

CAMERA DEI DEPUTATI N. 1606

SUPPLEMENTO

DISEGNO DI LEGGE

PRESENTATO DAL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI
(MELONI)

E DAL MINISTRO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA
(PICHETTO FRATIN)

DI CONCERTO CON IL MINISTRO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI
(SALVINI)

CON IL MINISTRO DELLE IMPRESE E DEL *MADE IN ITALY*
(URSO)

CON IL MINISTRO DELL'ECONOMIA E DELLE FINANZE
(GIORGETTI)

CON IL MINISTRO PER LA PROTEZIONE CIVILE E LE POLITICHE DEL MARE
(MUSUMECI)

CON IL MINISTRO PER GLI AFFARI EUROPEI, IL SUD, LE POLITICHE DI COESIONE E IL PNRR
(FITTO)

E CON IL MINISTRO DELL'AGRICOLTURA, DELLA SOVRANITÀ ALIMENTARE E DELLE FORESTE
(LOLLOBRIGIDA)

Conversione in legge del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181,
recante disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese,

NOTA: L'analisi tecnico-normativa e l'analisi dell'impatto della regolamentazione relative agli articoli 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 19 del disegno di legge recante 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, sono state trasmesse dal Governo in data 4 gennaio 2024.

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

—————
Presentato il 9 dicembre 2023
—————

ANALISI TECNICO-NORMATIVA

Provvedimento: Decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, pubblicato nella G.U. 9 dicembre 2023, n. 287, 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.”* (Articoli 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 19).

Amministrazione competente: Ministero dell’Ambiente e della sicurezza energetica

Referente dell’amministrazione competente: Ufficio legislativo

PARTE I. ASPETTI TECNICO-NORMATIVI DI DIRITTO INTERNO

1) Obiettivi e necessità dell’intervento normativo. Coerenza con il programma di governo.

(Art. 1)

La proposta normativa di cui all’articolo 1 è finalizzata a promuovere gli investimenti in autoproduzione di energia rinnovabile nei settori a forte consumo di energia elettrica, tenuto conto degli obiettivi previsti dal Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC) al 2030 in relazione allo sviluppo della capacità di generazione da fonti rinnovabili e alla decarbonizzazione del settore industriale. La misura oggetto della proposta è necessaria in ragione del fatto che nell’attuale contesto di mercato, caratterizzato da dinamiche incerte anche per effetto della guerra russo-ucraina e delle tensioni in Medio Oriente e conseguenti ricadute geopolitiche, l’esposizione alla volatilità dei prezzi delle forniture energetiche costituisce un elemento di rischio per la competitività internazionale delle imprese energivore e richiede misure tempestive funzionali a contenere la crescita dei costi, anche attraverso un maggior ricorso all’autoproduzione da fonti rinnovabili e alla definizione di meccanismi contrattuali volti a stabilizzare nel tempo i predetti costi. La misura, oltre ad essere in linea con il quadro degli obiettivi e delle misure previste dal PNIEC e dal PNRR, è coerente con l’azione di Governo volta a supportare la ripresa economica del Paese nonché fornire sostegno ai settori più in difficoltà nell’attuale congiuntura economica, in quanto più esposti ai rischi derivanti dalla perdurante incertezza sull’andamento dei mercati energetici.

(Art. 2)

La proposta normativa di cui all’articolo 2 è finalizzata a garantire una maggior sicurezza di approvvigionamento interno del gas, con la messa in produzione di giacimenti di gas già rinvenuti sul territorio nazionale per la durata di vita utile degli stessi, nonché la messa a disposizione del gas nazionale prodotto ai clienti finali industriali, con priorità per quelli che maggiormente ne fanno uso, a prezzi più stabili rispetto a quelli di mercato. Con riferimento alla cessione del gas prodotto ai clienti finali, l’obiettivo è quindi quello di promuovere condizioni di approvvigionamento più ragionevoli e meno esposte all’incertezza dei mercati spot per i clienti finali, in particolare le imprese a maggior consumo di gas, più esposte alla concorrenza internazionale. La volatilità dei prezzi determina infatti tensioni finanziarie per le imprese con evidenti ripercussioni, già nell’immediato, sulla tenuta dell’attività produttiva e dei livelli occupazionali. La misura risulta urgente e necessaria nell’attuale contesto economico e geopolitico che conferma le condizioni di incertezza circa le future dinamiche dei mercati energetici, con effetti negativi sull’economia nazionale e sulla sicurezza degli approvvigionamenti. La stessa è quindi coerente con l’azione di Governo volta a promuovere

l'autonomia energetica e a supportare la ripresa economica del Paese e il sostegno ai settori più in difficoltà nell'attuale contesto economico e geopolitico.

(Art. 3)

L'intervento normativo risulta necessario e coerente con il programma di governo. Con riguardo al settore della geotermia, esso mira a valorizzare lo sfruttamento della risorsa geotermica che costituisce una peculiarità del nostro contesto nazionale (o, meglio, di alcune specifiche aree del Paese), la cui strategicità in rapporto agli obiettivi di decarbonizzazione nazionali esige di essere valorizzata e sostenuta, anche mediante la promozione di nuovi investimenti.

(Art. 4)

La proposta normativa di cui all'articolo 4 è finalizzata a promuovere l'adozione di misure per la decarbonizzazione e la promozione dello sviluppo sostenibile del territorio, tenuto conto degli obiettivi previsti dal PNIEC al 2030 in relazione allo sviluppo della capacità di generazione da fonti rinnovabili e alla decarbonizzazione del settore industriale. L'accelerazione degli investimenti in nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili è ancora più cruciale nell'attuale contesto energetico e geopolitico, in cui, a fronte delle perduranti incertezze dei mercati energetici, si rende necessario promuovere, attraverso la transizione energetica, una maggiore autonomia di approvvigionamento. La proposta normativa in esame è finalizzata ad assicurare il raggiungimento degli obiettivi previsti dal PNIEC di sviluppo di nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili, favorendo un maggiore impegno delle regioni nell'adozione delle misure necessarie a favorire detto sviluppo nei rispettivi territori. La misura oggetto della proposta mira, infatti, a supportare le regioni attraverso l'istituzione di un apposito Fondo e l'assegnazione di risorse da utilizzare per l'adozione di misure per la decarbonizzazione e la promozione dello sviluppo sostenibile del territorio. La misura, oltre ad essere in linea con il quadro degli obiettivi e delle misure previste a livello europeo e nazionale, è coerente con l'azione di Governo volta a supportare il processo di transizione energetica nel Paese.

