sia stipulato dai clienti finali in forma aggregata, il contratto medesimo assicura che gli effetti siano trasferiti a ciascun cliente finale aggregato. È fatto divieto di cessione tra i clienti finali dei diritti derivanti dal contratto.

Il Gruppo GSE è autorizzato a rilasciare garanzie a beneficio dei concessionari in relazione ai contratti con essi stipulati. Il Gruppo GSE acquisisce dai clienti finali industriali a forte consumo di gas una corrispondente garanzia in relazione ai contratti con questi ultimi stipulati.

Il comma 2, infine, definisce interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti le opere finalizzate alla costruzione e all'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto *on-shore*, per le quali, al 10 dicembre 2023, sia stato rilasciato il provvedimento di autorizzazione.

La **relazione illustrativa** espone, in sintesi, che la presente disposizione è volta a superare le criticità emerse nell'applicazione della vigente disciplina, e in particolare a rafforzare l'obiettivo di incrementare la produzione nazionale di gas naturale da destinare, a prezzi calmierati, ai clienti finali industriali a forte consumo energetico.

Il prospetto riepilogativo non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

La relazione tecnica afferma che le norme intendono superare le criticità attuative della disposizione vigente e di rafforzare ulteriormente gli obiettivi della stessa, e segnatamente quello di incrementare la produzione nazionale di gas naturale da destinare, a prezzi calmierati, ai clienti finali industriali a forte consumo energetico. Ritiene che la norma non comporti nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, analogamente al vigente articolo 16 del decreto-legge n. 17 del 2022.

Nel complesso, si stima che, con la nuova formulazione, si potranno assicurare alla produzione nazionale circa 50 milioni di metri cubi di gas all'anno in più rispetto ai 3 miliardi attualmente prodotti in media annualmente e 900 milioni di metri cubi di gas in più (da produrre in 20 anni) rispetto a quanto garantito dalla vigente disposizione. Tale stima non tiene conto dell'ulteriore possibile incremento della produzione che potrà derivare da interventi tecnici di ottimizzazione dell'attività di recupero/estrazione del gas che gli operatori potranno valutare di attuare, anche mediante realizzazione di nuove infrastrutture minerarie per la ricerca e lo sviluppo della produzione di gas nell'ambito di concessioni esistenti. Da un punto di vista finanziario, osserva che la misura è strutturata in modo da assicurare l'equilibrio tra il costo sostenuto dal GSE per remunerare la produzione incrementale di gas naturale approvvigionata e i ricavi provenienti dalla cessione ai clienti finali dei diritti sui medesimi quantitativi di gas. I costi di approvvigionamento sono determinati sulla base di costi di produzione di gas, distinti per campo di produzione, ed eventualmente per livello di produzione, comprensivi del tasso di remunerazione degli investimenti, come asseverati da società di rilievo internazionale iscritte al registro dei revisori legali.

Al fine di assicurare la più larga partecipazione delle imprese richiedenti, si prevede che i diritti siano aggiudicati ai clienti in ordine crescente di prezzo all'esito di una o più aste che prevedono che l'allocazione sia effettuata in via prioritaria ai clienti finali industriali a forte consumo di gas. Si tratta di circa mille imprese operanti principalmente nei settori siderurgico, chimico, nonché della carta e del vetro/ceramica, con consumi complessivi di gas dell'ordine di circa 11 miliardi di standard metri cubi annui e, di conseguenza, particolarmente esposti all'aumento del livello dei prezzi del gas naturale.

I soggetti legittimati possono fare richiesta per quantitativi pari al consumo medio degli ultimi tre anni, corretto di un fattore che tiene conto dell'incidenza dell'utilizzo del gas sul valore aggiunto dell'impresa ovvero della prevalenza dell'impiego di gas rispetto ai consumi di gas e di energia elettrica.

I diritti non assegnati sono oggetto di una ulteriore eventuale procedura, aperta alle altre tipologie di clienti nonché ai clienti a forte consumo di gas naturale per la differenza tra il loro consumi medi e le quantità ammesse in offerta sulla base delle precedenti aste.

Detti costi sono utilizzati quale prezzo di riferimento per lo svolgimento delle aste di allocazione, secondo il meccanismo del prezzo marginale, della produzione di gas naturale aggiuntiva in favore dei clienti finali.

Pertanto, il meccanismo mira ad assicurare, in primo luogo, la copertura dei costi sostenuti dal GSE per approvvigionare le quantità di gas. A fronte dell'emersione di eventuali proventi infra-marginali in esito all'aggiudicazione delle aste di allocazione, si prevede che questi siano utilizzati per la riduzione dei corrispettivi di utilizzo della rete di trasporto e distribuzione del gas naturale da parte dei clienti finali partecipanti alle procedure.

La relazione tecnica evidenzia che l'efficacia delle nuove concessioni, delle proroghe e delle modifiche delle concessioni esistenti in applicazione della norma in esame è condizionata alla stipula dei contratti di approvvigionamento tra il GSE e i concessionari, la quale è, a sua volta, successiva allo svolgimento delle procedure di allocazione a favore dei clienti finali e relativa ai soli diritti offerti e aggiudicati. Ciò determina il presupposto per l'equilibrio finanziario del GSE in quanto il vincolo di remunerare il gas approvvigionato è relativo ai quantitativi effettivamente allocati ai clienti finali in esito alle procedure.

Ne consegue che i prezzi di acquisto e di cessione a lungo termine non hanno effetti sul soggetto pubblico, essendo soggetto passante fra domanda e offerta, anche al fine di rispettare la disciplina in materia di aiuti di Stato, non potendo vendere a condizioni peggiorative rispetto quelle di acquisto. Inoltre, le garanzie rilasciate a beneficio dei concessionari sono date solo in corrispondenza ad analoghe garanzie rilasciate dai clienti finali industriali.

La disposizione prevede, infine, che al fine di perseguire la flessibilità delle fonti di approvvigionamento del gas naturale e delle esigenze di sicurezza energetica, le opere finalizzate alla costruzione e all'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto *on-shore*, nonché le connesse infrastrutture, costituiscano interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti.

Infine, la relazione tecnica rammenta che il GSE effettua le attività previste con le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente.

In merito ai profili di quantificazione, si evidenzia preliminarmente che la norma riscrive, al comma 1, la disciplina contenuta all'articolo 16 del decreto-legge n. 17 del 2022 per lo svolgimento di procedure per l'approvvigionamento a lungo termine di gas naturale di produzione nazionale svolte dal Gruppo GSE su direttiva del Ministro dell'ambiente e della

sicurezza energetica, mentre, al comma 2, definisce interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti le opere finalizzate alla costruzione e all'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto *on-shore*, per le quali, al 10 dicembre 2023, sia stato rilasciato il provvedimento di autorizzazione. Come evidenziato nella relazione tecnica, la stipula dei contratti di approvvigionamento tra il GSE (soggetto, si rammenta, incluso nel conto economico consolidato della pubblica amministrazione) e i concessionari è successiva allo svolgimento delle procedure di allocazione a favore dei clienti finali e relativa ai soli diritti offerti e aggiudicati. Inoltre, le garanzie rilasciabili a beneficio dei concessionari sono date solo in corrispondenza ad analoghe garanzie rilasciate dai clienti finali industriali. In considerazione delle misure previste per l'equilibrio finanziario del GSE, non si formulano osservazioni, anche considerato che alla previgente disciplina che viene ora sostituita non erano stati ascritti effetti sui saldi di finanza pubblica.

ARTICOLO 3

Disposizioni in materia di concessioni geotermoelettriche

Le norme prorogano il termine di durata delle concessioni geotermoelettriche in essere, dal 31 dicembre 2025 al 31 dicembre 2026 e fissano, per le suddette concessioni, il termine per l'indizione della gara - ai fini di una loro riassegnazione - in due anni prima della loro scadenza, anziché in tre anni. Inoltre, prevedono la possibilità per il concessionario uscente - ove richiesto dall'autorità competente - di presentare - entro e non oltre il 30 giugno 2024 - un Piano pluriennale per la promozione degli investimenti che, se approvato dall'autorità competente medesima, consente di rimodulare l'esercizio della concessione, anche sotto il profilo della durata, la quale comunque non è superiore a 20 anni.

La relazione illustrativa, informa che il termine di riavvio delle procedure di assegnazione delle concessioni di coltivazione della risorsa geotermica era fissato al 31 dicembre 2025 e le autorità competenti avrebbero dovuto avviare le procedure di riassegnazione alla data del 31 dicembre 2022. La relazione medesima afferma quindi: "si è, tuttavia, verificata una fase di stallo, cui è necessario porre celermente rimedio".

Il prospetto riepilogativo non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

La relazione tecnica, dopo averne descritto il contenuto, afferma che le norme non comportano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, potendo semmai

comportare un incremento degli introiti da parte degli enti locali, in conseguenza del piano pluriennale di investimenti che si ipotizza venga proposto dal concessionario uscente, sottoposto a valutazione da parte dell'Autorità competente.

In merito ai profili di quantificazione, posto che la norma proroga di un anno, al 31 dicembre 2026, il termine ultimo di scadenza delle concessioni di coltivazione della risorsa geotermica, proroga al 31 dicembre 2024 il termine di avvio delle procedure di riassegnazione delle concessioni in essere e consente al concessionario uscente, a determinate condizioni, la rimodulazione della concessione in essere, anche prolungandone la durata purché entro il limite di vent'anni. In proposito, andrebbe acquisita la valutazione del Governo circa la compatibilità con l'ordinamento unionale delle proroghe di concessione in essere e del rinvio delle procedure competitive di assegnazione delle stesse.

ARTICOLO 4

Disposizioni per incentivare le regioni a ospitare impianti a fonti rinnovabili

Le norme destinano quota parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di anidride carbonica, di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel limite di 200 milioni di euro per ciascuno degli anni dal 2024 al 2032 ad un apposito fondo da istituire nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e da ripartire tra le regioni per l'adozione di misure per la decarbonizzazione e la promozione dello sviluppo sostenibile del territorio (comma 1).

L'articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020 disciplina la collocazione all'asta delle quote di CO₂. I proventi sono versati al GSE sul conto corrente dedicato «Trans-European Automated Real-time Gross Settlement Express Transfer System» («TARGET2»). Il GSE trasferisce i proventi delle aste ed i relativi interessi maturati su un apposito conto acceso presso la Tesoreria dello Stato, intestato al Dipartimento del tesoro, dandone contestuale comunicazione ai Ministeri interessati. Alla ripartizione delle risorse si provvede, previa verifica dei proventi derivanti dalla messa all'asta delle quote di CO₂, con decreti del Ministro dell'ambiente e sicurezza energetica, di concerto con i Ministri delle imprese e del made in Italy e dell'economia e delle finanze, da emanarsi entro il 31 maggio dell'anno successivo a quello di effettuazione delle aste. Il 50 per cento dei proventi delle aste è assegnato complessivamente al Ministero dell'ambiente e al Ministero delle imprese, nella misura del 70 per cento al Ministero dell'ambiente e del 30 per cento al Ministero delle imprese. Il restante 50 per cento delle risorse è riassegnato al Fondo per l'ammortamento dei titoli di Stato. Un'apposita convenzione fra il Ministero dell'economia e delle finanze - Dipartimento del tesoro e il GSE definisce le attività che lo stesso GSE sostiene in qualità di «responsabile del collocamento»,

ivi compresa la gestione del predetto conto. Ai relativi oneri si provvede a valere sui proventi delle aste. L'articolo 27, comma 7, precisa le misure finanziabili a valere sulle risorse assegnate al Ministero dell'ambiente e al Ministero delle imprese e del made in Italy, in coerenza con le norme europee in materia. Tali misure sono finalizzate, principalmente, al miglioramento dell'efficienza energetica e idrica, all'abbattimento delle emissioni e all'adattamento ai cambiamenti climatici, allo sviluppo delle energie rinnovabili, all'afforestazione e riforestazione nei paesi in via di sviluppo, al sequestro della CO₂ mediante silvicoltura, alla tutela degli ecosistemi, alla cattura e allo stoccaggio geologico di CO₂, al passaggio a modalità di trasporto pubblico a basse emissioni e allo sviluppo delle tecnologie pulite.

Detto fondo è alimentato, inoltre, ai sensi del comma 2, dal versamento di un contributo a carico dei titolari di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW, che abbiano acquisito il titolo per la costruzione degli impianti medesimi nel periodo tra il 1° gennaio 2024 e il 31 dicembre 2030. Il contributo è corrisposto al GSE in misura pari a 10 euro per ogni kW di potenza dell'impianto, per i primi tre anni dalla data di entrata in esercizio. Il contributo è versato dal GSE all'entrata del bilancio dello Stato, per essere riassegnato al fondo di cui sopra al netto delle risorse necessarie per la copertura dei costi connessi alle attività necessarie all'operatività delle misure per la decarbonizzazione e la promozione dello sviluppo sostenibile finanziate dal fondo che saranno disciplinate da una convenzione che il GSE sottoscriverà con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ai sensi del comma 3.

Il GSE è chiamato, inoltre, a definire e pubblicare sul proprio sito internet istituzionale i flussi informativi che la società Terna S.p.A., sulla base delle informazioni contenute nel sistema di Gestione delle anagrafiche uniche degli impianti di produzione (GAUDI), è tenuta a trasmettere al Gestore medesimo in relazione agli impianti di produzione soggetti al contributo. Alla copertura dei costi derivanti dalle attività del GSE si provvede, nel limite di 5 milioni di euro per il 2024, a valere sulle risorse relative ai contributi annui versati dai titolari dei suddetti impianti.

Il comma 4 rinvia ad un decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, d'intesa con la Conferenza unificata, la definizione delle modalità e dei criteri di riparto tra le regioni delle risorse del fondo, tenendo conto, in via prioritaria, del livello di conseguimento degli obiettivi annui di potenza installata stabiliti dalla normativa vigente (articolo 20, comma 2 del decreto legislativo. n. 199 del 2021), nonché dell'impatto ambientale e del grado di concentrazione territoriale degli impianti da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20kW. Per l'anno 2024, il decreto stabilisce le modalità di riparto delle risorse tra le regioni che abbiano provveduto con legge all'individuazione delle aree idonee entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore dei decreti del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica che stabilisce, a tal fine, principi e criteri di individuazione omogenei, o comunque non oltre il termine del 31 dicembre 2024.

Il comma 5 esclude dall'obbligo di versamento del contributo i titolari di impianti alimentati da fonti energetiche geotermiche già tenuti al pagamento del contributo previsto dall'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo. n. 22 del 2010, nonché i titolari di impianti idroelettrici tenuti al pagamento di contributi per la realizzazione di misure di compensazione ambientale e territoriale ai sensi dell'articolo 12, comma 1-ter, lettera l), del decreto legislativo. n. 79 del 1999.

L'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo. n. 22 del 2010 impone ai titolari di impianti di produzione di energia elettrica che utilizzano risorse geotermiche l'obbligo di versare:

a) 0,13 centesimi di euro per ogni kWh di energia elettrica prodotta nel campo geotermico, ancorché prodotta da impianti già in funzione alla data di entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, ai Comuni in cui è compreso il campo geotermico coltivato, proporzionalmente all'area delimitata dal titolo o dall'insieme dei titoli di coltivazione, assicurando comunque ai Comuni sede di impianti una quota non inferiore al 60 per cento;

b) 0,195 centesimi di euro per ogni kWh di energia elettrica prodotta nel campo geotermico, ancorché prodotta da impianti in funzione dal 31 dicembre 1980, alle regioni nel cui territorio sono compresi i campi geotermici coltivati, proporzionalmente all'area delimitata dal titolo o dall'insieme dei titoli di coltivazione.