(Art. 5)

L'intervento proposto dall'articolo 5, commi 1 e 2, è necessario e coerente con il programma di governo, nonché funzionale all'implementazione del PNIEC; trattasi, nello specifico, di uno strumento volto a sostenere la produzione di energia da impianti a bioliquidi sostenibili e l'immissione nella rete nazionale della medesima energia prodotta, prevedendo altresì l'applicazione di prezzi minimi garantiti per un periodo transitorio, in attesa dell'entrata in vigore del meccanismo.

(Art. 6)

La proposta di cui all'articolo 6, necessaria e coerente con il programma di governo, mira a preservare gli *standard* di sicurezza del sistema elettrico nazionale e, in particolare, la continuità nella produzione energetica, messa ormai sempre più frequentemente a rischio dalle situazioni di carenza della risorsa idrica in presenza di siccità, nonché dalle situazioni in cui, a causa delle elevate temperature, risulta più difficoltoso utilizzare la medesima risorsa idrica per il raffreddamento degli impianti rispettando i limiti di temperatura allo scarico imposti. L'urgenza della misura deriva dalla circostanza che quanto prima trovano applicazione le semplificazioni delle procedure autorizzatorie, tanto più si riduce il rischio di inadeguatezza del sistema elettrico – suscettibile di comportare interventi di disalimentazione dei prelievi – in presenza di eventi siccitosi.

(Art. 7)

Alla luce del possibile potenziale di stoccaggio dell'anidride carbonica (CO₂) in Italia e il riscontrato interesse per dette attività da parte di società italiane che hanno iniziato a presentare domande di autorizzazione per avviare le attività di cattura e stoccaggio di CO₂, si è reso necessario intervenire urgentemente sulla normativa nazionale per renderla pienamente attuabile e consentire la

realizzazione delle relative iniziative di investimento, nell’ottica di realizzare gli obiettivi, anche internazionali ed europei, di decarbonizzazione e di riduzione delle emissioni climalteranti. La proposta normativa interviene quindi a modificare il decreto legislativo 14 settembre 2011 n. 162, al fine di sanare alcune lacune riscontrate nel testo dello stesso, che rimanda a decreti ministeriali successivi, mai adottati, la definizione di alcuni aspetti rilevanti e propedeutici per il rilascio di licenze e/o autorizzazioni allo stoccaggio di CO₂. Con lo stesso articolo si interviene inoltre ad introdurre delle norme di raccordo tra il testo originale del decreto legislativo n. 162 del 2011 e le modifiche apportate allo stesso con il decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 settembre 2020, n. 120, che ha introdotto i programmi sperimentali di stoccaggio di CO₂ senza tuttavia specificarne le relative regole procedurali anche per un eventuale passaggio da progetto sperimentale a progetto “industriale definitivo” con una portata maggiore di CO₂ da iniettare e delle tempistiche di attività più lunghe. La modifica introdotta all’articolo 52-bis, comma 1, del d.P.R. n. 327 del 2001, è invece funzionale ad ampliare il concetto di “infrastruttura lineare energetica” a fini espropriativi, includendovi ora anche “*le condotte necessarie per il trasporto e funzionali per lo stoccaggio di biossido di carbonio*”. In conclusione, l’intervento normativo, necessario e coerente con il programma di governo di garantire entro i termini previsti la realizzazione degli obiettivi di decarbonizzazione e di riduzione delle emissioni climalteranti, si pone l’obiettivo dunque di disciplinare, in modo organico e completo, tutta la filiera della cattura, trasporto e stoccaggio di CO₂ in modo da rendere possibile la presentazione e la procedibilità delle istanze presentate, così consentendo agli operatori interessati di avere un quadro completo e stabile per la definizione dei propri progetti e la programmazione dei relativi investimenti.

(Art. 8)

L’obiettivo principale dell’articolo 8 è dare un impulso decisivo allo sviluppo di una filiera dell’eolico *off-shore*, promuovendo specifici investimenti nel Mezzogiorno del Paese. La necessità dell’intervento deriva pertanto dall’esigenza di raggiungere gli sfidanti obiettivi di decarbonizzazione al 2030, anche attraverso la creazione di una “filiera” nazionale dell’industria dell’eolico galleggiante *off-shore*, in piena coerenza con il programma di governo.

(Art. 9)

L’articolo 9 risulta coerente con il programma di governo. Suo obiettivo principale è quello di consentire il raggiungimento degli obiettivi del PNRR in tema di adeguamento delle infrastrutture di rete dinanzi ai processi di decarbonizzazione e di transizione verso modelli di generazione diffusa dell’energia elettrica da fonti di energia rinnovabile. In particolare, l’intento è quello di conseguire gli obiettivi di smartizzazione delle infrastrutture di rete previsti dal PNRR (progetti “Smart Grid”), attraverso la semplificazione delle procedure amministrative per la realizzazione di cabine primarie ed elettrodotti.

(Art. 10)

La norma introdotta dall’articolo 10 è necessaria e coerente con il programma di governo. Obiettivo perseguito è quello di assegnare risorse finanziarie a progetti finalizzati alla realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento ovvero di teleraffrescamento o all’ammodernamento di sistemi esistenti. Obiettivo dell’intervento è altresì quello di garantire che anche il Ministero delle imprese e del *made in Italy* possa contribuire al finanziamento dei progetti di teleriscaldamento e teleraffrescamento oggetto della disposizione in esame, in quanto suscettibili di annoverarsi, *in parte qua*, tra le misure di politica industriale utili a promuovere la sostenibilità ambientale e l’efficientamento energetici dei processi industriali.

(Art. 11)

L’articolo 11 del decreto-legge n. 181 del 2023 (rubricato “*Misure urgenti in materia di infrastrutture per il decommissioning e la gestione dei rifiuti radioattivi*”) prevede specifiche misure in materia di

gestione di rifiuti nucleari, andando a modificare il testo del decreto legislativo 15 febbraio 2010 n. 31, che, a sua volta, disciplina le procedure per la localizzazione, la costruzione e l'esercizio del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi incluso in un Parco tecnologico e i relativi benefici economici derivanti dall'attività di esercizio del Parco tecnologico stesso. Le necessità e gli obiettivi perseguiti dall'intervento sono pertanto quelli di favorire il raggiungimento di una soluzione condivisa per la localizzazione del Deposito nazionale, incluso in un Parco Tecnologico comprensivo di un Centro di studi e sperimentazione, destinato ad accogliere i rifiuti radioattivi generati da attività pregresse di impianti nucleari e similari, nel territorio nazionale. L'urgenza della misura proposta, coerente con il programma di governo, è da ricercarsi nell'esigenza di giungere, in tempi rapidi, alla localizzazione e alla successiva messa in esercizio del Deposito nazionale, così da accelerare le attività di *decommissioning* delle installazioni nucleari e provvedere allo stoccaggio dei rifiuti nucleari trattati derivanti dal riprocessamento all'estero del combustibile irraggiato e che, sulla base degli accordi sottoscritti, ci siamo impegnati a ricevere entro termini dati ormai scaduti o in scadenza.

(Art. 14)

L'articolo 14 introduce delle norme urgenti, necessarie e coerenti con il programma di governo, costituendo altresì attuazione della legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza), 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 (all'articolo 1, commi 50 e 60), termini specifici per la cessazione del regime di interventi pubblici di fissazione dei prezzi, distintamente per le piccole e microimprese del settore elettrico e per i clienti domestici. In considerazione delle disposizioni di cui alla suddetta legge n. 124 del 2017, il servizio di maggior tutela per l'energia elettrica è cessato, a partire 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 dal 1° gennaio 2023, per tutte le altre microimprese. Per quanto attiene ai clienti domestici del settore elettrico, il decreto-legge 6 novembre 2021, n. 152, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 dicembre 2021, n. 233, 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 ai 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 con asta (aste per le tutele gradualità – STG). In particolare, l'individuazione dei fornitori del STG avviene sulla base di procedure concorsuali svolte dall'Acquirente Unico S.p.A.. Obiettivo della norma è conseguire, quindi, un'importante razionalizzazione e semplificazione delle competenze, azioni e misure messe in campo per la tutela dei consumatori energetici e del servizio idrico integrato, con particolare riferimento alla fine del servizio di maggior tutela per i clienti domestici.

(Art. 19)

Relativamente al **comma 1**, si evidenzia che esso rappresenta un intervento necessario e coerente con il programma di governo; esso introduce modifiche al vigente decreto legislativo n. 152 del 2006, in particolare all'articolo 184-*quater*, essendo emersa la necessità di modificare ed andare ad abrogare alcune delle disposizioni vigenti previste nel suddetto articolo (comma 5-*bis* e comma 5-*ter*) in considerazione dei lavori in atto relativamente al decreto ministeriale "*Disposizioni per la semplificazione della disciplina inerente la gestione delle terre e rocce da scavo*" predisposto ai sensi dell'articolo 48 del decreto-legge 24 febbraio 2023, n. 13 convertito con Legge 41 del 21 aprile 2023, che conterrà al suo interno le norme tecniche per il riutilizzo dei sedimenti dragati.

Relativamente al **comma 2**, si evidenzia che esso rappresenta un intervento necessario e coerente con il programma di governo nella misura in cui consente di evitare ulteriori ed eccessivi costi in bolletta a carico dei consumatori dell'energia elettrica; è disposta l'abrogazione dell'articolo 33-*ter* del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, il quale dispone che con decreto dei Ministri dell'economia e

delle finanze e della transizione ecologica (oggi dell'ambiente e della sicurezza energetica), su proposta dell'ARERA, siano rideterminate le modalità di riscossione degli oneri generali di sistema prevedendo in particolare che, anche attraverso l'avvalimento di un soggetto terzo, le partite finanziarie afferenti agli oneri siano destinate alla CSEA senza entrare nella disponibilità dei venditori. L'intervento abrogativo si rende necessario al fine di evitare gli eccessivi impatti amministrativi ed economici che deriverebbero dalla modifica dell'attuale sistema di riscossione degli oneri generali di sistema e che si tradurrebbero in maggiori costi per i clienti finali, come individuati dall'ARERA e dalle amministrazioni interessate in sede di proposta di attuazione della norma.

Relativamente al **comma 3**, si evidenzia che esso rappresenta un intervento necessario e coerente con il programma di governo; viene disposta l'abrogazione dell'articolo 19-ter del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 aprile 2022, n. 34. La disposizione *de qua* espunge dall'ordinamento nazionale la norma che rinviava ad un apposito decreto del Ministro della transizione ecologica, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e con il Ministro dell'economia e delle finanze, la definizione degli standard tecnici e delle 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. La necessità dell'intervento abrogativo è rinvenibile nell'assenza di una conoscenza basata su dati concreti in grado di definire lo stato del sistema dell'illuminazione pubblica a livello nazionale. In particolare, si evidenzia la scarsa conoscenza, da parte degli enti locali della propria dotazione strumentale e dello stato manutentivo degli impianti di illuminazione pubblica. Senza la consapevolezza delle condizioni attuali e, una analisi degli elementi/politiche già in atto su base comunale, risulta assai complesso disporre di un quadro completo di informazioni che consenta, in primis, la formazione di politiche nazionali efficaci e non discriminatorie, finalizzate all'efficientamento energetico, soprattutto in considerazione della probabile eterogeneità delle diverse situazioni territoriali e del *gap* tra i sistemi più virtuosi e quelli più arretrati.

Relativamente al **comma 4**, si evidenzia che esso rappresenta un intervento necessario e coerente con il programma di governo; viene disposta l'abrogazione dell'articolo 11, comma 1-ter, del decreto-legge 18 novembre 2022, n. 176, che ha previsto il diritto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica di accedere ai dati del Sistema informativo integrato utili a valutare l'impatto di finanza pubblica dei possibili interventi di politica economica, demandando a un decreto del MASE, di concerto con il Ministero dell'economia e delle finanze e sentito il Garante per la protezione dei dati personali, l'individuazione di possibili ulteriori informazioni di interesse, i tempi e le modalità di trasmissione idonee ad assicurare la riservatezza. La proposta di abrogazione è motivata dalla circostanza che, ai sensi dell'articolo 48, comma 7, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, il MASE può già accedere alle informazioni di interesse, laddove si prevede che Acquirente Unico S.p.A., gestore del Sistema informativo integrato, fornisca al Ministero le informazioni rilevanti ai fini dell'attività di governo che si rendano di volta in volta necessarie. Pertanto, obiettivo dell'intervento è coordinare la norma di cui si propone l'abrogazione con le disposizioni normative vigenti, evitando la duplicazione delle previsioni e superflui adempimenti a carico del Ministero.