L'articolo 12, comma 1-ter, lettera l), del decreto legislativo. n. 79 del 1999 prevede che le Regioni disciplinino la materia delle concessioni idroelettriche prevedendo, a carico dei titolari degli impianti idroelettrici, le misure di compensazione ambientale e territoriale, anche a carattere finanziario, da destinare ai territori dei comuni interessati dalla presenza delle opere e della derivazione compresi tra i punti di presa e di restituzione delle acque garantendo l'equilibrio economico finanziario del progetto di concessione.

Il prospetto riepilogativo non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

La relazione tecnica osserva che la stima dei proventi d'asta per gli anni 2024-2026 richiede una valutazione dei volumi di quote di emissione che saranno messi all'asta e dei prezzi che si formeranno sul mercato. Il quadro è ulteriormente arricchito dalla recente e sostanziale modifica dello *European Union Emissions Trading System*, ad opera della direttiva (UE) 2023/959. Con riferimento ai volumi da collocare all'asta, annualmente la Commissione UE quantifica le quote da destinare alle aste ai sensi del Regolamento (UE) 1031/2010 (cosiddetto "Regolamento aste"), nonché ai sensi della decisione (UE) 1814/2015 (cosiddetta "Decisione sulla riserva di stabilità"). La quantificazione avviene, ai sensi della regolazione vigente, entro il 15 luglio di ogni anno e si riferisce ai dodici mesi compresi tra il successivo settembre e agosto dell'anno seguente.

Nello scorso mese di luglio, ricorda la relazione tecnica, è stato pubblicato il Calendario delle Aste CO₂ per l'anno 2023; per l'Italia le quote di emissione che saranno complessivamente messe all'asta nel 2023 passano da 53.373.000 a 42.653.500 quote "Emission Unit Allowances" (EUA).

Per i successivi anni non sono noti i volumi di quote EUA ed “*Emission Unit Allowances Aviation*” (EUA A) che saranno collocati all’asta ai fini del raggiungimento dell’obiettivo di riduzione delle emissioni pari al 62 per cento nel 2030 rispetto al 2005. Il dato, evidentemente, sarà altresì condizionato dalla congiuntura economica (domanda di quote di emissione) - e conseguentemente dal surplus – e sarà noto entro il 1° giugno di ogni anno per l’anno d’asta in corso.

È necessario – prosegue la relazione tecnica – considerare molteplici fattori che potrebbero influenzare gli effetti volumi di EUA ed EUA A in asta, in particolare:

- da luglio 2023 sono collocate all’asta quote aggiuntive a quelle ordinariamente previste a sostegno del *Recovery and Resilience Facility* nell’ambito del piano REPowerEU. Annualmente, in base al prezzo di riferimento, verranno stabilite le quote da collocare negli anni successivi. Le aste termineranno al raggiungimento della soglia prestabilita, e comunque non oltre l’agosto 2026;
- a seguito della modifica della decisione (UE) 2015/1584, il tasso di prelievo del Meccanismo della Riserva di Stabilità permane al 24 per cento del surplus fino al 2030 ma è introdotto un ulteriore elemento volto a rendere graduale l’azione della Riserva qualora il surplus sia prossimo alla soglia delle 1.096 milioni di quote di emissione: qualora il numero di quote in circolazione (*Total Number of Allowances in Circulation* – TNA o surplus) sia superiore a tale cifra, il prelievo delle aste sarà del 24 per cento; di contro, qualora il numero totale di quote in circolazione sia compreso tra 833 milioni e 1.096 milioni, un numero di quote pari alla differenza tra il TNAC e 833 milioni è dedotto dal quantitativo di quote che gli Stati membri devono mettere all’asta a norma dell’articolo 10, paragrafo 2, della direttiva 2003/87/CE ed è integrato nella riserva. Infine, il numero di quote nella riserva deve essere pari a 400 milioni di quote;
- la quantificazione annuale delle emissioni (elemento connesso alla congiuntura economica, ma anche al mix di generazione di energia in Europa, compreso il tasso di *phase out* delle centrali a carbone) che verranno rilasciate in atmosfera nei prossimi anni, ha un impatto diretto sulla stima della domanda di quote da parte degli operatori in EU ETS e sull’entità del TNAC calcolato come segue: $TNAC = \text{Offerte di quote} - (\text{Domanda di quote} + \text{Quote nella Riserva di stabilità di mercato})$;
- l’estensione del campo di applicazione al settore marino e le modifiche al settore aviazione, entrambi in attesa di forte crescita emissiva, nonché la piena fungibilità di EUA ed EUA A a partire da gennaio 2025 e la probabile fusione delle sessioni d’asta in un’unica dedicata a quote di emissione senza alcuna distinzione dell’EU ETS.

La valutazione inoltre tiene conto dell’aggiornamento dal 2024 del fattore lineare pari al 4,3 per cento dal 2024 al 2027 e al 4,4 per cento a partire dal 2028. Tiene conto anche dell’introduzione del Fondo Sociale per il Clima nel 2025, che prevede la messa all’asta

di 40 milioni di quote del quantitativo che altrimenti potrebbe essere assegnato a titolo gratuito e 10 milioni di quote del quantitativo che altrimenti potrebbe essere messo all'asta. Non tiene conto nel 2026 della riduzione fino al completo *phase out* al 2034 delle quote a titolo gratuito che saranno messe all'asta per effetto del Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM.

I proventi, in considerazione di quanto sopra, secondo le stime contenute nella relazione tecnica, dovrebbero attestarsi in maniera crescente tra i 3,7 miliardi di euro nel 2023 e i 4,9 miliardi di euro nel 2026.

Quanto ai contributi a carico dei titolari di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, destinati ad alimentare il fondo, il loro importo è stato determinato considerando la tecnologia ad oggi più economica in termini di costo di investimento, ossia quella solare fotovoltaica, che presenta costi medi compresi tra i 1.000 /kW ai 1.500 /kW al diminuire della potenza da installare, al netto dei costi degli eventuali sistemi di accumulo e dei costi di connessione alle infrastrutture elettriche, ed anche in virtù del fatto che essa rappresenta la tecnologia per la quale il PNIEC attribuisce il più grande tasso di crescita rispetto al raggiungimento degli obiettivi al 2030. Pertanto, il contributo previsto rappresenta una percentuale di circa il 2-3 per cento rispetto ai costi previsti di investimento. Tale percentuale diventa più bassa al crescere dei costi di investimento, come ad esempio nel caso di investimenti afferenti ad impianti alimentati a bioenergie che presentano costi di investimento significativamente maggiori rispetto al fotovoltaico. Al contempo, detti corrispettivi incidono in maniera ancor più marginale se raffrontati rispetto ai ricavi rinvenienti dalla valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete da detti impianti durante l'intera vita utile (pari almeno a 20 anni).

Il valore complessivo atteso dei contributi posti in capo ai titolari di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW dovrebbe essere pari a più di 1 miliardo di euro, assumendo prudenzialmente che solo metà dei nuovi impianti necessari per raggiungere gli obiettivi di carbonizzazione al 2030 abbia potenza superiore a 20kW.

Alla copertura dei costi derivanti dalle attività di carattere gestionale ed amministrativo, si provvede nel limite di 5 milioni di euro per il 2024 a valere sulle risorse relative ai contributi annui versati dai titolari degli impianti.

In merito ai profili di quantificazione, si osserva preliminarmente che le norme istituiscono nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, un fondo da ripartire tra le regioni per l'adozione di misure per la decarbonizzazione e la promozione dello sviluppo sostenibile del territorio e alimentato da quota parte dei proventi

delle aste delle quote di emissione di anidride carbonica, di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel limite di 200 milioni di euro annui per ciascuno degli anni dal 2024 al 2032, e da contributi posti a carico dei titolari di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW (esclusi gli impianti geotermoelettrici e idroelettrici già tenuti al versamento di distinti contributi in base alla normativa vigente) che abbiano acquisito il titolo per la costruzione degli impianti medesimi nel periodo tra il 1° gennaio 2024 e il 31 dicembre 2030, stabilito in misura pari a 10 euro per ogni kW di potenza dell'impianto, per i primi tre anni dalla data di entrata in esercizio. Prevedono, inoltre, la sottoscrizione di una convenzione tra il GSE ed il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica per la disciplina delle attività necessarie all'operatività delle misure dal fondo e la copertura dei costi derivanti dalle attività di carattere gestionale ed amministrativo nel limite di 5 milioni di euro per il 2024 a valere sui contributi riscossi dal GSE. A tal proposito, sarebbe opportuno avere chiarimenti circa l'imputazione al solo anno 2024 dei costi derivanti dalle attività necessarie all'operatività delle misure che, invece, parrebbero di carattere pluriennale.

Si evidenzia che il prospetto riepilogativo degli effetti finanziari non ascrive alle norme alcun effetto sui saldi di finanza pubblica: in proposito non si formulano osservazioni trattandosi di utilizzi, ossia di nuove finalizzazioni di risorse.

La relazione tecnica reca alcuni elementi informativi circa la stima dei proventi derivanti dalle aste di CO₂ nei prossimi anni e dei contributi che saranno versati dai titolari degli impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili. Questi ultimi sono stimati complessivamente in misura pari a più di un miliardo di euro, assumendo prudenzialmente che solo metà dei nuovi impianti necessari per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 abbia potenza superiore a 20 kW. In proposito, non si formulano osservazioni considerato che il fondo opererà nel limite delle risorse ad esso affluite.

In ogni caso, al fine di riscontrare le stime della relazione tecnica, si segnala che al 31 ottobre 2023 risultavano installati 41,4 GW di eolico e fotovoltaico: 12,3 GW di [eolico](#) e 29,1 GW di [fotovoltaico](#) (fonte [Terna](#)). L'80,15 per cento della potenza installata risulta afferente ad impianti di potenza superiore a 20kW: il 99,95 per cento dell'eolico e il 71,75 per cento del fotovoltaico. Quanto alla numerosità degli impianti,

hanno potenza pari o superiore a 20kW il 7 per cento degli impianti: il 6,31 per cento degli impianti fotovoltaici e l'86,24 per cento degli impianti eolici. È ragionevole supporre che la relazione tecnica, quando ipotizza che il 50 per cento degli impianti di nuova realizzazione abbiano una potenza superiore al 20kW si riferisca, prudenzialmente, alla capacità installata.

Nel mese di novembre 2023 risulta, inoltre, che siano stati installati ulteriori 0,5 GW ca di fotovoltaico (Terna, Rapporto mensile sul sistema elettrico – [Novembre 2023](#)).

Il documento di aggiornamento al PNIEC prevede il raggiungimento di una capacità installata di 79,9 GW di fotovoltaico e di 28,1 GW di eolico al 2030.

Si tratterebbe di un aumento di capacità installata pari a 50,3 GW di fotovoltaico e a 15,8 GW di eolico. Occorre, tuttavia, considerare che il raggiungimento dei succitati obiettivi comporta la sostituzione di impianti che al 2030 presumibilmente non saranno più in esercizio. Ipotizzando una vita utile media pari a 20 anni, occorre, quindi, aggiungere la potenza installata al 2010, che al 2030 verosimilmente non sarà più in esercizio. Essa era pari a 3,5 GW di fotovoltaico e 5,8 GW di eolico. La nuova capacità da installare potrebbe, quindi, essere pari a 53,8GW di fotovoltaico e a 21,6GW di eolico. Assumendo, come pare suggerire la relazione tecnica in via prudenziale e/o prevedendo un maggior sviluppo della generazione distribuita nei prossimi anni, che il 50 per cento della nuova capacità installata sia riferibile a impianti di potenza superiore a 20 kW, i contributi ammonterebbero a 1.131 milioni di euro $([53,8GW+21,6GW]*0,5*10euro/kW*3)$ al 2030, cifra superiore al miliardo come ipotizzato. Assumendo, invece, l'invarianza del rapporto tra impianti fino a e superiore a 20kW, i contributi ammonterebbero a 1.805,72 milioni di euro $([53,8GW*0,7175+21,6GW*0,9995]*10euro/kW*3)$.

Si osserva, tuttavia, che la suddetta stima si basa su dati previsionali, elaborati in vista del raggiungimento degli obiettivi di sviluppo della capacità installata da fonti rinnovabili al 2030. Basandosi sui dati disponibili più aggiornati, relativi agli ultimi dodici mesi, da novembre 2022 a novembre 2023, detta capacità installata è aumentata di 2,5GW di fotovoltaico e 1,5GW di eolico. Mantenendo un analogo ritmo di crescita di sviluppo delle rinnovabili, si avrebbe un aumento della capacità installata pari a 17,5GW di fotovoltaico e 10,5GW di eolico, da cui conseguirebbe una stima dei contributi versati dai titolari di nuovi impianti significativamente inferiore alle attese nel caso in cui solo il 50 per cento della capacità installata sia riferibile a impianti di potenza superiore a 20kW $(37,3GW*0,5*10euro/kW*3=560$ milioni di euro), di poco al di sotto di quanto stimato in caso di invarianza del rapporto tra capacità installata da nuovi impianti di potenza superiore e fino a 20kW $[(21GW*0,7175+16,3GW*0,9995)*10euro/kW*3=940,78$ milioni di euro].

ARTICOLO 5

Misure per il contributo alla flessibilità del sistema elettrico da parte degli impianti non abilitati alimentati da bioliquidi sostenibili

Le norme istituiscono, al comma 1, un meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da bioliquidi sostenibili (quali, ad esempio, olio di palma, olio di colza ecc.) che rispettino i requisiti e le condizioni di cui agli articoli 40 e 42 del decreto legislativo.

n. 199 del 2021 (che fissano una serie di norme tecniche e criteri di sostenibilità applicabili ai bioliquidi) e i cui impianti siano in esercizio alla data del 10 dicembre 2023.

Il comma 2 prevede che, dal 10 dicembre 2023 alla data di entrata in operatività del suddetto meccanismo, e comunque non oltre il 31 dicembre 2024, agli impianti da bioliquidi sostenibili si applichino prezzi minimi garantiti definiti dall'ARERA secondo i criteri previsti all'articolo 24, comma 8, del decreto legislativo. n. 28 del 2011; per effetto di tale rinvio normativo, per quanto di interesse, i prezzi minimi garantiti sono:

- corrisposti a copertura dei costi di funzionamento, al fine di assicurare la prosecuzione dell'esercizio e il funzionamento efficiente dell'impianto;
- differenziati in base alla potenza dell'impianto;
- aggiornati annualmente, tenendo conto dei valori di costo delle materie prime e della necessità di promuovere la progressiva efficienza dei costi degli impianti, anche al fine di evitare incrementi dei prezzi delle materie prime correlati alla presenza di incentivi all'utilizzo energetico delle stesse.

Il comma 3, infine, prevede che il decreto di istituzione della Commissione preposta all'esame delle proposte di modifica e integrazione dell'allegato X alla parte quinta del decreto legislativo. n. 152 del 2006, sulla disciplina dei combustibili, sia adottato dal Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica senza necessità del concerto del Ministro delle imprese e del made in Italy e che a tale Commissione non partecipino rappresentanti del Ministero delle imprese e del made in Italy.

Il prospetto riepilogativo non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

La relazione tecnica ricorda che l'articolo 5, comma 5, lett. *b*), del decreto legislativo. n. 199 del 2021 ha previsto misure per integrare i ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico, a favore di impianti a fonti rinnovabili che continuino ad essere eserciti al termine del periodo di diritto agli incentivi, con particolare riguardo agli impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione legati ai costi di approvvigionamento del combustibile, tenendo conto della necessità di contenimento dei costi secondo logiche di efficienza e comunque nel rispetto del principio di economia circolare e della disciplina in materia di aiuti di Stato.