2) *Analisi del quadro normativo nazionale.*

(Art. 1)

Il quadro normativo nazionale di riferimento è quello dell'energia elettrica derivante da impianti a fonti rinnovabili che beneficiano di tariffe onnicomprensive e di meccanismi del ritiro dedicato dell'energia di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, o dello scambio sul posto di cui all'articolo 6 del medesimo decreto; l'elevato numero di imprese coinvolte è conseguenza degli effetti della riforma in corso delle misure agevolative per gli energivori, prevista dall'art. 3 del decreto-legge 29 settembre 2023, n. 131, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 novembre 2023, n. 169. La proposta normativa si colloca altresì all'interno del quadro di

attuazione del PNIEC, la cui bozza di aggiornamento, ai sensi del Regolamento UE 1999/2018, è stata di recente inviata alla Commissione europea. Il suddetto Piano ha previsto specifiche misure volte a promuovere la trasformazione dei processi industriali verso un crescente ricorso all'energia da fonti rinnovabili, in funzione sia del raggiungimento degli sfidanti obiettivi di penetrazione nei consumi delle fonti rinnovabili condivisi a livello europeo, sia dell'esigenza di ridurre, grazie allo sviluppo dell'autoproduzione e dei contratti di approvvigionamento energetico a lungo termine, il rischio di esposizione dei consumatori e delle imprese in particolare alla volatilità dei prezzi nei mercati. La misura è inoltre coerente con gli investimenti e le riforme previste dal PNRR, nell'ambito della missione "*rivoluzione verde e transizione ecologica*" in materia di promozione dello sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'autoconsumo.

(Art. 2)

Le norme di riferimento del settore sono quelle recate dal decreto-legge n. 17 del 2022, dalla legge n. 9 del 1991, dal decreto legislativo n. 152 del 2006 nonché dal decreto del Ministro della transizione ecologica 28 dicembre 2021 recante il "*Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee*" (PiTESAI). L'intervento normativo in parola, andando a novellare l'articolo 16 del decreto-legge 1 marzo 2022, n. 17, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 aprile 2022, n. 34, provvede a gestire una situazione di emergenza contingente, mediante procedure semplificate e accelerate volte a far incontrare l'offerta gas di produzione nazionale con la domanda di gas da parte delle aziende e delle PMI italiane, a prezzi equi non soggetti quindi alle regole di mercato. Per quanto di competenza, il quadro normativo riguardante il rilascio e la gestione dei titoli minerari e in particolare delle concessioni di produzione di gas non viene mutato né alterato, rimanendo quindi queste soggette a tutte le norme del settore per quanto riguarda i relativi procedimenti amministrativi, le condizioni di rilascio e di esercizio, la durata, gli standard di sicurezza, etc. Qualora gli operatori intendessero partecipare alle procedure del c.d. *gas release* le relative concessioni saranno tuttavia considerate ammissibili sulla base dei criteri enunciati in tal senso dal PiTESAI, ma parzialmente derogato in quanto saranno considerati i soli vincoli assoluti riportati dallo stesso e non anche i vincoli aggiuntivi di esclusione; solo ai fini strettamente necessari per gli obiettivi della norma in parola sono altresì parzialmente derogate anche le norme di divieto della attività *upstream* in alto adriatico ai sensi dell'articolo 4 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e, nelle 12 miglia marine, ai sensi dell'articolo 6, comma 17, del decreto legislativo n. 152 del 2006.

(Art. 3)

L'intervento normativo si inserisce nella disciplina nazionale in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche di cui al decreto legislativo n. 22 del 2010, apportandovi delle modificazioni ed integrazioni.

(Art. 4)

Le norme di riferimento del settore dell'intervento di cui all'articolo 4 sono quelle recate dal decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47 (in materia di aste delle quote di emissione di anidride carbonica), dal decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, dal decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, nonché dal decreto legislativo n. 199 del 2021, tutti in materia di autorizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili. La proposta normativa si colloca altresì all'interno del quadro di attuazione del PNIEC, la cui bozza di aggiornamento, ai sensi del regolamento (UE) 1999/2018, è stata di recente inviata alla Commissione europea. Il suddetto Piano ha previsto specifiche misure volte a favorire il raggiungimento degli sfidanti obiettivi di penetrazione nei consumi delle fonti rinnovabili condivisi a livello europeo. Tra le misure, il suddetto Piano ha posto particolare attenzione sul processo di individuazione delle aree idonee di concerto con le regioni attraverso un percorso di condivisione e ripartizione degli obiettivi su scala regionale (*burden sharing*), secondo quanto previsto dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, che recepisce la direttiva (UE) 2001/2018 sulla promozione delle fonti rinnovabili. Al fine di promuovere l'impegno delle regioni in relazione al proprio contributo allo sviluppo sostenibile nel territorio, con la proposta in argomento si prevede, per finalità

di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale, la costituzione di un fondo alimentato con una quota dei proventi delle aste delle quote di emissione di anidride carbonica di cui all'articolo 23 del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, da assegnare alle regioni.

(Art. 5)

Le norme di riferimento del settore sono quelle recate dagli articoli 40 e 42 del decreto legislativo n. 199 del 2021 in materia di biocarburanti e bioliquidi nonché l'articolo 298, comma 2-ter, del decreto legislativo n. 152 del 2006 in materia di inquinamento atmosferico. Quanto ai commi 1 e 2, viene introdotto un meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da impianti già esistenti alimentati a 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 di esigenze di flessibilità del sistema elettrico. Quanto al comma 3, si rileva quanto segue. La disciplina delle caratteristiche e delle modalità di utilizzo dei combustibili, ai fini della tutela contro l'inquinamento atmosferico, è attualmente contenuta nel titolo III della parte quinta del decreto legislativo n. 152 del 2006. In particolare, l'articolo 293, comma 1, stabilisce che, negli impianti produttivi e in quelli termici civili possano essere usati come combustibili soltanto i materiali elencati nell'Allegato X a tale parte quinta. Tale allegato X elenca pertanto i combustibili di cui è ammesso l'utilizzo, nonché le relative caratteristiche e modalità di combustione. In tale quadro l'articolo 298, comma 3-ter, dello stesso decreto legislativo stabilisce che “[...] con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, di concerto con il Ministro della salute ed il Ministro dello sviluppo economico ed il Ministro delle politiche agricole e forestali è istituita, nell'ambito delle risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente e, comunque, senza nuovi o maggiori oneri a carico del bilancio dello Stato, una commissione per l'esame delle proposte di integrazione ed aggiornamento dell'Allegato X alla parte quinta del presente decreto, presentate dalle amministrazioni dello Stato e dalle regioni [...]”. La Commissione, pertanto, ha la funzione di fornire un supporto tecnico all'istruttoria delle domande di aggiornamento dell'Allegato X presentate dalle amministrazioni dello Stato e dalle regioni.

(Art. 6)

Le norme di riferimento del settore sono quelle recate dal decreto-legge n. 7 del 2002 in materia di centrali termoelettriche alimentate a fonti convenzionali con potenza superiore a 300 MWt. La disposizione, al comma 1, semplifica e accelera le procedure autorizzative per la sostituzione funzionale del sistema di raffreddamento in uso nelle centrali termoelettriche consentendo, tramite una semplificazione autorizzatoria, la realizzazione di sistemi alternativi e/o integrativi di raffreddamento tramite la realizzazione di sistemi di condensazione ad aria. In particolare, stante la natura di modifica non sostanziale dell'intervento di cui alla proposta normativa, in quanto conforme ai requisiti di cui all'articolo 1, comma 2-bis, del decreto-legge n. 7 del 2002 (non producendo, quindi, impatti significativi e negativi sull'ambiente e non comportando, al contempo, una variazione positiva della potenza elettrica), si prevede che il suddetto intervento sia soggetto al procedimento semplificato disciplinato dal medesimo articolo 1, comma 2-bis, del decreto-legge n. 7 del 2002.

(Art. 7)

Le norme di riferimento del settore sono quelle recate dal decreto legislativo n. 162 del 2011 in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio nonché quelle del d.P.R. n. 327 del 2001 in materia di espropriazione per pubblica utilità. Con il decreto legislativo n. 162 del 2011, in particolare, è stata recepita la direttiva dell'Unione europea n. 2009/31/CE; detto decreto legislativo “*al fine di contribuire alla lotta al cambiamento climatico attraverso la riduzione delle emissioni in atmosfera di gas a effetto serra, da conseguirsi con il massimo livello possibile di efficienza e sostenibilità ambientale nonché di sicurezza e tutela della salute della popolazione (...)*” stabilisce un quadro di

misure volte a garantire lo stoccaggio geologico di CO₂ in formazioni geologiche idonee. Il provvedimento si compone di 37 articoli e di n. 3 allegati.

Il decreto rimanda inoltre, per alcune tematiche, a successivi decreti attuativi interministeriali che avrebbero dovuto essere emanati tra i 6 e i 24 mesi dalla pubblicazione del decreto stesso, ma che invece ad oggi non risultano ancora adottati. Il suddetto decreto legislativo, nel distinguere tra licenza di esplorazione e autorizzazione allo stoccaggio, specifica i relativi presupposti ed il relativo iter amministrativo di conferimento, prevedendo, in particolare, che *“Per l’adempimento dei compiti previsti dal presente decreto, il Ministero dello sviluppo economico ed il Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare [...] si avvalgono come organo tecnico del Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE e per il supporto nella gestione delle attività di progetto del Protocollo di Kyoto [...], integrato nel suo Consiglio direttivo da tre componenti, uno nominato dal Ministro dell’ambiente, uno nominato dal Ministro dello sviluppo economico, fra il personale di dette amministrazioni, ed uno designato dalla Conferenza unificata [...], e dalla Segreteria tecnica composta da 13 unità [...] nominate dal Ministro dell’ambiente e dal Ministro dello sviluppo economico, di cui quattro fra il personale di dette amministrazioni, due dell’Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA), due dell’Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse (UNMIG), un rappresentante designato dall’Istituto superiore di sanità (ISS), un rappresentante designato dal Ministero dell’interno, un rappresentante designato dal Ministero dell’istruzione, dell’università e della ricerca, e due rappresentanti designati dalla Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano [...]”*. Il Comitato ha il compito di fornire supporto tecnico ai Ministeri competenti, anche in merito, tra l’altro, all’esame delle istanze per l’assegnazione delle licenze di esplorazione e delle autorizzazioni allo stoccaggio e la Segreteria tecnica è coinvolta nell’istruttoria tecnica delle istanze.

In linea generale, le licenze di esplorazione e le autorizzazioni allo stoccaggio sono rilasciate a soggetti richiedenti che dimostrino di essere in possesso delle capacità tecniche, organizzative ed economiche necessarie; sono conferite dal Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, su parere del Comitato e d’intesa con la regione territorialmente interessata, mediante procedimento unico in conferenza dei servizi, ai sensi della legge n. 241 del 1990, nel cui ambito vengono acquisiti gli atti di assenso delle amministrazioni interessate, unitamente all’esito della procedura di valutazione d’impatto ambientale. Le istanze sono trasmesse al MASE, alla regione territorialmente interessata e al Comitato. L’istanza viene pubblicata sul sito *web* del Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica ed entro 30 giorni possono essere presentate istanze in concorrenza. Il provvedimento finale di rilascio o rifiuto del titolo richiesto è adottato nel termine di 180 giorni dal termine di scadenza della concorrenza. Lo 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, è autorizzato con procedure semplificate, nel senso che non occorre espletare i termini della concorrenza e non occorre coinvolgere la Commissione europea.

Con il decreto-legge n. 76 del 2020 è stato modificato il decreto legislativo n. 162 del 2011 e, in particolare, è stato novellato l’art. 7, comma 3, prevedendo che *“Nelle more dell’individuazione delle aree di cui al comma 1, eventuali licenze di esplorazione ed autorizzazioni allo stoccaggio sono rilasciate, in via provvisoria, nel rispetto degli articoli 8, 11, 12 e 16¹ del presente decreto. Sono comunque considerati quali siti idonei i giacimenti di idrocarburi esauriti situati nel mare territoriale e nell’ambito della zona economica esclusiva e della piattaforma continentale, per i quali il Ministero dello sviluppo economico può autorizzare i titolari delle relative concessioni di coltivazione a svolgere programmi sperimentali di stoccaggio geologico di CO₂, ai sensi delle previsioni di cui agli articoli 8, comma 7, e 14, comma 1², in quanto applicabili. I programmi sperimentali che interessano un volume complessivo di stoccaggio geologico di CO₂ inferiore a 100.000 tonnellate non sono sottoposti a valutazione ambientale. 4. Successivamente all’individuazione delle aree di cui al comma*

¹ Le norme citate rimandano ai procedimenti generali per il rilascio delle licenze e delle autorizzazioni, con il coinvolgimento del Comitato, dell’ex MATTM in concerto e dell’intesa della Regione, per titoli in terraferma.