La disposizione in esame introduce un meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da impianti già esistenti alimentati da bioliquidi sostenibili, che sono perlopiù prossimi al termine del periodo di incentivazione, volto a mantenere la loro capacità produttiva in condizioni di funzionamento efficiente nei prossimi anni anche per far fronte alle crescenti esigenze di *back up* e modulazione del sistema elettrico, in particolare quando la disponibilità delle altre fonti FER non è pienamente sufficiente a coprire la domanda elettrica. I criteri, le modalità e le condizioni di attuazione del meccanismo di contrattualizzazione saranno specificati mediante decreto ministeriale da emanarsi entro

120 giorni dalla entrata in vigore del decreto-legge. Nelle more dell'entrata in operatività del meccanismo di contrattualizzazione e comunque non oltre il 31 dicembre 2024, è prevista la remunerazione della produzione elettrica del medesimo perimetro di impianti alimentati da bioliquidi sostenibili, tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti.

L'incentivazione della produzione elettrica da bioliquidi sostenibili – osserva la relazione tecnica – trova copertura a valere sugli oneri generali di sistema afferenti al settore elettrico (componente Asos) e non comporta, pertanto, nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

La relazione tecnica svolge una valutazione dell'impatto economico a valere sulla componente Asos. La stima si basa sull'andamento dei prezzi di mercato delle *commodity* e sulla produzione storica degli impianti a bioliquidi – assumendo un tasso di adesione al meccanismo dell'80 per cento. Il costo addizionale sulle bollette della misura è quindi stimato pari a 233 milioni di euro che corrispondono al 4 per cento del fabbisogno Asos atteso per il 2024 di 5,9 miliardi di euro / anno e che comporterebbe un incremento indicativo sulle bollette elettriche di una famiglia tipo di 3 euro su base annua.

Gli input e i calcoli elaborati ai fini della stima dell'onere transitorio della misura sono esplicitati nella seguente tabella.

Variabile	Descrizione	Valore	unità	Nota
A	Produzione annua Bioliquidi	3.088	GWh	Produzione lorda 2022 fonte statistiche Terna
B	Produzione netta/lorda	95%	%	Parametro desunto da impianti di medesima tecnologia da statistiche Terna
C=AxB	Produzione netta Bioliquidi	2.940	GWh	Calcolo Produzione netta bioliquidi
D	Forecast PUN medio (11/23-4/24)	140	€/MWh	Media prezzi Mercato a Termine fonte GME (5/10/23)
E	Corrispettivo unitario PMG	341	€/MWh	Elaborazione su quotazioni oli vegetali piazza Milano e formule Delibera 209/2023/R/eel
F	Tasso di adesione	80%	%	Ipotesi tasso di partecipazione alla disposizione
G=CxFx(E-D)	Impatto medio Asos DI energia bioliquidi	473	Mln €/anno	Calcolo onere annuo disposizione
H	Durata transitoria disposizione comma 1	120	gg	Durata transitoria disposizione art. 2, comma 1
I	Durata transitoria disposizione con ritardi (6 mesi)	180	gg	Durata transitoria disposizione con ipotesi ritardo Delibera ARERA 60 gg
J = G x I/365	Stima spesa misura transitoria bioliquidi	233	Mln €	Calcolo onere unnuo riproporzionato su durata transitoria ipotizzata

La relazione tecnica precisa che l'importo suddetto è limitato al solo periodo transitorio (fino all'entrata in efficacia del meccanismo), poiché successivamente, a regime, è destinato a ridursi e sarà bilanciato dai benefici derivanti dalle prestazioni ottenute dalla maggiore flessibilità del sistema.

Infine, con riguardo alle disposizioni di cui al comma 3, la relazione tecnica afferma che, per ragioni di coerenza con il riparto delle competenze tra i ministeri disposto dal decreto-

legge n. 22 del 2021, si apportano modifiche all'articolo 298, comma 2-ter, del decreto legislativo n. 156 del 2006, in materia di composizione della Commissione per l'esame delle proposte di integrazione a aggiornamento dell'Allegato X alla parte quinta del decreto legislativo n. 152 del 2006, stabilendo che la commissione suddetta sia composta da due rappresentanti del MASE, due del Ministero della salute, due del Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, nonché un rappresentante del Dipartimento per gli affari regionali e le autonomie della Presidenza del Consiglio dei ministri e che ai componenti della commissione non sono dovuti compensi, gettoni di presenza, rimborsi spese o altri emolumenti comunque denominati. Pertanto, la disposizione non determina nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

In merito ai profili di quantificazione, non si formulano osservazioni posto che il comma 1 istituisce un meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva di energia elettrica alimentata da bioliquidi sostenibili e, nelle more, il comma 2 riconosce ai medesimi impianti prezzi minimi garantiti definiti dall'Arera, recando misure i cui oneri sono posti a carico della tariffa elettrica; inoltre, il comma 3 riforma le modalità di istituzione e la composizione della cosiddetta "Commissione combustibili", i cui componenti non ricevono alcun emolumento comunque denominato, e pertanto dall'articolo in esame non derivano, come confermato anche dalla relazione tecnica, oneri per la finanza pubblica.

In merito ai profili di copertura finanziaria, si fa presente che la lettera *b)* del comma 3 dell'articolo 5, prevede che ai componenti della commissione per l'esame delle proposte di integrazione ed aggiornamento dell'Allegato X del decreto legislativo n. 152 del 2006, non sono dovuti compensi, gettoni di presenza, rimborsi spese o altri emolumenti comunque denominati. Al riguardo, con riferimento al tenore letterale della disposizione non si formulano osservazioni.

ARTICOLO 6

Semplificazioni del procedimento per la realizzazione di condensatori ad aria presso centrali esistenti

Le norme prevedono che, nelle centrali termoelettriche con potenza termica superiore a 300 MW, la realizzazione di sistemi di condensazione ad aria in impianti già dotati di sistemi di raffreddamento ad acqua, che non comporti incremento della potenza elettrica e che

avvenga su superfici all'interno delle centrali esistenti, costituisca modifica non sostanziale e sia subordinata alla sola comunicazione preventiva al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Le norme dispongono poi che la verifica circa la necessità di sottoporre i progetti a valutazione di impatto ambientale e di una modifica o una nuova autorizzazione integrata ambientale sia svolta con modalità semplificate (nel caso della VIA, previa valutazione preliminare ai sensi dell'articolo 6, comma 9 del decreto legislativo. n. 152 del 2006, cosiddetto *pre-screening*). Infine, si prevede un'esenzione dall'obbligo di richiedere l'autorizzazione paesaggistica se detti interventi sono realizzati in sostituzione di volumi esistenti all'interno della medesima centrale termoelettrica. Il comma 4 prevede che dall'attuazione delle suddette norme "non derivano" nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Il prospetto riepilogativo non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

La relazione tecnica sottolinea che la disposizione non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, secondo quanto previsto dalla clausola di invarianza finanziaria di cui al comma 4. Precisa che, a livello sociale, non sono previsti impatti. Gli interventi, infatti, non hanno ricadute sulla salute pubblica né comportano un utilizzo del suolo aggiuntivo rispetto a quanto già in essere. Si tratta di sistemi di raffreddamento senza un incremento della potenza, delle emissioni e, anzi, che determinano un risparmio della risorsa idrica. Segnala, infine, che la norma, prevedendo la valutazione preliminare ai sensi del decreto legislativo. n. 152 del 2006 (articolo 6, comma 9), assicura il rispetto della disciplina euro-unitaria di settore.

In merito ai profili di quantificazione, si rileva che la norma subordina, a determinate condizioni, la realizzazione di sistemi di condensazione ad aria nelle centrali termoelettriche alla sola comunicazione preventiva al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e prevede, per i medesimi interventi, semplificazioni amministrative in materia di valutazioni ambientali, AIA e autorizzazione paesaggistica. In proposito, non si formulano osservazioni data la natura ordinamentale delle norme e alla luce della clausola di invarianza finanziaria contenuta al comma 4.

In merito ai profili di copertura finanziaria, si fa presente che il comma 4 dell'articolo 6 reca una clausola d'invarianza finanziaria ai sensi della quale dall'attuazione delle disposizioni

di cui al medesimo articolo 6 non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Al riguardo, al fine di assicurare la necessaria prescrittività alla disposizione, si rileva l'esigenza di sostituire le parole "non derivano" con le seguenti: "non devono derivare", in conformità alla formulazione comunemente utilizzata nella prassi. Sul punto appare comunque opportuno acquisire l'avviso del Governo.

ARTICOLO 7

Disposizioni in materia di stoccaggio geologico di CO₂

Le norme recano modifiche al decreto legislativo n. 162 del 2011, recante l'attuazione della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio.

In particolare, le disposizioni:

- modificano l'articolo 3, inserendo la lettera *a*-bis) del comma 1, che fissa la definizione dei programmi sperimentali di stoccaggio geologico di CO₂ [comma 1, lettera *a*)];
- modificano l'articolo 7, relativo alle analisi e alla valutazione del potenziale di stoccaggio, prevedendo, tra l'altro, che il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, per i giacimenti di idrocarburi esauriti *off-shore*, possa rilasciare licenze di esplorazione, autorizzazioni a svolgere programmi sperimentali di stoccaggio geologico di CO₂ e autorizzazioni allo stoccaggio geologico di CO₂. Per le aree interessate da titoli minerari, il suddetto Ministero valuta la compatibilità dell'attività di stoccaggio con le attività già in essere [comma 1, lettera *b*)];
- introducono gli articoli 11-*bis* e 11-*ter*, relativi alle autorizzazioni allo svolgimento di programmi sperimentali di stoccaggio di CO₂, che sono rilasciate ai soggetti richiedenti, su parere del Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE, dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. A tal fine il Ministero convoca un'apposita conferenza dei servizi alla quale partecipano tutte le amministrazioni interessate. Le opere necessarie allo stoccaggio geologico di CO₂ nell'ambito del programma sperimentale e quelle necessarie per il trasporto al sito di stoccaggio sono dichiarate di pubblica utilità. Il Ministero rilascia l'autorizzazione entro centoventi giorni dalla data di presentazione della domanda [comma 1, lettera *d*)];
- modificano l'articolo 12, relativo alle autorizzazioni allo stoccaggio. Si prevede che, a determinate condizioni, chi ha fatto sperimentazione di stoccaggio abbia la precedenza nell'ottenimento dell'autorizzazione finale allo stoccaggio di CO₂. Viene inoltre soppresso il comma 8, che prevedeva procedure semplificate relative allo

stoccaggio geologico di CO₂ per volumi complessivi di stoccaggio inferiori a 100.000 tonnellate effettuati ai fini di ricerca, sviluppo e sperimentazione di nuovi prodotti o processi [comma 1, lettera e]);

- inseriscono il comma 2-*bis* all'articolo 25, in materia di garanzie finanziarie. La novella prevede che, nelle more della data di entrata in vigore dell'apposito decreto, l'entità della garanzia sia stabilita in sede di rilascio delle licenze ovvero delle autorizzazioni allo stoccaggio, tenuto conto dei costi da sostenere per la realizzazione del progetto, di ogni obbligo derivante dalla licenza ovvero dall'autorizzazione, compresi quelli di chiusura e post-chiusura, dei costi da sostenere in caso di fuoriuscite o irregolarità, nonché delle capacità tecniche, organizzative ed economiche del soggetto interessato, incluso il livello di *rating* di lungo termine del medesimo, anche sulla base di apposita documentazione [comma 1, lettera b)];
- inseriscono il comma 2-*bis* all'articolo 27, prevedendo che, nelle more dell'efficacia dell'apposito decreto che determina le tariffe e le relative modalità di versamento, gli oneri derivanti dalle attività svolte ai sensi degli articoli 4 (attività dell'organo tecnico) e 6, comma 1 (gestione della banca dati centrale), nonché dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica per il rilascio di licenze di esplorazione, autorizzazioni allo stoccaggio geologico o autorizzazioni a svolgere programmi sperimentali di stoccaggio, siano posti a carico degli operatori interessati dalle attività medesime mediante il versamento di un contributo di importo pari all'uno per mille del valore delle opere da realizzare. Tale obbligo non si applica ai procedimenti per i quali, alla data di entrata in vigore della presente disposizione, si sia già conclusa l'istruttoria [comma 1, lettera i)].

Le suddette modifiche si applicano alle richieste presentate successivamente alla data di entrata in vigore del provvedimento in esame (comma 2).

Entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del provvedimento in esame, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, anche avvalendosi di società aventi comprovata esperienza nei settori della cattura, trasporto e stoccaggio di CO₂, predisporre, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, uno studio propedeutico (comma 3).

Detto studio è finalizzato a:

- a) effettuare la ricognizione della normativa vigente relativa alla filiera della cattura, stoccaggio e utilizzo di CO₂;
- b) elaborare schemi di regolazione tecnico-economica dei servizi di trasporto e stoccaggio della CO₂;
- c) elaborare schemi di regole tecniche per la progettazione, la costruzione, il collaudo, l'esercizio e la sorveglianza delle reti di trasporto della CO₂;

- d) effettuare analisi di fattibilità e di sostenibilità, anche sotto il profilo dei costi, dei processi di cattura della CO₂ per le diverse tipologie di utenza;
- e) individuare la platea di potenziali fruitori del servizio di trasporto e stoccaggio della CO₂ nell'ambito dei settori industriali più inquinanti e difficili da riconvertire e termoelettrico;
- f) definire le modalità per la remunerazione ed eventuali meccanismi di supporto per le diverse fasi della filiera della cattura trasporto utilizzo e stoccaggio della CO₂.

Infine, viene modificato l'articolo 52-*bis* del decreto del Presidente della Repubblica n. 327 del 2001, precisando che per infrastrutture lineari energetiche si intendono altresì le condotte necessarie per il trasporto e funzionali per lo stoccaggio di biossido di carbonio (comma 5).

Il **prospetto riepilogativo** non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

La relazione tecnica afferma che le disposizioni in esame, aventi carattere ordinamentale, non comportano nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica in quanto il quadro regolatorio e le competenze amministrative sono già assegnate ed esercitate dagli organi e dalle amministrazioni, compreso il Comitato previsto dall'articolo 4 del decreto legislativo n. 162 del 2011 costituito dal 2012, al quale sono affidate diverse attività; si richiama da ultimo il decreto ministeriale n. 256 del 2016 del Ministero dell'ambiente, che conferma i membri del Comitato e della segreteria.

Le disposizioni prevedono inoltre che i costi per il rilascio di licenze di esplorazione, di autorizzazioni allo stoccaggio geologico di CO₂ o di autorizzazioni a svolgere programmi sperimentali di stoccaggio geologico di CO₂ siano posti a carico degli operatori interessati dalle attività medesime mediante il versamento di un contributo di importo non superiore all'uno per mille del valore delle opere da realizzare. Ciò in analogia a quanto disposto dall'articolo 1, comma 110, della legge n. 239 del 2004, per le altre infrastrutture energetiche.

In merito ai profili di quantificazione, si rileva preliminarmente che le disposizioni in esame recano modifiche al decreto legislativo n. 162 del 2011, recante l'attuazione della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio. In particolare, le novelle riguardano le modalità di rilascio delle autorizzazioni da parte del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentito il parere del Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE.

Non si formulano osservazioni riguardo alla disposizione transitoria, di cui al comma 2-*bis* dell'articolo 25 del decreto-legislativo n. 162 del 2011, introdotto dalla norma in esame, che

dispone in merito alla determinazione dell'entità della garanzia finanziaria, nelle more dell'entrata in vigore di un apposito decreto, dal momento che detta garanzia deve tenere conto dei costi da sostenere per la realizzazione del progetto, di ogni obbligo derivante dalla licenza ovvero dall'autorizzazione, compresi quelli di chiusura e post-chiusura, dei costi da sostenere in caso di fuoriuscite o irregolarità, nonché delle capacità tecniche, organizzative ed economiche del soggetto interessato.