² L’art. 8, comma 7, riguarda la VIA e l’art. 14, comma 1, riguarda una serie di condizioni per il rilascio dell’autorizzazione allo stoccaggio.

1, le licenze di esplorazione e le autorizzazioni allo stoccaggio provvisorie rilasciate ai sensi del comma 3, sono soggette a conferma". È stato altresì integrato l'articolo 1 con il seguente comma 2-bis: "I progetti sperimentali di esplorazione e stoccaggio geologico di CO₂ possono essere inclusi nel decreto del Presidente del Consiglio come progetti necessari per l'attuazione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)". È stato infine previsto che "Le modalità e i tempi di esecuzione di programmi che comprendono la cattura di flussi di CO₂ in impianti esistenti, la realizzazione delle infrastrutture per il trasporto di CO₂ e il successivo stoccaggio, riutilizzo o recupero di CO₂ possono essere definiti con appositi contratti di programma da stipulare tra i soggetti proponenti e il Ministero dello sviluppo economico, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e le regioni interessate".

(Art. 8)

L'intervento normativo si inserisce nella disciplina in materia portuale prevedendo l'individuazione di aree demaniali marittime con relativi specchi acquei esterni alle difese foranee, ai sensi legge n. 84 del 1994, da destinare, 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 relative infrastrutture elettriche.

(Art. 9)

La proposta si inserisce nella disciplina della trasmissione di energia elettrica di cui al decreto-legge n. 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290. Essa prevede l'istituzione di un Portale digitale contenente i dati e le informazioni, inclusi quelli relativi alla localizzazione, degli interventi di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale e le richieste di connessione alla stessa, oltre che le relazioni di monitoraggio sullo stato di avanzamento dei procedimenti di connessione alla rete medesima. Inoltre, viene introdotta una nuova disciplina per le procedure amministrative per la realizzazione di cabine primarie ed elettrodotti, al fine di consentire una celere realizzazione di progetti cosiddetti "Smart grid".

(Art. 10)

La norma, di tenore finanziario, è relativa al settore del teleriscaldamento ovvero di teleraffrescamento o all'ammodernamento di sistemi esistenti. Le fonti normative del quadro di riferimento sono recate, principalmente, dall'Allegato 1 al decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 23 dicembre 2022, n. 435, nonché dall'articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020 in materia di proventi delle aste CO₂. I progetti elencati all'Allegato 1 al decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 23 dicembre 2022, n. 435, ove non finanziati a valere sulle risorse di cui all'Investimento 3.1 "Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento", Missione 2 "Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica", Componente 3 "Efficienza Energetica e Riqualficazione degli Edifici", del PNRR, beneficiano di risorse complessivamente pari a 96.718.200 euro per l'anno 2023, a valere sulle quote dei proventi derivanti dalle aste CO₂ maturate nell'anno 2022 di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Giova ricordare che con il citato decreto ministeriale 23 dicembre 2022, n. 435, sono state approvate le graduatorie dei progetti ammessi a finanziamento a valere sull'avviso pubblico del Ministero della transizione ecologica del 28 luglio 2022, n. 94, finalizzato alla selezione di proposte progettuali per lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento da finanziare nell'ambito della sopra citata misura del PNRR.

(Art. 11)

Come anticipato nella precedente sezione, l'articolo 11 impatta sulla materia del *decommissioning* degli impianti nucleari, di cui al decreto legislativo n. 31 del 2010, nonché in materia di relative valutazioni ambientali di cui al decreto legislativo n. 152 del 2006. La maggior parte delle modifiche

introdotte dal presente articolo 11 alla disciplina di cui al decreto legislativo n. 31 del 2010, è finalizzata a disciplinare un procedimento alternativo, a quello attualmente previsto per l'individuazione del sito del Deposito (che si basa sulla redazione di una Carta nazionale delle aree idonee - CNAI), che prevede la presentazione di autocandidature e, sulla base di queste, la predisposizione di una Carta nazionale delle aree autocandidature (CNAA). In relazione alle modifiche introdotte, si evidenzia quanto segue; sommando le tempistiche previste dal decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31 (come modificato dalla disposizione in esame, con specifico riferimento all'articolo 27), incluse quelle relative alla procedura di VAS (della durata di circa 5 mesi), l'adozione del decreto di approvazione della CNAA, da parte dei Ministri competenti, avverrà entro massimo 12 mesi dalla data di entrata in vigore del decreto-legge. In questa eventualità, le successive fasi procedurali risulteranno notevolmente semplificate nonché facilitate, in quanto si passerà direttamente al raggiungimento dell'intesa delle Regioni nel cui territorio ricadono le aree autocandidature, o del Ministero della difesa in relazione alle strutture militari, alle indagini tecniche su tali aree. In alternativa, in assenza di autocandidature, o nel caso che le medesime non siano risultate idonee, il decreto di approvazione della CNAI avverrà entro massimo 9 mesi. L'iter procedurale proseguirà, quindi, come già previsto dall'articolo 27 del decreto legislativo n. 31 del 2010, con tempistiche attese tuttavia ragionevolmente più lunghe in ragione della necessità preventiva di raggiungere l'intesa con le regioni o i territori interessati.

(Art. 14)

L'intervento normativo si inserisce nella disciplina nazionale in materia di mercato elettrico. L'articolo 14 costituisce, nello specifico, attuazione della legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza), come successivamente modificata dal decreto-legge n. 176 del 2022, 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 (all'articolo 1, commi 50 e 60), termini specifici per la cessazione del regime di interventi pubblici di fissazione dei prezzi, distintamente per le piccole e microimprese del settore elettrico e per i clienti domestici. In considerazione delle disposizioni di cui alla suddetta legge n. 124 del 2017, il servizio di maggior tutela per l'energia elettrica è cessato, a partire 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 dal 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 ai 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 con asta (aste per le tutele gradualità - STG). In particolare, l'individuazione dei fornitori del STG avviene sulla base di procedure concorsuali svolte dall'Acquirente Unico S.p.A. In considerazione del suddetto quadro normativo in cui l'intervento sopracitato si inserisce, si evidenzia che nel corso degli ultimi anni l'ARERA ha provveduto a adottare le necessarie deliberazioni; al contempo, anche il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha adottato i provvedimenti di rispettiva competenza. Con decreto ministeriale del 18 maggio 2023, ai sensi di quanto previsto dal comma 60-*bis* dell'articolo 1 della legge 4 agosto 2017, n. 124, il Ministero ha definito le modalità e i criteri per un ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero. Per i clienti domestici rientranti nella categoria di cui all'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo n. 210 del 2021, è previsto che il superamento dell'attuale regime avvenga mediante l'introduzione di una specifica disciplina a tutela dei clienti vulnerabili, coerente con la direttiva (UE) 2019/944. Si evidenzia, peraltro, che il menzionato decreto ministeriale 18 maggio 2023 prevede la necessità di una massiccia campagna informativa per accompagnare i clienti domestici nel mercato libero dell'energia, da effettuarsi con adeguata tempestività e periodicità in modo da fornire opportuni strumenti informativi ai clienti stessi. L'esigenza di un'idonea campagna

informativa diviene ancor più sentita in considerazione delle perturbazioni accadute in tempi recenti sui prezzi dei mercati energetici. In base al quadro sopra rappresentato, la presente disposizione mira a conseguire un'importante razionalizzazione e semplificazione delle competenze, azioni e misure messe in campo per la tutela dei consumatori energetici e del servizio idrico integrato, con particolare riferimento alla fine del servizio di maggior tutela per i clienti domestici.

(Art. 19)

Relativamente al **comma 1**, il quadro normativo di riferimento è attualmente costituito dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e, in particolare, dall'articolo 184-*quater*; il provvedimento abroga il comma 5-*ter* e modifica il comma 5-*bis* dell'articolo 184-*quater* che disciplina l'utilizzo dei materiali di dragaggio, del decreto legislativo n. 152 del 2006.

Relativamente al **comma 2**, si evidenzia quanto segue. Le attuali modalità di riscossione degli oneri generali di sistema, come definite dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente in attuazione del decreto legislativo n. 79 del 1999, prevedono che gli oneri generali siano fatturati dalle imprese distributrici ai venditori come "maggiorazioni del servizio di trasporto", servizio erogato, appunto, dalle imprese distributrici ai venditori che necessitano di accedere e utilizzare la rete elettrica per poter dare esecuzione fisica ai contratti di fornitura di energia ai clienti finali; a loro volta i venditori fatturano gli oneri generali di sistema ai clienti finali nella bolletta elettrica. I venditori, indipendentemente dall'ammontare che incassano dai clienti finali, sono tenuti a versare alle imprese distributrici il totale degli oneri generali di sistema che dalle stesse imprese distributrici sono loro stati fatturati. A loro volta le imprese distributrici sono tenute a versare alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) l'ammontare totale degli oneri generali di sistema fatturati ai venditori, indipendentemente dall'ammontare che incassano da questi (deliberazione dell'Autorità 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com). L'articolo 33-*ter* del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77 convertito in legge dalla legge 29 luglio 2021, n. 108, dispone una revisione dell'attuale modello di riscossione degli oneri generali di sistema su proposta dell'Autorità, con decreto dei Ministri dell'economia e delle finanze e della transizione ecologica, con la specifica previsione che le partite finanziarie relative agli oneri possano essere destinate alla CSEA senza entrare nella disponibilità dei venditori.

Relativamente al **comma 3**, si evidenzia che il decreto-legge n. 17 del 2022 ha introdotto il decreto illuminazione in un contesto di crisi energetica proponendo soluzioni per il contenimento dei costi. In particolare, l'art. 19-*ter* del predetto decreto è stato introdotto dalla legge di conversione 27 aprile 2022 n. 34 e propone l'introduzione di standard tecnici e misure di moderazione dell'utilizzo dei diversi dispositivi di illuminazione pubblica degli enti locali. Per quanto riguarda il contesto normativo nazionale si evidenzia che la disposizione abrogata poneva una questione in termini di compatibilità con le normative regionali che disciplinano il settore dei servizi di illuminazione pubblica nell'ambito della riduzione dell'inquinamento luminoso e dell'efficienza energetica.

Relativamente al **comma 4**, si evidenzia quanto segue. L'articolo 11, comma 1-*ter*, del decreto-legge 18 novembre 2022, n. 176, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 gennaio 2023, n. 6, prevede il diritto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica di accedere ai dati del Sistema informativo integrato utili a valutare l'impatto di finanza pubblica dei possibili interventi di politica economica, demandando a un decreto del medesimo Dicastero, di concerto con il Ministero dell'economia e delle finanze e sentito il Garante per la protezione dei dati personali, l'individuazione di possibili ulteriori informazioni di interesse, i tempi e le modalità di trasmissione idonee ad assicurare la riservatezza. Ai sensi dell'articolo 48, comma 7, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, il Ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica può già accedere alle informazioni di interesse, laddove si prevede che l'Acquirente Unico S.p.A., gestore del Sistema informativo integrato, fornisca al Ministero medesimo le informazioni rilevanti ai fini dell'attività di governo che si rendano di volta in volta necessarie.

3) ***Incidenza delle norme proposte sulle leggi e sui regolamenti vigenti.***

(Art. 1)

La proposta interviene su due aspetti:

- a) la concessione di superfici di proprietà di soggetti pubblici per la realizzazione di impianti da fonti rinnovabili, prevista dall'articolo 12, comma 2, del decreto legislativo n. 28 del 2011;
- b) la definizione di un meccanismo per lo sviluppo di nuova capacità da fonti rinnovabili da parte delle imprese energivore iscritte nell'elenco presso la CSEA.

La norma incide, pur senza modificarla, sulla disciplina di cui articolo 12, comma 2, del decreto legislativo n. 28 del 2011 in materia di fonti rinnovabili e relative superfici; in particolare, viene disposto che fino al 31 dicembre 2030, nel caso di più istanze concorrenti per la concessione della medesima superficie ai sensi dell'articolo 12, comma 2, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, gli enti concedenti, ai fini dell'individuazione del concessionario, attribuiscono una preferenza ai progetti di impianti fotovoltaici o eolici volti a soddisfare il fabbisogno energetico dei soggetti iscritti nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica istituito presso la CSEA.