Relativamente all'ulteriore disposizione transitoria, di cui al comma 2-*bis* dell'articolo 27 del citato decreto legislativo, anch'esso introdotto dalla norma in esame, che pone gli oneri derivanti dalle attività svolte ai sensi degli articoli 4 (attività dell'organo tecnico) e 6, comma 1 (gestione della banca dati centrale), nonché dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica per il rilascio di licenze di esplorazione, autorizzazioni allo stoccaggio geologico o autorizzazioni a svolgere programmi sperimentali di stoccaggio, a carico degli operatori interessati dalle attività medesime mediante il versamento di un contributo di importo pari all'uno per mille del valore delle opere da realizzare, si prende atto di quanto affermato dalla RT riguardo al fatto che già a legislazione vigente sono definite ed esercitate le relative competenze amministrative.

Infine, con riferimento alla predisposizione da parte del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, di uno studio propedeutico, anche avvalendosi di società aventi comprovata esperienza nei settori della cattura, trasporto e stoccaggio di CO₂, appare utile acquisire maggiori dettagli circa lo svolgimento di detto avvalimento al fine di escludere oneri per la finanza pubblica.

ARTICOLO 8

Misure per lo sviluppo della filiera relativa agli impianti eolici galleggianti in mare

Le norme prevedono che il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica pubblichi un avviso volto all'acquisizione di manifestazioni di interesse per l'individuazione, in due porti del Mezzogiorno rientranti nelle Autorità di sistema portuale, di 84 aree demaniali marittime con relativi specchi acquei esterni alle difese foranee, destinate, nel rispetto degli strumenti di pianificazione in ambito portuale, alla realizzazione di infrastrutture idonee a garantire lo sviluppo degli investimenti del settore della cantieristica navale per la

produzione, l'assemblaggio e il varo di piattaforme galleggianti e delle infrastrutture elettriche funzionali allo sviluppo della cantieristica navale per la produzione di energia eolica in mare. Le manifestazioni di interesse sono presentate dalle Autorità di sistema portuale, sentite le Autorità marittime competenti per i profili attinenti alla sicurezza della navigazione (comma 1).

Con decreto interministeriale sono individuate le suddette aree demaniali marittime che individua altresì gli interventi infrastrutturali da effettuare nelle aree, anche sulla base di una analisi di fattibilità tecnico-economica e delle tempistiche di realizzazione degli interventi nonché le modalità di finanziamento degli interventi individuati, nell'ambito delle risorse disponibili a legislazione vigente (comma 2).

Il **prospetto riepilogativo** non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

La relazione tecnica afferma che le disposizioni in esame, aventi carattere ordinamentale, non comportano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Segnatamente, la norma si pone in conformità alla Strategia europea per le energie rinnovabili *off-shore*, nella quale è stato posto in evidenza che "gli Stati membri meridionali dell'UE che si affacciano sul Mediterraneo hanno un elevato potenziale per l'energia eolica prodotta prevalentemente da turbine galleggianti".

Ciò premesso, la disposizione definisce, al fine di sostenere una filiera per la progettazione e l'assemblaggio di piattaforme galleggianti e delle infrastrutture elettriche funzionali allo sviluppo della relativa cantieristica navale volte a produrre energia eolica in mare, i termini e le modalità per l'individuazione di aree demaniali marittime, in due porti soggetti alla vigilanza delle Autorità di sistema portuale, con relativi specchi acquei esterni alle difese foranee, destinate, nel rispetto degli strumenti di pianificazione in ambito portuale, alla realizzazione di infrastrutture idonee a garantire lo sviluppo degli investimenti del settore della cantieristica navale per la produzione, l'assemblaggio e il varo di piattaforme galleggianti, demandando a un decreto interministeriale di concerto, per gli aspetti di competenza, con il Ministro dell'economia e delle finanze, l'individuazione delle suddette aree demaniali marittime, gli interventi infrastrutturali da effettuare nelle stesse, anche sulla base di una analisi di fattibilità tecnico-economica e delle tempistiche di realizzazione degli interventi medesimi, nonché le modalità di finanziamento degli interventi individuati, nell'ambito delle risorse disponibili a legislazione vigente.

In merito ai profili di quantificazione, si rileva preliminarmente che le disposizioni in esame prevedono la pubblicazione da parte del Ministero dell'ambiente e della sicurezza

energetica di un avviso volto all'acquisizione di manifestazioni di interesse per l'individuazione, in due porti del Mezzogiorno, di 84 aree demaniali marittime destinate alla realizzazione di infrastrutture idonee a garantire lo sviluppo degli investimenti del settore della cantieristica navale per la produzione di energia eolica in mare.

Con decreto interministeriale sono individuate le suddette aree demaniali marittime nonché gli interventi infrastrutturali da effettuare nelle suddette aree e le modalità di finanziamento degli interventi individuati, nell'ambito delle risorse disponibili a legislazione vigente.

Al riguardo, non si hanno osservazioni da formulare attesa la natura ordinamentale delle disposizioni in esame e tenuto conto che il finanziamento degli interventi è previsto nell'ambito delle risorse disponibili a legislazione vigente.

ARTICOLO 9

Misure in materia di infrastrutture di rete elettrica

Le norme prevedono, ai commi da 1 a 4, l'istituzione e la gestione da parte di Terna S.p.A., gestore della rete elettrica di trasmissione nazionale, di un portale digitale al quale il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il Ministero della cultura, l'ARERA e le regioni possono accedere per consultare dati e informazioni sugli interventi di sviluppo della rete di trasmissione, sulle richieste di connessione alla rete da parte di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, nonché le relazioni di monitoraggio sullo stato di avanzamento dei procedimenti di connessione alla rete di trasmissione. L'ARERA è chiamata a disciplinare, su proposta di Terna, le modalità di funzionamento del portale e di copertura dei relativi costi sostenuti.

I commi da 5 a 9 prevedono, salva l'applicazione di regimi più favorevoli previsti dalla vigente normativa regionale o provinciale, fino al 31 dicembre 2026, semplificazioni amministrative per la realizzazione delle cabine primarie e degli elettrodotti fino a 30kV, prevista nell'ambito di progetti sulle reti di distribuzione ammessi ai finanziamenti del PNRR.

Dette semplificazioni prevedono che gli interventi di cui sopra siano sottoposti a denuncia di inizio lavori presentata alle regioni o province autonome, a condizione che:

- non siano presenti vincoli ambientali, paesaggistici, culturali o imposti dalla normativa UE;
- siano conformi e compatibili con gli strumenti pianificatori approvati o adottati;
- non richiedano la dichiarazione di pubblica utilità.

Al verificarsi di almeno una di tali ipotesi, si prevede lo svolgimento di una conferenza di servizi asincrona con termini procedurali abbreviati e modalità di rilascio del provvedimento conclusivo semplificate.

In particolare, il comma 8 prevede che l'istanza di autorizzazione si intende accolta qualora, entro novanta giorni dalla data di presentazione dell'istanza, non sia stato comunicato un provvedimento di diniego o non sia stato espresso un dissenso da parte di un'amministrazione preposta alla tutela paesaggistico-territoriale o dei beni culturali. In tal caso, l'amministrazione procedente è tenuta a rilasciare un'attestazione circa l'intervenuto rilascio dell'autorizzazione unica. Nei casi di dissenso di una o più amministrazioni, ove non sia stata adottata la determinazione conclusiva della conferenza di servizi nei termini, il Presidente della regione interessata, su istanza del soggetto interessato, assume la determinazione motivata conclusiva della conferenza di servizi entro quindici giorni dalla richiesta, direttamente o mediante un commissario *ad acta*. Lo stesso comma 8, infine, prevede che dalla sua attuazione non devono derivare nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Il prospetto riepilogativo non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

La relazione tecnica precisa che le modalità di copertura dei costi sostenuti da Terna per la istituzione e gestione del portale digitale saranno definite senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Evidenzia, infatti, che tali costi sono interamente a carico di Terna e troveranno copertura nelle tariffe elettriche secondo le regole determinate da ARERA, non determinando oneri aggiuntivi per la pubblica amministrazione.

Quanto poi alle semplificazioni previste per i progetti "*Smart grid*" sulle reti di distribuzione, la relazione tecnica evidenzia che essi prevedono il conseguimento di risultati tecnici imprescindibili al fine di garantire il raggiungimento dei *target* europei di riduzione delle emissioni di gas climalteranti e, dunque, per conseguire gli obiettivi di transizione energetica del Paese.

I progetti "*Smart grid*" (che ammontano complessivamente a 13 progetti per un valore pari a 3,3 miliardi di euro) sono, più precipuamente, finalizzati a: *i*) incrementare l'*Hosting Capacity* (HC), vale a dire la capacità della rete di accogliere la nuova generazione di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili, nonché gestire, in maniera sempre più efficiente, l'energia prodotta da fonti rinnovabili connesse alla rete di distribuzione (a tal fine, si segnala che il *target* PNRR è di incrementare la HC almeno di 4GW); *ii*) favorire la elettrificazione dei consumi (in tal caso il *target* del PNRR è favorire la conversione all'elettrificazione dei consumi di almeno 1,5 milioni di cittadini).

Allo scopo di conseguire le suddette finalità, i progetti prevedono la realizzazione di interventi relativi alle infrastrutture elettriche di distribuzione, consistenti in una estesa digitalizzazione della rete; nella realizzazione di cabine primarie (CP) di trasformazione di energia elettrica ad alta tensione a media tensione; nella realizzazione di linee di distribuzione di energia elettrica (interrate o aeree in media tensione) e nella realizzazione

di interventi sulla rete di bassa tensione (nuove cabine secondarie, potenziamenti di cabine secondarie, linee di distribuzione in bassa tensione). Tutti i progetti dovranno ultimarsi entro giugno 2026, data entro la quale dovranno essere conseguiti i *target* tecnici.

Segnatamente, le cabine primarie consentono di implementare, sulla rete di distribuzione, la potenza di trasformazione, che è direttamente correlata all'incremento della potenza necessaria alla elettrificazione dei consumi e alla HC, svolgendo, pertanto, un ruolo essenziale per il raggiungimento degli obiettivi dei progetti PNRR.

Il completamento delle CP dovrà necessariamente essere garantito entro la fine del 2025, in quanto è propedeutico per il completamento delle attività relative alla porzione di rete di distribuzione sottesa alla CP (linee di media tensione, potenziamento cabine secondarie, digitalizzazione/smartizzazione). I sei mesi successivi al completamento delle CP saranno, quindi, necessari per il completamento delle attività sulla rete di media tensione e bassa tensione sottesa.

I progetti "*Smart grid*" prevedono, complessivamente, oltre 100 nuove CP e per 32 di esse sono già state avviate le attività di richiesta delle autorizzazioni. Gli altri impianti sono nella fase di completamento dell'attività propedeutica alla richiesta autorizzativa (individuazione terreni, STMG – Soluzione tecnica minima generale per la connessione con il gestore della rete di Trasmissione, progettazione).

Per consentire di completare i progetti nei tempi prescritti dal PNRR, la relazione tecnica valuta necessario individuare azioni mirate a ridurre notevolmente i tempi autorizzativi, senza le quali è indubbio che tutti i progetti non potrebbero essere realizzabili nei termini indicati dal PNRR.

La relazione tecnica conclude affermando il carattere ordinamentale delle disposizioni, che quindi non comportano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

In merito ai profili di quantificazione, si osserva preliminarmente che la norma prevede, ai commi da 1 a 4, l'istituzione, a cura di Terna, di un portale digitale sugli interventi di sviluppo della rete di trasmissione e sulle richieste di connessione pervenute, rinviando ad ARERA la definizione delle modalità di copertura dei relativi costi. La relazione tecnica precisa che dette modalità non comporteranno nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Si ricorda, a tal proposito, che i servizi in concessione di gestione della rete di trasmissione e di dispacciamento erogati da Terna sono di norma remunerati attraverso la tariffa elettrica. I successivi commi prevedono semplificazioni amministrative per la realizzazione di opere nell'ambito di progetti di *Smart grid* sulla rete di distribuzione finanziati dal PNRR. Si osserva

che il comma 8, nel disciplinare le modalità di rilascio del titolo autorizzativo a valle della conferenza di servizi, richiesto in taluni casi in cui non sia possibile procedere mediante la semplice denuncia di inizio attività, reca una clausola di invarianza finanziaria riferita alle disposizioni contenute nel medesimo comma. A tal proposito, non si formulano osservazioni giacché i costi relativi alla gestione del portale digitale di Terna non graveranno sulla finanza pubblica, come precisato nella relazione tecnica, e considerata la natura ordinamentale di tutte le semplificazioni amministrative previste ai commi da 5 a 9, in coerenza con la mancanza di effetti sui saldi ascritta ad altre discipline di carattere semplificatorio ed acceleratorio di procedimenti amministrativi.

In merito ai profili di copertura finanziaria, si fa presente che l'ultimo periodo del comma 8 dell'articolo 9 reca una clausola d'invarianza finanziaria ai sensi della quale dall'attuazione delle disposizioni di cui al medesimo comma 8 non devono derivare nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica. Al riguardo, con riferimento al tenore letterale della disposizione, non si hanno osservazioni.

ARTICOLO 10

Sviluppo di progetti di teleriscaldamento e teleraffrescamento

La norma destina un importo pari a euro 96.718.200 per il 2023 all'attuazione dei progetti di cui all'Allegato I al decreto ministeriale n. 435 del 2022 (realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento ovvero di teleraffrescamento o ammodernamento di sistemi esistenti) non finanziati a valere sulle risorse di cui all'Investimento 3.1, Missione 2, Componente 3, del PNRR. Ai relativi oneri, pari a euro 96.718.200 per il 2023, si provvede mediante corrispondente utilizzo di quota parte dei proventi derivanti dalle aste CO2 di cui all'articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020 maturati nel 2022 di competenza del Ministero dell'ambiente, già versati all'entrata del bilancio dello Stato e che restano acquisiti definitivamente all'erario (comma 1).

Con riguardo ai suddetti proventi, ferma restando la quota di cui al comma 5 dell'articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020 destinata al Fondo per l'ammortamento dei titoli di Stato², il 50 per cento dei medesimi proventi è assegnato complessivamente ai Ministeri

² Di cui all'articolo 44 del DPR n. 398 del 2003.

dell'ambiente e delle imprese e del *made in Italy*, nella misura dell'80 per cento al Ministero dell'ambiente e del 20 per cento al Ministero delle imprese e del *made in Italy* (comma 2).

Il **prospetto riepilogativo** ascrive alla norma i seguenti effetti sui saldi di finanza pubblica.

(milioni di euro)

	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025
Maggiori spese in conto capitale									
Realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento e di teleraffrescamento efficiente e ammodernamento di quelli esistenti (comma 1)	96,7			96,7			96,7		
Maggiori entrate extratributaria									
Utilizzo di quota parte dei proventi derivanti dalle aste CO2 maturati nel 2022 di competenza del Ministero dell'ambiente (comma 1)	96,7								
Minori spese in conto capitale									
Utilizzo di quota parte dei proventi derivanti dalle aste CO2 maturati nel 2022 di competenza del Ministero dell'ambiente (comma 1)				96,7			96,7		

La relazione tecnica ribadisce il contenuto della norma a riferisce che i proventi delle aste delle quote di emissioni di CO2 di competenza 2022, oggetto della norma, ammontano a euro 3.164.877.942,48. Da tale importo occorre scorporare, ai sensi dell'articolo 14, comma 2, del decreto-legge n. 4 del 2022, la somma di euro 1.200.000.000 già versata dal GSE sull'apposito conto aperto presso la Tesoreria dello Stato da reimputare alla Cassa per i servizi energetici e ambientali, per finalità di riduzione degli effetti degli aumenti dei prezzi per i consumi di energia elettrica. L'importo da ripartire ai sensi dell'articolo 23, commi 4 e 5, del decreto legislativo n. 47 del 2020 ammonta, dunque, a euro 1.964.877.942,48. Al 50 per cento di tale importo (pari a euro 982.438.971,24) va sottratta una somma pari a euro 505.000.000, di cui:

- euro 405.000.000 acquisiti all'erario ai sensi dell'articolo 15, comma 3, del decreto-legge n. 4 del 2022;
- euro 100.000.000 acquisiti all'erario ai sensi dell'articolo 4, comma 3, del decreto-legge n. 5 del 2023.

Di conseguenza, ferma restando la quota di cui al comma 5 del medesimo articolo, destinata al Fondo per l'ammortamento dei titoli di Stato di cui all'articolo 44 del DPR n. 398 del 2003, l'importo da ripartire tra il Ministero dell'ambiente e il Ministero delle imprese e del *made in Italy* con riguardo ai proventi delle aste di competenza 2022 ammonta a euro 477.438.971,24. Per effetto della previsione in commento, tale ultimo importo andrebbe così ripartito:

- nella misura dell'80 per cento al Ministero dell'ambiente, per un ammontare pari a euro 381.951.176,99;
- nella misura del 20 per cento al Ministero delle imprese e del *made in Italy*, per un ammontare pari a euro 95.487.794,25.

In merito ai profili di quantificazione, si rileva preliminarmente che la norma destina un importo pari a euro 96.718.200 per il 2023 all'attuazione dei progetti finalizzati alla realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento ovvero di teleraffrescamento o all'ammodernamento di sistemi esistenti. Al riguardo, non si formulano osservazioni considerate che l'onere è limitato all'entità dello stanziamento.

In merito ai profili di copertura finanziaria, si fa presente che il secondo periodo del comma 1 dell'articolo 10 provvede agli oneri derivanti dal precedente periodo, pari ad euro 96.718.200 per l'anno 2023, mediante corrispondente utilizzo di quota parte dei proventi derivanti dalle aste CO₂ di cui all'articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020, maturati nell'anno 2022, di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, già versati all'entrata del bilancio dello Stato, disponendo che tali proventi restino acquisiti definitivamente all'erario. In proposito, si rammenta che l'articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020 disciplina la messa all'asta delle quote di emissione di CO₂, prevedendo che il 50 per cento dei relativi proventi sia riassegnato al Fondo per l'ammortamento dei titoli di Stato e che il restante 50 per cento delle risorse sia ripartito tra il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e il Ministero delle imprese e del *made in Italy* per essere destinato a

finalità di carattere ambientale³. Al riguardo, si rappresenta che il comma 2 dell'articolo 10 del provvedimento in esame, ferma restando la quota destinata al Fondo per l'ammortamento dei titoli di Stato, dispone che la quota di proventi complessivamente assegnata ai Ministeri dell'ambiente e della sicurezza energetica e delle imprese e del *made in Italy*, sia ripartita in una proporzione pari, rispettivamente, all'80 e al 20 per cento.

Ciò premesso, considerato che la relazione tecnica riporta che i proventi delle aste delle quote di emissioni di CO₂ di competenza 2022, da ripartire tra il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e il Ministero delle imprese e del *made in Italy*, ammontano complessivamente a 477.438.971,24 euro, e che quindi, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 10, comma 2, del provvedimento in esame, l'importo dei medesimi proventi di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica è pari a 381.951.176,99 euro, non si formulano osservazioni.

ARTICOLO 11

Misure urgenti in materia di infrastrutture per il *decommissioning* e la gestione dei rifiuti radioattivi

Le norme apportano alcune modifiche al decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31, che reca la disciplina dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi.

Si rammenta che, ai sensi del citato decreto:

- il "Deposito nazionale" è il sito nazionale destinato allo smaltimento a titolo definitivo dei rifiuti radioattivi a bassa e media attività, derivanti da attività industriali, di ricerca e medico-sanitarie e dalla pregressa gestione di impianti nucleari, e all'immagazzinamento, a titolo provvisorio di lunga durata, dei rifiuti ad alta attività e del combustibile irraggiato provenienti dalla pregressa gestione di impianti nucleari (articolo 2);
- la localizzazione, la costruzione e l'esercizio del Deposito nazionale deve avvenire nell'ambito del Parco Tecnologico. Il Parco Tecnologico è dotato di strutture per lo svolgimento di attività connesse alla gestione dei rifiuti radioattivi e del combustibile irraggiato. La Sogin realizza il Parco Tecnologico, ed in particolare il Deposito Nazionale e le strutture tecnologiche di supporto, con i fondi provenienti dalla componente tariffaria che finanzia le attività di competenza (articolo 25);

³ Tra le finalità previste al comma 7 dell'articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020 si ricorda, a titolo di esempio, la riduzione di gas a effetto serra, lo sviluppo di energie rinnovabili, il rafforzamento della tutela degli ecosistemi terrestri e marini, il passaggio a modalità di trasporto pubblico a basse emissioni, il finanziamento della ricerca e dello sviluppo dell'efficienza energetica e delle tecnologie pulite.

- La Sogin definisce, mediante un'articolata procedura, una proposta di Carta nazionale delle aree idonee alla localizzazione del Parco Tecnologico, il Ministro dello sviluppo economico (ora: Ministro delle imprese) approva la Carta; dopo una serie di passaggi istruttori ed autorizzatori, la Sogin SpA formula una proposta di localizzazione e il Ministro individua con proprio decreto il sito per la realizzazione del Parco Tecnologico e attribuisce il diritto di svolgere le attività ad esso relative in via esclusiva alla stessa Sogin S.p.A.

Le modifiche ora introdotte:

- includono lo smaltimento dei rifiuti radioattivi e del combustibile irraggiato fra le attività del Parco Tecnologico [comma 1, lettera *a*), numero 1)];
- attribuiscono alla Sogin il compito di predisporre⁴ un programma degli interventi oggetto di misure premiali e delle relative misure premiali (vedi *infra*) a vantaggio delle comunità territoriali ospitanti il Parco tecnologico, da sottoporre all'approvazione del Ministero dell'ambiente [comma 1, lettera *b*), numero 1.2)];
- autorizzano la spesa di 1 milione di euro annui a decorrere dall'anno 2024 finalizzata al riconoscimento di misure premiali (sulla base del sopramenzionato programma) [comma 1, lettera *b*), numero 2)];
- integrano la procedura di individuazione del sito del Parco Tecnologico (e del deposito nazionale) prevedendo la possibilità di autocandidature da parte degli enti territoriali e, per le strutture militari, da parte del Ministero della difesa, definendo la procedura amministrativa per includere, nella selezione del sito idoneo, le aree autocandidare, ove presenti [comma 1, lettera *c*)].

Per una descrizione dettagliata della procedura di individuazione si rinvia al Dossier del Servizio Studi.

Il prospetto riepilogativo ascrive alle norme i seguenti effetti sui saldi di finanza pubblica.

(milioni di euro)

	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025
Maggiori spese correnti									
Misure premiali	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Minori spese correnti									
Tabella A – MASE	1,0			1,0			1,0		
Fondo esigenze indifferibili		1,0	1,0		1,0	1,0		1,0	1,0

La relazione tecnica afferma che le norme hanno lo scopo di favorire il raggiungimento di una soluzione condivisa per la localizzazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi all'interno di un Parco tecnologico. A tal fine viene autorizzata la spesa per misure premiali

⁴ Entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione

sulla base di un programma *ad hoc*, per le quali viene autorizzata la spesa di 1 milione di euro annui a decorrere dall'anno 2024.

Dalle restanti disposizioni, secondo la relazione tecnica, non discendono oneri per la finanza pubblica. In particolare le modifiche apportate all'articolo 25 del decreto legislativo n. 31/2010 prevedono un'estensione del perimetro delle attività operative, di ricerca scientifica e di sviluppo tecnologico da svolgersi nel Parco Tecnologico, includendo anche quelle inerenti allo smaltimento dei rifiuti radioattivi e del combustibile irraggiato. Al riguardo, si fa presente che all'attuazione della presente disposizione si provvede nell'ambito delle risorse umane, strumentali, e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

Parimenti, con specifico riferimento alle norme recate dal comma 1, lettera c), in cui si dispone in capo alla Sogin S.p.A. l'onere di effettuare le indagini tecniche sulle aree incluse nella CNAA, la relazione tecnica fa presente che si provvederà nell'ambito delle risorse umane, strumentali, e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

In merito ai profili di quantificazione, si rileva preliminarmente che le disposizioni in esame modificano la disciplina concernente le procedure per la localizzazione, costruzione ed esercizio del Deposito nazionale, nell'ambito del Parco Tecnologico, destinato allo smaltimento a titolo definitivo dei rifiuti radioattivi, intervenendo sugli articoli 25, 26 e 27 del decreto legislativo n. 31 del 2010.

Le modifiche ora introdotte:

- includono lo smaltimento dei rifiuti radioattivi e del combustibile irraggiato fra le attività del Parco Tecnologico;
- autorizzano la spesa di 1 milione di euro annui a decorrere dall'anno 2024 per il riconoscimento di misure premiali a vantaggio delle comunità territoriali ospitanti il Parco tecnologico, da attuare in base a un programma degli interventi predisposto dalla Sogin;
- prevedono, nell'ambito della procedura di individuazione del sito del Parco Tecnologico (e del deposito nazionale), la possibilità di autocandidature da parte degli enti territoriali e, per le strutture militari, da parte del Ministero della difesa, aggiornando le procedure amministrative per tenere conto di questa ipotesi.

Alla norma sono ascritti effetti onerosi per il solo riconoscimento delle misure premiali; alle restanti disposizioni non sono ascritti effetti finanziari.

Per quanto riguarda le misure premiali, pur rilevando che l'onere è limitato all'entità delle risorse stanziare, si osserva, comunque, che il prospetto riepilogativo registra effetti di spesa e di copertura anche per l'esercizio 2023, mentre la norma autorizza la spesa solo a decorrere dal 2024: circa tale discrasia appare pertanto necessario un chiarimento da parte del Governo. Per quanto riguarda le disposizioni afferenti l'individuazione del sito per il Parco tecnologico, si rileva preliminarmente che le stesse aggiornano una procedura già prevista a legislazione vigente per tenere conto di eventuali autocandidature, e incidono su disposizioni cui non sono stati ascritti effetti sui saldi: in proposito, non si hanno dunque osservazioni.

Quanto, infine, all'inclusione dello smaltimento dei rifiuti radioattivi e del combustibile irraggiato fra le attività del Parco Tecnologico, la relazione tecnica si limita ad affermare che le norme ora introdotte prevedono un'estensione del perimetro delle attività operative, di ricerca scientifica e di sviluppo tecnologico da svolgersi nel Parco Tecnologico e che alla loro attuazione si provvede nell'ambito delle risorse umane, strumentali, e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

Si evidenzia che già prima delle modifiche legislative introdotte dall'articolo 11 del provvedimento in esame, il decreto legislativo n. 31 del 2010:

- qualificava il Deposito nazionale come sito nazionale destinato allo smaltimento a titolo definitivo dei rifiuti radioattivi a bassa e media attività, derivanti da attività industriali, di ricerca e medico-sanitarie e dalla pregressa gestione di impianti nucleari, e all'immagazzinamento, a titolo provvisorio di lunga durata, dei rifiuti ad alta attività e del combustibile irraggiato provenienti dalla pregressa gestione di impianti nucleari [articolo 2, comma 1, lettera f)].
- prevedeva che il Parco Tecnologico, nel cui ambito doveva aver luogo la costruzione e l'esercizio del Deposito nazionale, fosse dotato di strutture comuni per i servizi e per le funzioni necessarie alla gestione di un sistema integrato di attività operative, di ricerca scientifica e di sviluppo tecnologico, di infrastrutture tecnologiche per lo svolgimento di attività connesse alla gestione dei rifiuti radioattivi e del combustibile irraggiato, tra cui la caratterizzazione, il trattamento, il condizionamento, lo stoccaggio nonché lo svolgimento di tutte le attività di ricerca, di formazione e di sviluppo tecnologico connesse alla gestione dei rifiuti radioattivi e alla radioprotezione o connesse agli interventi descritti nel programma di incentivazione di cui al predetto decreto legislativo (comma 1 e comma 2 dell'articolo 25).
- la Sogin S.p.A. era tenuta a realizzare il Parco Tecnologico, ed in particolare il Deposito Nazionale e le strutture tecnologiche di supporto, con i fondi provenienti dalla componente tariffaria che finanzia le attività di competenza (comma 3 dell'articolo 25),

- nell'ambito del Parco Tecnologico, i programmi di ricerca e le azioni di sviluppo condotti da Sogin S.p.A e funzionali alle attività di *decommissioning* e alla gestione dei rifiuti radioattivi erano finanziati dalla componente tariffaria di cui all'articolo 1, comma 1, lettera *a*), del decreto-legge 18 febbraio 2003, n. 25, ossia a valere sugli oneri generali di sistema (comma 3-*bis* dell'articolo 25).

In proposito, si osserva che la norma in esame, modificando il comma 2 dell'articolo 25 del decreto legislativo n. 31 del 2010, prevede nell'ambito delle attività di gestione dei rifiuti radioattivi e del combustibile irraggiato, non solo la caratterizzazione, il trattamento, il condizionamento e lo stoccaggio degli stessi ma anche il relativo smaltimento. A tale nuova attività sembrerebbe doversi provvedere, così come per tutti i programmi di ricerca e le azioni di sviluppo condotte da Sogin S.p.A, funzionali alle attività di *decommissioning* e alla gestione dei rifiuti radioattivi, mediante la componente tariffaria di cui all'articolo 1, comma 1, lettera *a*), del decreto-legge n. 25 del 2003, ossia a valere sugli oneri generali di sistema e pertanto senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica. In merito a tale profilo, non sufficientemente approfondito dalla relazione tecnica, appare comunque opportuna una conferma da parte del Governo.

In merito ai profili di copertura finanziaria, si fa presente che il secondo periodo del comma 1, lettera *b*), numero 2) dell'articolo 11, fa fronte agli oneri derivanti dal precedente periodo, pari a 1 milione di euro annui a decorrere dall'anno 2024 tramite le seguenti modalità:

- quanto a 1 milione di euro per l'anno 2024 mediante corrispondente riduzione delle proiezioni dello stanziamento del fondo speciale di parte corrente, relativo al bilancio triennale 2023-2025, allo scopo parzialmente utilizzando l'accantonamento di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica;
- quanto a 1 milione di euro a decorrere dall'anno 2025 mediante corrispondente riduzione del Fondo per le esigenze indifferibili di cui all'articolo 1, comma 200, della legge n. 190 del 2014⁵.

Al riguardo, nel segnalare preliminarmente che con riferimento alle disposizioni di copertura in esame il prospetto riepilogativo degli effetti finanziari richiama erroneamente il comma 2

⁵ Si ricorda che detto Fondo è iscritto sul capitolo 3076 dello stato di previsione del Ministero dell'economia e delle finanze.

dell'articolo 11, anziché il comma 1 del medesimo articolo, con riferimento alla prima modalità di copertura non si formulano osservazioni, giacché il citato accantonamento reca le occorrenti disponibilità, anche alla luce del nuovo quadro finanziario recato dalla legge di bilancio per il 2024⁶. Con riferimento alla seconda modalità di copertura, invece, andrebbe acquisita una conferma da parte del Governo da un lato, in merito all'effettiva disponibilità delle risorse utilizzate con finalità di copertura e dall'altro, circa il fatto che il loro utilizzo non sia suscettibile di pregiudicare la realizzazione di interventi eventualmente già programmati a valere sulle risorse medesime.

ARTICOLO 12

Registro delle tecnologie per il fotovoltaico

La norma dispone che l'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA) proceda alla formazione e alla tenuta di un registro in cui sono iscritti, in tre distinte sezioni, su istanza del produttore o del distributore interessato, i prodotti (moduli fotovoltaici) che rispondono a specifici requisiti indicati dalla medesima norma (comma 1). L'ENEA provvede alla pubblicazione sul proprio sito istituzionale delle modalità di invio della richiesta di inserimento nel registro dei prodotti e la documentazione da fornire ai fini dell'iscrizione (comma 2), nonché dall'elenco dei prodotti, dei produttori e dei distributori che hanno ottenuto l'inserimento nel registro, fatta salva la possibilità di procedere a controlli documentali e prestazionali sui prodotti, con oneri a carico dei richiedenti l'iscrizione (comma 3). L'ENEA provvede all'attuazione della disposizione nei limiti delle risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente e, comunque, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica (comma 4).

Il **prospetto riepilogativo** non considera la norma.

La relazione tecnica ribadisce il contenuto della norma e afferma che le attività previste dalla stessa sono già ordinariamente svolte dall'ENEA e che le stesse possono essere affrontate con le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica. Eventuali oneri per controlli sulla conformità dei dati dichiarati dai produttori e distributori ai fini dell'iscrizione nel registro sono posti a carico dei richiedenti l'iscrizione.

⁶ Legge 30 dicembre 2023, n. 213, pubblicata nel supplemento ordinario alla *Gazzetta Ufficiale* n. 303 del 30 dicembre 2023.

In merito ai profili di quantificazione, si rileva preliminarmente che la disposizione attribuisce all'ENEA il compito di istituire un registro delle diverse tipologie di moduli fotovoltaici, suddiviso in tre sezioni, ai fini di una mappatura dei prodotti disponibili sul mercato. Viene comunque previsto che le attività di controllo documentale e prestazionale su tali prodotti vengano svolte dall'ENEA con oneri a carico dei richiedenti l'iscrizione. L'ENEA provvede all'attuazione della disposizione nei limiti delle risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente e, comunque, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Al riguardo, non si formulano osservazioni considerato che la relazione tecnica informa che si tratta di attività già svolte a legislazione previgente e che la disposizione è assistita da una clausola di invarianza finanziaria.

In merito ai profili di copertura finanziaria, si fa presente che il comma 4 dell'articolo 12 reca una clausola d'invarianza finanziaria ai sensi della quale l'ENEA provvede all'attuazione delle disposizioni di cui al medesimo articolo 12, nei limiti delle risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente e, comunque, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Al riguardo, con riferimento al tenore letterale della disposizione, non si hanno osservazioni da formulare.

ARTICOLO 13

Rifinanziamento del Fondo italiano per il clima

Le norme rifinanziano il fondo rotativo, denominato Fondo italiano per il clima⁷ in misura pari a 200 milioni di euro per l'anno 2024 per gli interventi di cui all'articolo 1, comma 489, della legge 30 dicembre 2021, n. 234.

Il citato comma 489 stabilisce che il Fondo può intervenire attraverso:

- l'assunzione di capitale di rischio, se l'iniziativa è promossa o partecipata da istituzioni finanziarie di sviluppo bilaterali e multilaterali o da istituti nazionali di promozione;

⁷ Di cui all'articolo 1, comma 488, della legge 30 dicembre 2021, n. 234.

- la concessione di finanziamenti in modalità diretta o indiretta mediante istituzioni finanziarie se effettuati mediante istituzioni finanziarie europee, multilaterali e sovranazionali, istituti nazionali di promozione o fondi multilaterali di sviluppo;
- il rilascio di garanzie, anche di portafoglio, su esposizioni di istituzioni finanziarie, incluse istituzioni finanziarie europee, multilaterali e sovranazionali, nonché altri soggetti terzi autorizzati all'esercizio del credito, di fondi multilaterali di sviluppo e di fondi promossi o partecipati da istituzioni finanziarie di sviluppo bilaterali e multilaterali e da istituti nazionali di promozione.

All'onere sopra descritto si provvede mediante corrispondente riduzione dell'autorizzazione di spesa di cui all'articolo 27, comma 17, del decreto-legge 19 maggio 2020, n. 34, che ha disposto gli apporti a Patrimonio destinato.

Il prospetto riepilogativo ascrive alle norme i seguenti effetti sui saldi di finanza pubblica.

(milioni di euro)

	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025
Maggiori spese in conto capitale									
Rifinanziamento Fondo italiano per il clima		200			200				
Minori spese in conto capitale									
Riduzione del Fondo per gli apporti al Patrimonio destinato di CDP		200			200				

La relazione tecnica ribadisce il contenuto delle norme.

In merito ai profili di quantificazione, si rileva preliminarmente che le disposizioni in esame rifinanziano il fondo rotativo, denominato Fondo italiano per il clima, in misura pari a 200 milioni di euro per l'anno 2024 per i interventi di ingresso nei capitali, concessione di finanziamenti, rilascio di garanzie⁸

⁸ Più in dettaglio si tratta degli interventi cui all'articolo 1, comma 489, della legge 30 dicembre 2021, n. 234.

Il citato comma 489 stabilisce che il Fondo può intervenire attraverso:

- l'assunzione di capitale di rischio, se l'iniziativa è promossa o partecipata da istituzioni finanziarie di sviluppo bilaterali e multilaterali o da istituti nazionali di promozione;

In proposito, non si hanno osservazioni da formulare atteso che l'onere è configurato quale tetto massimo di spesa e che gli interventi cui possono essere destinate le risorse del fondo hanno natura di "operazioni finanziarie" ai sensi del SEC 2010 e pertanto non hanno impatto sull'indebitamento netto, come evidenzia il prospetto riepilogativo.

In merito ai profili di copertura finanziaria, si fa presente che il secondo periodo del comma 1 dell'articolo 13 prevede agli oneri derivanti dal precedente periodo, pari a 200 milioni di euro per l'anno 2024, mediante corrispondente riduzione dell'autorizzazione di spesa di cui all'articolo 27, comma 17, del decreto-legge n. 34 del 2020. Al riguardo, si rammenta che tale ultima disposizione ha stanziato risorse in conto capitale⁹, per un importo massimo pari a 44 miliardi di euro per l'anno 2020 in termini di solo saldo netto da finanziare, in vista dell'assegnazione a Cassa depositi e prestiti Spa di titoli di Stato appositamente emessi ovvero, fermo restando il predetto limite massimo di spesa, di apporti di liquidità da parte del Ministero dell'economia e delle finanze ai fini della costituzione ad opera della predetta società di un Patrimonio destinato, finalizzato al sostegno e al rilancio del sistema economico produttivo italiano. In proposito, nel segnalare che tale autorizzazione di spesa è stata rifinanziata per un ammontare pari a 2.540.900.000 euro per l'anno 2024 nell'ambito della seconda sezione della legge di bilancio per il 2024, andrebbe acquisita una conferma da parte del Governo da un lato, in merito all'effettiva disponibilità delle risorse utilizzate con finalità di copertura e dall'altro, circa il fatto che il loro utilizzo non sia suscettibile di pregiudicare la realizzazione di interventi eventualmente già programmati a valere sulle risorse medesime.

-
- la concessione di finanziamenti in modalità diretta o indiretta mediante istituzioni finanziarie se effettuati mediante istituzioni finanziarie europee, multilaterali e sovranazionali, istituti nazionali di promozione o fondi multilaterali di sviluppo;
 - il rilascio di garanzie, anche di portafoglio, su esposizioni di istituzioni finanziarie, incluse istituzioni finanziarie europee, multilaterali e sovranazionali, nonché altri soggetti terzi autorizzati all'esercizio del credito, di fondi multilaterali di sviluppo e di fondi promossi o partecipati da istituzioni finanziarie di sviluppo bilaterali e multilaterali e da istituti nazionali di promozione.

⁹ Tali risorse risultano iscritte sul capitolo 7415 dello stato di previsione del Ministero dell'economia e delle finanze.

ARTICOLO 14

Misure urgenti in materia tutela dei clienti domestici nel mercato dell'energia elettrica

Le norme prevedono, al comma 1, la promozione da parte del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, per il tramite di Acquirente Unico S.p.A. e per un periodo non superiore a dodici mesi, di campagne informative volte ad assicurare un'adeguata informazione dei clienti domestici in ordine alle conseguenze derivanti dalla cessazione del servizio di maggior tutela e dall'avvio del servizio a tutele graduali. A tal fine è autorizzata la spesa di un milione di euro per l'anno 2024. Ai relativi oneri si provvede mediante corrispondente riduzione del Fondo per esigenze indifferibili ed urgenti.

Si rammenta che la legge 4 agosto 2017, n. 124 ha previsto la cessazione dell'efficacia del regime dei prezzi regolati del mercato elettrico per tutti i clienti civili connessi in bassa tensione. Per i clienti domestici, il servizio di maggior tutela è erogato (salvo non sia stato già scelto un fornitore sul mercato libero) fino al completamento delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di vendita a tutele graduali, da concludersi entro il 10 gennaio 2024, come stabilito dall'articolo 16-*ter*, commi 1 e 2 del decreto-legge n. 152/2021 (per un aggiornamento sulle tempistiche previste per il completamento delle procedure competitive, vedi *infra*). Il medesimo comma 60 dell'articolo 1 della legge n. 124 del 2017, infatti, prevede l'istituzione, con provvedimenti dell'ARERA, di un servizio a tutele graduali per accompagnare i clienti finali nel passaggio al mercato libero. Detto servizio è erogato da operatori selezionati attraverso specifiche procedure competitive ai clienti che non hanno scelto un venditore sul mercato libero, per garantire comunque la continuità della fornitura di energia elettrica.

Il successivo comma 60-*bis* ha rinviato ad un decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica la definizione delle modalità e dei criteri per un ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato.

Il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica del 18 maggio 2023 vi ha dato attuazione prevedendo la promozione, da parte del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, di campagne informative istituzionali destinate ai clienti domestici. Il provvedimento non stanziava nuove risorse a tal fine, ma nelle premesse richiama il decreto del Ministro dello sviluppo economico 11 gennaio 2022, adottato ai sensi dell'articolo 11-*bis* del decreto-legge n. 35 del 2005, che prevede il versamento delle sanzioni irrogate dall'Arera a un fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato (in merito al trasferimento della competenza ad approvare detti decreti al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, vedi *infra*). Il DM 11 gennaio 2022, di approvazione dei progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato proposti da Arera con la deliberazione 30 novembre 2021, 532/2021/E/com, stanziava quattro milioni di euro nel biennio 2022-2023 per lo svolgimento del Progetto Informazione Mercati (PIM), relativo alla realizzazione di campagne informative sulla piena apertura dei mercati rivolte ai consumatori di energia elettrica e gas naturale, al quale sono destinate risorse per complessivi quattro milioni di euro.

Il comma 2 trasferisce allo stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato di cui all'articolo 11-*bis* del decreto-legge n. 35 del 2005, alimentato con le risorse rivenienti dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Arera. Modifica, inoltre, il citato articolo 11-*bis* del decreto-legge n. 35 del 2005, prevedendo che sia il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, anziché il Ministro dello sviluppo economico (ora Ministro delle imprese e del made in Italy) ad approvare i progetti proposti dall'ARERA.

Il comma 3 modifica l'articolo 11 del decreto legislativo. n. 210 del 2021 per istituire e disciplinare il servizio di vulnerabilità erogato ai cosiddetti clienti vulnerabili, individuati al comma 1 del citato articolo 11 del decreto legislativo. n. 210 del 2021. Come già previsto dalla normativa vigente, il prezzo applicato a detti clienti deve riflettere il costo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso e costi efficienti delle attività di commercializzazione. La norma affida ad Acquirente Unico S.p.A. il compito di svolgere, secondo modalità stabilite dall'ARERA, la funzione di approvvigionamento centralizzato dell'energia elettrica all'ingrosso per la successiva cessione agli esercenti il servizio. Quest'ultimi sono individuati mediante procedure competitive svolte da Acquirente unico S.p.A.. Si rinvia a provvedimenti dell'ARERA la disciplina di dettaglio del servizio di vulnerabilità, stabilendo che, in ogni caso, il servizio deve essere limitato alla sola fornitura di energia elettrica, assegnato per un massimo di quattro anni ed erogato in maniera separata rispetto a ogni altra attività. In caso di mancata aggiudicazione del servizio di vulnerabilità all'esito delle procedure competitive, Acquirente unico S.p.A. provvede a indire una nuova procedura entro i successivi sei mesi.

Il comma 4 modifica la disciplina volta a garantire la continuità occupazionale del personale impiegato nella gestione di attività di maggior tutela nei *contact center*, contenuta all'articolo 36-*ter* del decreto-legge n. 48 del 2023. Il testo previgente della norma prevedeva l'inserimento di una clausola sociale nell'ambito delle procedure competitive per l'assegnazione del servizio a tutele graduali, affinché il suddetto personale continuasse a svolgere la propria attività lavorativa presso i soggetti aggiudicatori e, successivamente, presso gli operatori del mercato libero. Il comma 4, sostituendo il comma 1 dell'articolo 36-*ter* del decreto-legge n. 48 del 2023, prevede ora che le imprese di distribuzione che esercitano il servizio di maggior tutela continuino ad avvalersi dei servizi di *contact center* prestati da soggetti terzi con salvaguardia degli stessi livelli occupazionali, sino alla conclusione delle procedure di individuazione dei fornitori del servizio di vulnerabilità, ferma restando la scadenza naturale dei contratti che disciplinano detti servizi, se anteriore. Il comma 5 prevede che l'addebito diretto sul conto corrente o su altri mezzi di pagamento, autorizzato dal cliente domestico per la fatturazione nell'ambito della maggior tutela valga anche per l'erogazione del servizio a tutele graduali o del servizio di vulnerabilità, salvo

revoca da parte del cliente. Rinvia ad un provvedimento dell'ARERA, d'intesa con la Banca d'Italia e sentito il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, la definizione delle condizioni e dei termini per l'attuazione della norma.

Il comma 6 prevede l'adozione da parte dell'ARERA dei provvedimenti di competenza necessari per assicurare lo svolgimento delle procedure competitive, assegnando un termine non inferiore a trenta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto in esame e, comunque, non oltre il 10 gennaio, per la presentazione delle offerte da parte degli operatori economici, al fine di garantire un'adeguata informazione preventiva dell'utenza domestica.

Si segnala, in proposito, che il giorno stesso della pubblicazione in Gazzetta ufficiale del decreto-legge n. 181 del 2023, l'ARERA ha adottato la [deliberazione 9 dicembre 2023, n. 580/2023/R/EEL](#) con cui ha differito dall'11 dicembre 2023 al 10 gennaio 2024 la data di svolgimento delle aste per l'assegnazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica.

Il comma 7 affida ad Acquirente Unico S.p.A. il compito di effettuare secondo modalità e criteri definiti dall'ARERA, d'intesa con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentite le associazioni dei consumatori maggiormente rappresentative, nei limiti delle risorse umane e strumentali disponibili a legislazione vigente e senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, specifiche attività di monitoraggio relativamente alle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici dagli operatori del mercato libero e dagli aggiudicatari del servizio a tutele graduali. Gli esiti delle attività di monitoraggio sono contenuti in una relazione trasmessa dall'ARERA alle commissioni parlamentari competenti per materia entro il 31 marzo 2025 e, successivamente con cadenza annuale a decorrere da detta data.

Il prospetto riepilogativo ascrive alle norme i seguenti effetti sui saldi di finanza pubblica.

(milioni di euro)

	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025
Maggiori spese correnti									
Campagne informative sulle conseguenze della cessione del servizio di maggior tutela		1,0			1,0			1,0	
Minori spese correnti									
Riduzione del Fondo per le esigenze indifferibili, di cui all'art. 1, c. 200 della legge n. 190/2014		1,0			1,0			1,0	

La relazione tecnica afferma che l'articolo 14 costituisce attuazione della legge n. 124 del 2023, la quale ha stabilito un percorso per promuovere l'ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato dell'energia e il rafforzamento delle condizioni competitive del mercato stesso, prevedendo, in particolare, specifiche tempistiche per la cessazione del regime di interventi pubblici di fissazione dei prezzi. Rammenta che il servizio di maggior tutela è cessato, dal 1° gennaio 2021, per le piccole imprese connesse in bassa tensione, nonché per le microimprese titolari di almeno un punto di prelievo connesso in bassa tensione con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW e, a partire del 1° gennaio 2023, per tutte le altre microimprese. Per quanto attiene ai clienti domestici del settore elettrico, il decreto-legge n. 152 del 2021 prevede che entro il 10 gennaio 2024 sia attivato un servizio di ultima istanza, cosiddetto "servizio a tutele gradualità" (STG), volto ad assicurare la fornitura a quei clienti domestici che entro la predetta data non avranno ancora scelto un fornitore sul mercato libero. Le famiglie che non avranno ancora individuato un fornitore sul mercato libero saranno assegnate a fornitori scelti tramite procedure competitive. Per i clienti domestici rientranti nella categoria dei clienti vulnerabili, è previsto che il superamento dell'attuale regime avvenga mediante l'introduzione di una specifica disciplina, coerente con la direttiva (UE) 2019/944.

Ricorda poi che il DM 18 maggio 2023 prevede la necessità di una importante campagna informativa per accompagnare i clienti domestici nel mercato libero. L'esigenza di una idonea campagna informativa diviene ancor più sentita in considerazione delle "perturbazioni" sui prezzi avveratesi in tempi recenti.

Alla luce del quadro rappresentato, la relazione tecnica evidenzia che la disposizione mira a conseguire un'importante razionalizzazione e semplificazione delle competenze, azioni e misure messe in campo per la tutela dei consumatori.

Nel riassumere i contenuti delle disposizioni, la relazione tecnica segnala che il compito affidato dal comma 1 ad Acquirente unico S.p.A. per la realizzazione delle campagne informative è dettata dal fatto che la società con funzioni pubblicitarie ha maturato negli anni una vasta esperienza nel settore della tutela dei consumatori energetici, nella sua veste di gestore del sistema informativo integrato, dello sportello per il consumatore di energia e ambiente, del portale delle offerte e del portale consumi.

Il comma 2, tenuto conto del riordino delle attribuzioni ministeriali ad opera del decreto-legge n. 22 del 2021, mira, invece, a superare le criticità correlate alla circostanza che il fondo alimentato dai proventi derivanti dalle sanzioni dell'ARERA, pur se volto a finanziare azioni e progetti per i consumatori energetici e ambientali (nella più parte dei casi affidati a società o enti soggetti alla vigilanza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica), resta incardinato nello stato di previsione del Ministero delle imprese e del *made in Italy*. Ciò ha creato ridondanze e complicazioni amministrative, suscettibili di compromettere – specie in momenti delicati come quello del passaggio dei clienti domestici al mercato libero – l'efficienza e l'efficacia delle azioni di tutela programmate. Evidenzia che il trasferimento alla competenza del MASE del fondo di cui all'articolo 11-*bis* del decreto-legge n. 35 del 2005 non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, avendo contenuto ordinamentale.

Quanto al comma 3, la relazione segnala che la normativa vigente rinvia ai provvedimenti dell'ARERA la definizione delle modalità di fornitura dell'energia elettrica ai clienti vulnerabili, ma non prevede un obbligo di contrarre in capo agli operatori. Di qui la necessità di prevedere l'indizione di procedure competitive per l'individuazione di fornitori del servizio di vulnerabilità. Dal punto di vista finanziario, la relazione tecnica osserva che la norma ha contenuto ordinamentale e, pertanto, dalla stessa non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

In merito al comma 4, la relazione tecnica evidenzia che la disposizione di cui si prevede la sostituzione, che prevede l'inserimento di una clausola sociale nelle procedure competitive per l'aggiudicazione del servizio a tutele graduali per la salvaguardia occupazionale del personale dei *contact center* impiegato nella gestione di attività di maggior tutela, risulta di difficile interpretazione e applicazione e appare suscettibile di incidere in modo negativo sull'esito delle procedure competitive, stante l'obbligo generalizzato di subentrare nei contratti relativi ai servizi di *contact center*, nonché di determinare costi aggiuntivi per l'utenza. La disposizione, quindi, viene riveduta nel senso di prevedere che, fino all'entrata in operatività del servizio di vulnerabilità mediante l'individuazione dei relativi fornitori e

ferma restando la naturale scadenza dei contratti, gli esercenti la maggior tutela continuano ad avvalersi dei citati servizi, con salvaguardi degli stessi livelli occupazionali.

La relazione prosegue segnalando che il comma 5 mira alla risoluzione di una delle problematiche tecniche correlate al superamento della maggior tutela, al fine di garantire la continuità della fornitura elettrica e la regolarità dei pagamenti.

Dopo aver illustrato il contenuto del comma 6, sui tempi di svolgimento delle procedure competitive per l'aggiudicazione del servizio a tutele graduali, e del comma 7, che affida ad Acquirente Unico S.p.A. il compito di monitorare le condizioni di fornitura dell'energia elettrica applicate dagli operatori ai clienti domestici, ricorda che dette attività di monitoraggio saranno svolte nei limiti delle risorse umane e strumentali disponibili a legislazione vigente e senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

In merito ai profili di quantificazione, si rileva preliminarmente che le disposizioni:

- stanziavano un milione di euro per lo svolgimento di campagne informative sulla cessazione del regime di maggior tutela nel settore elettrico (comma 1);
- trasferiscono allo stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato¹⁰ (comma 2);
- disciplinano il servizio di vulnerabilità (comma 3);
- prevedono che il personale impiegato nella gestione di attività di maggiore tutela nei *contact center* continui a svolgere la propria attività a supporto delle imprese di distribuzione che esercitano il servizio di maggior tutela finché non saranno individuati i fornitori del servizio di vulnerabilità (comma 4);
- prevedono che l'addebito diretto sul conto corrente autorizzato dal cliente domestico per la fatturazione nell'ambito della maggior tutela valga anche per il servizio a tutele graduali o di vulnerabilità (comma 5);
- fissano tra il 9 e il 10 gennaio il termine per la presentazione delle offerte da parte degli operatori economici ai fini dell'aggiudicazione del servizio a tutele graduali (comma 6);

¹⁰ Di cui all'articolo 11-*bis* del decreto-legge n. 35 del 2005.

- affidano ad Acquirente Unico S.p.A. compiti di monitoraggio delle condizioni praticate ai consumatori domestici di energia elettrica prevedendo una specifica clausola di invarianza (comma 7).

Posto che il comma 1 prevede un'autorizzazione di spesa entro un limite massimo di un milione di euro per lo svolgimento di campagne informative sulla cessazione della maggior tutela, considerata la natura ordinamentale delle restanti disposizioni, non suscettibili di incidere sui saldi di finanza pubblica, non si formulano osservazioni.

In merito ai profili di copertura finanziaria, si fa presente che il terzo periodo del comma 1 dell'articolo 14 prevede agli oneri derivanti dal precedente periodo, pari a 1 milione di euro per l'anno 2024, mediante corrispondente riduzione del Fondo per le esigenze indifferibili di cui all'articolo 1, comma 200, della legge n. 190 del 2014¹¹ che, come emerge da un'interrogazione alla banca dati della Ragioneria generale dello Stato, reca le occorrenti disponibilità. Non si hanno, pertanto, osservazioni da formulare.

ARTICOLO 15

Attività di ricostruzione privata dei territori colpiti dagli eventi alluvionali del 2023 – prodotti vitivinicoli

Le norme – con riferimento ai territori delle regioni Emilia Romagna, Toscana e Marche colpiti dagli eventi alluvionali verificatisi dal 1° maggio 2023 – intervengono sui contributi alla ricostruzione privata modificando l'articolo 20-*sexies*, comma 3, lettera c), del decreto-legge n. 61 del 2023.

La novella specifica che, tra le tipologie di danno incluse nell'erogazione di contributi, fino al 100 per cento delle spese occorrenti e comunque nei limiti delle risorse disponibili, rientrino i danni economici subiti da prodotti “già raccolti e in corso di stagionatura/affinamento, maturazione nel caso del vino”.

Tale locuzione identifica un concetto più esteso rispetto a quello di prodotti “in corso di maturazione”, previgente rispetto alla disposizione in esame.

¹¹ Si ricorda che detto Fondo è iscritto sul capitolo 3076 dello stato di previsione del Ministero dell'economia e delle finanze.

Viene inoltre integrato l'elenco dei prodotti ammessi a contributo menzionando specificamente quelli inclusi nel registro elettronico delle DOP e delle IGP dei vini, non ch  quelli in cui   accordata una "protezione nazionale transitoria".

Si rammenta che i predetti contributi operano, per espressa previsione, nei limiti delle disponibilit .

Il **prospetto riepilogativo** non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

La relazione tecnica afferma che le disposizioni non determinano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica in quanto chiariscono la portata delle norme gi  vigenti i cui oneri; connessi con la concessione ed erogazione dei contributi a titolo di ricostruzione privata da parte del Commissario straordinario, sono gi  a valere sulle complessive disponibilit  allocate e rese disponibili allo scopo sulla contabilit  speciale di cui all'articolo 20-*quinquies*, comma 4, del decreto-legge n. 61 del 2023.

In merito ai profili di quantificazione, si rileva preliminarmente che le disposizioni in esame intervengono – con riferimento ai territori delle regioni Emilia-Romagna, Toscana e Marche colpiti dagli eventi alluvionali verificatisi dal 1  maggio 2023 – sui contributi alla ricostruzione privata riferiti alle produzioni agricole¹². La novella amplia i prodotti vitivinicoli ammessi a contributo.

Al riguardo, non si formulano osservazioni dal momento che l'erogazione dei contributi avviene entro il limite delle risorse gi  stanziata a legislazione vigente, come peraltro confermato dalla RT.

ARTICOLO 16

Attivit  di ricostruzione privata dei territori colpiti dagli eventi alluvionali del 2023 – Deroga ai requisiti minimi di efficienza energetica

Le norme prevedono che nei territori delle regioni Emilia Romagna, Toscana e Marche, colpiti dagli eventi alluvionali verificatisi dal 1  maggio 2023, nei casi di ricostruzione privata, di cui all'articolo 20-*sexies* del decreto-legge n. 61 del 2023, ad eccezione del caso di demolizione e ricostruzione, non si applichino i requisiti in materia di prestazioni

¹² Di cui all'articolo 20-*sexies*, comma 3, lettera c), del decreto-legge n. 61 del 2023.

energetiche degli edifici¹³, ove essi richiedano interventi aggiuntivi rispetto alle attività di ripristino e riparazione dei danni.

Il prospetto riepilogativo non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

La relazione tecnica si limita ad affermare che le disposizioni in esame non determinano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

In merito ai profili di quantificazione, si rileva preliminarmente che le disposizioni in esame prevedono che nei territori delle regioni Emilia-Romagna, Toscana e Marche, colpiti dagli eventi alluvionali verificatisi dal 1° maggio 2023, nei casi di ricostruzione privata¹⁴, ad eccezione del caso di demolizione e ricostruzione, non si applichino i requisiti in materia di prestazioni energetiche degli edifici, ove essi richiedano interventi aggiuntivi rispetto alle attività di ripristino e riparazione dei danni.

Al riguardo, preso atto di quanto affermato dalla RT, appare utile acquisire conferma che la deroga in esame sia conforme alla normativa europea di settore, dal momento che gli obblighi cui si deroga sono attuativi della disciplina nazionale in materia di prestazione energetica nell'edilizia (vedi, da ultimo, la direttiva (UE) 2018/844 relativa al rendimento energetico nell'edilizia).

ARTICOLO 17

Accesso al Fondo di solidarietà nazionale per le imprese agricole

Normativa vigente. L'articolo 5 del decreto legislativo n. 102 del 2004, al fine di favorire la ripresa economica e produttiva delle imprese agricole, comprese le cooperative che svolgono l'attività di produzione agricola, che abbiano subito danni superiori al 30 per cento della produzione lorda vendibile, nei limiti dell'entità del danno accertato, prevede che nell'ambito del Fondo di solidarietà nazionale per le imprese agricole possano essere concessi i seguenti aiuti, in forma singola o combinata, a scelta delle regioni, tenuto conto delle risorse finanziarie disponibili:

- a) contributi in conto capitale fino all'80 per cento del danno accertato, il contributo può essere elevato fino al 90 per cento;

¹³ Di cui all'articolo 4, comma 1, lettera *b*), del decreto legislativo n. 192 del 2005.

¹⁴ Di cui all'articolo 20-*sexies* del decreto-legge n. 61 del 2023

b) prestiti ad ammortamento quinquennale per le esigenze di esercizio dell'anno in cui si è verificato l'evento dannoso e per l'anno successivo, da erogare a tassi agevolati.

Il comma 4 specifica che sono esclusi dalle agevolazioni i danni alle produzioni e alle strutture ammissibili all'assicurazione agevolata o per i quali è possibile aderire ai fondi di mutualizzazione.

L'articolo 6 afferma altresì che, al fine di attivare gli interventi di cui all'articolo 5, le regioni competenti deliberano, entro il termine perentorio di sessanta giorni dalla cessazione dell'evento dannoso, la proposta di declaratoria della eccezionalità dell'evento stesso, nonché, tenendo conto della natura dell'evento e dei danni, l'individuazione delle provvidenze da concedere fra quelle previste dall'articolo 5 e la relativa richiesta di spesa. Il suddetto termine è prorogato di trenta giorni in presenza di eccezionali e motivate difficoltà accertate dalla giunta regionale.

Il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, tenuto conto dei fabbisogni di spesa, dispone trimestralmente, con proprio decreto, il piano di riparto delle somme da prelevarsi dal FSN e da trasferire alle regioni.

Le norme prevedono che, in deroga all'articolo 5, comma 4, primo periodo, del decreto legislativo n. 102 del 2004, le imprese agricole, comprese le cooperative che svolgono l'attività di produzione agricola, ubicate nella regione Toscana, che hanno subito danni alle produzioni e alle strutture in conseguenza degli eventi atmosferici verificatisi nei mesi di ottobre e di novembre 2023, possano accedere agli interventi previsti per favorire la ripresa dell'attività economica e produttiva, anche se non hanno sottoscritto polizze assicurative agevolate a copertura dei rischi per i suddetti danni, a valere sulle economie registrate dalla regione Toscana su precedenti assegnazioni, nei limiti di 6 milioni di euro (comma 1).

La regione Toscana, anche in deroga ai termini stabiliti all'articolo 6, comma 1, del decreto legislativo n. 102 del 2004, può deliberare la proposta di declaratoria di eccezionalità degli eventi atmosferici, entro il termine perentorio di sessanta giorni dall'entrata in vigore del provvedimento in esame (comma 2).

Il prospetto riepilogativo non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

La relazione tecnica afferma che le disposizioni in esame consentono alle imprese agricole, ubicate nella regione Toscana, che abbiano subito danni per effetto degli eventi meteorologici verificatisi nei mesi di ottobre e di novembre 2023, di accedere alle misure di indennizzo di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 102 del 2004. Allo scopo, introducono rispetto alla disciplina generale due deroghe: possono accedervi altresì le imprese che non abbiano sottoscritto polizze assicurative e la regione Toscana potrà deliberare proposta di declaratoria di eccezionalità anche in deroga al termine di cui all'articolo 6 del decreto legislativo n. 102 del 2004.

Ai relativi oneri si provvede a valere su sulle economie registrate dalla regione Toscana su precedenti assegnazioni nei limiti di 6 milioni di euro.

In proposito la **relazione illustrativa** afferma che gli oneri economici connessi alla disposizione graveranno sulle risorse già stanziata a favore del Fondo di solidarietà nazionale. Pertanto, la disposizione ha carattere ordinamentale e non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

In merito ai profili di quantificazione, si rileva preliminarmente che le disposizioni in esame consentono alle imprese agricole toscane, che hanno subito danni alle produzioni e alle strutture in conseguenza degli eventi atmosferici verificatisi nei mesi di ottobre e di novembre 2023, di accedere agli interventi del Fondo di solidarietà nazionale per le imprese agricole previsti per favorire la ripresa dell'attività economica e produttiva, anche se non hanno sottoscritto polizze assicurative agevolate a copertura dei rischi per i suddetti danni, a valere sulle economie registrate dalla regione Toscana su precedenti assegnazioni, nei limiti di 6 milioni di euro.

Alla regione Toscana è altresì riconosciuta una proroga ai termini previsti per deliberare la proposta di declaratoria di eccezionalità degli eventi atmosferici.

Al riguardo, andrebbero acquisiti maggiori chiarimenti circa le assegnazioni alla regione Toscana le cui economie sono utilizzate per la copertura degli oneri.

Infatti, qualora dette economie dovessero provenire da risorse riferite a esercizi precedenti, il conseguente trascinarsi potrebbe determinare effetti sui saldi di fabbisogno e indebitamento.

ARTICOLO 18

Disposizioni in favore dei territori della regione Toscana colpiti dagli eventi alluvionali verificatisi a partire dal 2 novembre 2023

Le norme prevedono che, al fine di assicurare il mantenimento dell'occupazione e l'integrale recupero della capacità produttiva, nei territori delle province di Firenze, Livorno, Pisa, Pistoia e Prato, interessati dalle alluvioni verificatesi dal 2 novembre 2023 (di cui alla delibera del Consiglio dei Ministri del 3 novembre 2023) si applichi il regime di aiuto previsto per le aree di crisi industriale. Più specificamente, la disposizione richiama il regime

di aiuto di cui al decreto-legge n. 120 del 1989, limitatamente a quanto disciplinato dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 24 marzo 2022.

Per disciplinare l'attuazione degli interventi il Ministero delle imprese e del *made in Italy* sottoscrive con la regione Toscana un apposito accordo di programma.

Il regime prevede contributi e finanziamenti agevolati per le imprese che effettuano investimenti produttivi per la tutela ambientale o che comportino incrementi occupazionali. Le agevolazioni sono concesse con procedura valutativa.

A dette finalità sono destinate le risorse disponibili, sino a un massimo di 50 milioni di euro, che il decreto del Ministro dello sviluppo economico 23 aprile 2021 assegna alle aree di crisi industriale non complessa.

Il prospetto riepilogativo non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

La relazione tecnica afferma che le disposizioni in esame intendono rafforzare le modalità di intervento del Fondo centrale di garanzia in favore delle imprese localizzate nei comuni della Regione Toscana colpiti dagli eventi alluvionali verificatisi a partire dal 2 novembre 2023, al fine di agevolare una ripresa quanto più possibile rapida delle attività economiche del territorio, localizzate nei territori di cui alla delibera del Consiglio dei Ministri del 3 novembre 2023.

Il comma 1 detta disposizioni in materia di recupero della capacità produttiva nelle zone colpite dall'alluvione. La disciplina in materia di riconversione e riqualificazione produttiva di aree di crisi industriale è stata riordinata dall'articolo 27 del decreto-legge n. 83 del 2012, che ha previsto, oltre ad una specifica procedura per il riconoscimento delle aree di crisi industriale complessa (CIC), l'individuazione di una seconda categoria di aree di crisi industriale diverse da quelle complesse (CINC), che presentano, comunque, impatto significativo sullo sviluppo dei territori interessati e sull'occupazione. Le risorse finanziarie assegnate al Fondo per la crescita sostenibile per l'attuazione degli interventi di riconversione e riqualificazione produttiva di aree interessate da situazioni di crisi industriale di cui alla legge n. 181 del 1989, per un importo complessivo pari a euro 661.642.835,66, sono state da ultimo ripartite con decreto del Ministro dello sviluppo economico 23 aprile 2021 fra aree di crisi industriale complessa e non complessa, nella misura rispettivamente di euro 210.000.000,00 ed euro 451.642.835,66. Mentre le risorse attribuite alle aree di crisi industriale complessa sono già in gran parte impegnate per accordi di programma sottoscritti o in fase di sottoscrizione, risulta invece ad oggi disponibile per le aree di crisi industriale non complessa l'importo di euro 251.642.835,66 (già al netto dei 100 milioni stanziati a favore dell'Emilia a mezzo dell'articolo 20-*undecies* del decreto-legge n. 61 del 2023). Pertanto, ai territori della regione Toscana potranno essere finalizzate risorse

nell'ambito delle disponibilità per le aree di crisi industriale non complessa, nel limite di 50 milioni di euro.

In merito ai profili di quantificazione, si rileva preliminarmente che le disposizioni in esame prevedono l'applicazione nei territori della regione Toscana colpiti dagli eventi alluvionali del novembre 2023 del regime di aiuto previsto per le aree di crisi industriale, al fine di assicurare il mantenimento dell'occupazione e l'integrale recupero della capacità produttiva. Per disciplinare l'attuazione degli interventi il Ministero delle imprese e del *made in Italy* sottoscrive con la regione Toscana un apposito accordo di programma. A dette finalità sono destinate le risorse disponibili, sino a un massimo di 50 milioni di euro, che il decreto del Ministro dello sviluppo economico 23 aprile 2021 assegna alle aree di crisi industriale non complessa.

Al riguardo, non vi sono osservazioni da formulare dal momento che l'onere è configurato come tetto di spesa e le agevolazioni, concesse con procedura valutativa e previo accordo di programma, si prestano a essere contenute nel limite delle disponibilità.

ARTICOLO 19, comma 1

Riutilizzo dei materiali di dragaggio

Le norme modificano l'articolo 184-*quater* del decreto legislativo n. 152 del 2006, relativo al riutilizzo dei materiali di dragaggio.

La novella abroga il comma 5-*ter*, con ciò sopprimendo la disposizione che demandava a un decreto ministeriale l'emanazione di norme tecniche relative al riutilizzo dei sedimenti di dragaggio e di ogni loro singola frazione granulometrica secondo le migliori tecnologie disponibili.

La **relazione illustrativa** chiarisce che dette norme tecniche sono oggetto di un altro decreto (da adottare ai sensi dell'articolo 48 del decreto-legge n. 13 del 2023), in corso di adozione. La presente abrogazione ha dunque ragioni di mero coordinamento normativo.

Il prospetto riepilogativo non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

La relazione tecnica afferma che dalle disposizioni in esame non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

In merito ai profili di quantificazione, si rileva preliminarmente che le disposizioni in esame sopprimono il comma 5-*ter* all'articolo 184 del decreto legislativo n. 152 del 2006, abrogando la disposizione che rinviava a un decreto ministeriale l'emanazione di norme tecniche relative al riutilizzo dei sedimenti di dragaggio e di ogni loro singola frazione granulometrica secondo le migliori tecnologie disponibili.

Al riguardo, non si formulano osservazioni data la natura ordinamentale delle disposizioni e constatato che alle norme abrogate non erano stati ascritti effetti sui saldi di finanza pubblica.

ARTICOLO 19, comma 2

Abrogazione della norma che prevede la riforma del sistema di riscossione degli oneri generali di sistema

Le norme prevedono l'abrogazione dell'articolo 33-*ter* del decreto-legge n. 77 del 2021, che aveva previsto la rideterminazione, su proposta dell'ARERA, con decreto dei Ministri dell'economia e delle finanze e dell'ambiente e della sicurezza energetica, delle modalità di riscossione degli oneri generali di sistema, Il comma 2 dell'abrogato articolo 33-*ter* disponeva che all'attuazione della riforma si sarebbe provveduto senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Il prospetto riepilogativo relativo al testo del decreto-legge n. 77 del 2021 come modificato nel corso dell'esame parlamentare non ascriveva alla norma effetti sui saldi di finanza pubblica.

Si ricorda, infatti, che gli oneri generali di sistema sono posti a carico delle utenze elettriche e versati, da ultimo, sui conti di CSEA per finanziare talune misure previste dall'ordinamento, quali l'incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili.

La **relazione illustrativa** informa che, svolta l'istruttoria, l'ARERA ha formulato ai due ministeri la propria proposta. Le due amministrazioni hanno però esaminato le soluzioni individuate e le hanno giudicate non percorribili per gli impatti amministrativi ed economici.

Il prospetto riepilogativo non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

La relazione tecnica si limita ad affermare che dal presente articolo non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

In merito ai profili di quantificazione, non si hanno osservazioni da formulare posto che la norma abroga la disposizione che prevedeva l'adozione di un decreto dei Ministri dell'economia e delle finanze e dell'ambiente e della sicurezza energetica per la riforma delle modalità di riscossione degli oneri generali di sistema e considerato che da tale riforma non era previsto derivassero effetti sui saldi di finanza pubblica.

ARTICOLO 19, comma 3

Abrogazione di disposizioni in materia di incremento dell'efficienza energetica degli impianti di illuminazione pubblica.

Le norme abrogano l'articolo 19-ter del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17 che recava disposizioni in materia di incremento dell'efficienza energetica degli impianti di illuminazione pubblica. In particolare la norma stabiliva che, al fine di contenere la spesa per i servizi di illuminazione pubblica degli enti locali, con decreto del Ministro della transizione ecologica, fossero stabiliti gli standard tecnici e le misure di moderazione dell'utilizzo dei diversi dispositivi di illuminazione pubblica, nel rispetto dei livelli di tutela della sicurezza pubblica e della circolazione negli ambiti stradali, secondo i seguenti criteri:

- utilizzo di appositi sensori di movimento dotati di temporizzatore variabile che garantiscano, durante le ore notturne, l'affievolimento dell'intensità luminosa e il ripristino della piena luminosità al rilevamento di pedoni o veicoli;
- individuazione delle modalità di ammodernamento o sostituzione degli impianti o dispositivi di illuminazione esistenti, al fine di garantire che gli impianti o dispositivi siano economicamente e tecnologicamente sostenibili ai fini del perseguimento di una maggiore efficienza energetica.

La norma stabiliva anche che le amministrazioni interessate dovessero provvedere all'attuazione delle disposizioni oggetto di abrogazione con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente e, comunque, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Il prospetto riepilogativo non ascrive effetti sui saldi di finanza pubblica alle norme.

La relazione tecnica afferma che dalle norme non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

In merito ai profili di quantificazione, si rileva preliminarmente che le disposizioni in esame abrogano l'articolo 19-ter del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17 che recava

disposizioni in materia di incremento dell'efficienza energetica degli impianti di illuminazione pubblica alla cui attuazione le amministrazioni interessate avrebbero dovuto provvedere con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente e, comunque, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. In proposito non si hanno pertanto osservazioni da formulare.

ARTICOLO 19, comma 4

Abrogazione della norma che prevede l'accesso da parte del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica al Sistema informatico integrato

Le norme prevedono l'abrogazione dell'articolo 11, comma 1-*ter*, del decreto-legge n. 176 del 2022. Detta disposizione prevedeva, per consentire valutazioni degli effetti di possibili interventi di politica economica, fiscale e di sostegno alle famiglie e per fronteggiare la grave crisi energetica in atto, che il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica potesse accedere, ai soli fini di valutazione di impatto di finanza pubblica, alle informazioni nella disponibilità del Sistema informatico integrato di cui all'articolo 1-*bis* del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105 e, su richiesta, le rendesse disponibili al Ministero dell'economia e delle finanze. La norma oggetto di abrogazione rinviava ad un decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentiti il Garante per la protezione dei dati personali e l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, la definizione delle ulteriori informazioni di interesse, dei tempi e delle modalità di trasmissione idonee ad assicurare la riservatezza.

Il summenzionato sistema informatico integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati è stato istituito dall'articolo 1-*bis* del decreto-legge n. 105 del 2010 per sostenere la competitività e di incentivare la migliore funzionalità delle attività delle imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale. Il sistema è basato su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali. Le modalità di gestione dei flussi informativi attraverso il Sistema sono stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Tali flussi possono comprendere anche informazioni concernenti eventuali inadempimenti contrattuali da parte dei clienti finali. Le informazioni scambiate nell'ambito del Sistema sono valide a tutti gli effetti di legge e sono funzionali anche all'adozione di misure volte alla sospensione della fornitura nei confronti dei clienti finali inadempienti, nel rispetto delle delibere dell'Autorità medesima in materia e fatto salvo quanto disposto a tutela dei clienti finali per i quali, ai sensi della normativa vigente, non possa essere prevista la sospensione della fornitura.

La relazione illustrativa precisa che l'abrogazione della norma è giustificata dal fatto che il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica può già accedere alle informazioni

rilevanti ai fini dell'attività di governo che si rendano di volta in volta necessarie ai sensi dell'articolo 48, comma 7, del decreto legislativo. n. 199 del 2021.

La disposizione citata nella relazione illustrativa prevede, in particolare, che, al fine di migliorare la qualità delle statistiche di base necessarie alla elaborazione del bilancio energetico nazionale, entro il 30 aprile di ciascun anno, Acquirente Unico S.p.A., sulla base dei dati disponibili nel Sistema Informativo Integrato (SII), fornisca al Ministero della transizione ecologica i consumi annuali di energia elettrica e gas naturale relativi all'anno precedente per ciascuna tipologia di cliente e codice ATECO, nonché le informazioni rilevanti ai fini dell'attività di governo che si rendano di volta in volta necessari. Prevede, inoltre, che Acquirente Unico S.p.A. pubblichi, sul proprio sito internet, dati aggregati di consumo di gas ed elettricità di interesse generale, nel rispetto dei principi di riservatezza statistica disciplinati dal Sistema Statistico Nazionale, con modalità e tempistiche definite in accordo con ARERA.

Il prospetto riepilogativo non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

La relazione tecnica si limita ad affermare che dal presente articolo non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. In proposito, si ricorda che la relazione tecnica allegata al disegno di legge di conversione del decreto-legge n. 176 del 2022, come modificato in prima lettura, definiva la norma oggetto di abrogazione a carattere ordinamentale e procedurale e perciò non idonea a comportare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Pertanto, il prospetto riepilogativo allegato al medesimo testo del disegno di legge non ascriveva alla norma effetti sui saldi di finanza pubblica.

In merito ai profili di quantificazione, si rileva preliminarmente che la norma abroga la disposizione che consentiva al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica l'accesso diretto al Sistema informatico integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati istituito presso Acquirente unico S.p.A.. In proposito, considerati il carattere ordinamentale e la neutralità finanziaria della disposizione abrogata, non si formulano osservazioni.

ARTICOLO 20

Disposizioni finanziarie

Le norme, ai fini dell'immediata attuazione delle disposizioni recate dal presente decreto, autorizzano il Ministro dell'economia e delle finanze ad apportare, con propri decreti, le occorrenti variazioni di bilancio. Inoltre si prevede che il Ministero dell'economia e delle finanze, ove necessario, possa disporre il ricorso ad anticipazioni di tesoreria, la cui

regolarizzazione è effettuata con l'emissione di ordini di pagamento sui pertinenti capitoli di spesa.

In merito ai profili di copertura finanziaria, si fa presente che l'articolo 20, ai fini dell'immediata attuazione delle disposizioni recate dal provvedimento in esame, autorizza il Ministro dell'economia e delle finanze ad apportare, con propri decreti, le occorrenti variazioni di bilancio, prevedendo, altresì, che ove necessario il Ministero dell'economia e delle finanze può disporre il ricorso ad anticipazioni di tesoreria, la cui regolarizzazione è effettuata con l'emissione di ordini di pagamento sui pertinenti capitoli di spesa. Al riguardo, non si hanno osservazioni da formulare.