(Art. 2)

La proposta normativa incide, sostituendo, l'articolo 16 del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 aprile 2022, n. 34, al fine di superare le criticità attuative della disposizione vigente e di rafforzarne ulteriormente gli obiettivi come descritti al punto 1 a beneficio della sicurezza energetica del Paese e dei clienti finali, con priorità per quelli industriali che consumano maggiormente gas naturale. È stato previsto in particolare che i procedimenti da svolgere per il rilascio di concessioni, proroghe e autorizzazioni necessarie a dare attuazione alla presente misura dovranno essere svolti mediante procedimento unico di cui alla legge n. 241 del 1990, che include anche la VIA e si concludono nel termine di 3 mesi. I procedimenti di valutazione di impatto ambientale, anche in corso, saranno definiti da apposita Commissione tecnica PNRR-PNIEC.

Inoltre la proposta interviene, derogando in parte alle previsioni del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), con il quale sono definite le aree idonee e non idonee per l'eventuale avvio di nuove attività *upstream* e/o per la prosecuzione delle stesse, per far fronte ad un mutato contesto del mercato del gas naturale europeo, caratterizzato da forte tensione dopo la fase pandemica e la guerra Russo-Ucraina e tenuto conto dei diversi contenziosi tra operatori del settore e l'Amministrazione, per i provvedimenti adottati dalla stessa in applicazione del citato Piano. Sia la procedura di approvvigionamento di gas naturale dai titolari delle concessioni (esistenti o nuove) sia le procedure di allocazione del gas ai clienti finali sono inoltre organizzate e gestite dal GSE sulla base di criteri precisi stabiliti nella disposizione volti sia a subordinare i volumi di gas oggetto di concessione all'effettiva cessione ai clienti finali destinatari, sia a legare in modo più efficiente il prezzo di cessione ai clienti finali, risultante da un'asta a prezzo crescente, al costo di produzione dei giacimenti riconosciuto ai produttori.

(Art. 3)

L'articolo 3 del decreto-legge n. 181 del 2023 incide, apportandovi delle modificazioni, sul decreto legislativo n. 22 del 2010, in particolare al comma 10 e 10-bis dell'articolo 16. Viene prevista anche l'introduzione di un nuovo articolo 16-bis. La proposta prevede tre specifici interventi.

Con il primo, in particolare, è previsto che per le concessioni riferite ad impianti per produzione di energia elettrica, le cui scadenze sono allineate al 2024, il termine per l'indizione della gara previsto dall'articolo 9, comma 1, del medesimo decreto legislativo n. 22 del 2010, è stabilito in due anni prima della scadenza delle concessioni stesse. Contestualmente, il termine di scadenza delle concessioni di coltivazione della risorsa geotermica, fissato, oggi, alla data del 31 dicembre 2025 è prorogato, per il tempo strettamente necessario al completamento del riordino della normativa di settore e, comunque, non oltre il 31 dicembre 2026. Mediante il nuovo articolo 16-bis del decreto legislativo n. 22 del 2010, viene invece introdotta la possibilità da parte dei concessionari di predisporre, su richiesta delle autorità competenti, un "Piano pluriennale per la promozione degli

investimenti” con il fine dichiarato di rafforzare l’autonomia energetica nazionale, nonché il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

(Art. 4)

La misura proposta non incide sulle leggi e sui regolamenti vigenti.

(Art. 5)

A carattere generale, la proposta di cui ai primi due commi è finalizzata alla implementazione di quanto previsto nel PNIEC. Inoltre, la disposizione incide sui seguenti provvedimenti:

- articolo 3-ter del decreto-legge 29 maggio 2023, n. 57, convertito, con modificazioni, dalla legge 26 luglio 2023, n. 95
- articolo 5, comma 5, lettera h), e articoli 40 e 42 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199.

Quanto al comma 3, la proposta ha l’effetto di modificare il comma 3-ter dell’articolo 298 del decreto legislativo n. 152 del 2006, al fine di ripristinare la corretta rappresentatività di tutte le Amministrazioni coinvolte nel processo, in aderenza al nuovo riparto di competenze.

(Art. 6)

La proposta, finalizzata alla semplificazione amministrativa degli interventi sulle centrali termoelettriche alimentate a fonti convenzionali con potenza superiore a 300 MWt, va ad incidere sulle specifiche norme di settore recate dal decreto-legge n. 7 del 2002. Nello specifico, la disposizione, al comma 1, semplifica e accelera le procedure autorizzative per la sostituzione funzionale del sistema di raffreddamento in uso nelle centrali termoelettriche consentendo, tramite una semplificazione autorizzatoria, la realizzazione di sistemi alternativi e/o integrativi di raffreddamento tramite la realizzazione di sistemi di condensazione ad aria. In particolare, stante la natura di modifica non sostanziale dell’intervento di cui alla proposta normativa, in quanto conforme ai requisiti di cui all’articolo 1, comma 2-bis, del decreto-legge n. 7 del 2002, si prevede che il suddetto intervento sia soggetto al procedimento semplificato disciplinato dal medesimo articolo 1, comma 2-bis, del decreto-legge n. 7 del 2002.

(Art. 7)

L’intervento incide sul decreto legislativo n. 162 del 2011, integrando e modificando alcune disposizioni normative dello stesso per rendere possibile il passaggio dal progetto sperimentale di cui all’art. 7 comma 3 dello stesso, a progetto industriale definitivo, con un quadro normativo chiaro e completo e per dettagliare la normativa anche tecnica di tutta la filiera CCS di cattura, trasporto e stoccaggio di CO₂. L’intervento incide altresì sull’articolo 52-bis, comma 1, del d.P.R. n. 327 del 2001, ampliando il concetto di “infrastruttura lineare energetica” a fini espropriativi, includendovi ora anche “*le condotte necessarie per il trasporto e funzionali per lo stoccaggio di biossido di carbonio*”.

(Art. 8)

A carattere generale, la proposta è finalizzata alla creazione di una “filiera” nazionale dell’industria dell’eolico galleggiante *off-shore*. Pertanto, oltre agli aspetti positivi derivanti dall’attuazione della misura non si rilevano incidenze sulle leggi e sui regolamenti vigenti.

(Art. 9)

A carattere generale, la proposta è finalizzata alla semplificazione amministrativa degli interventi per la realizzazione di infrastrutture di rete previste dal PNRR. Pertanto, oltre agli aspetti positivi sulle relative procedure autorizzative e realizzative, non si rilevano incidenze sulle leggi e sui regolamenti vigenti.

(Art. 10)

La misura proposta non incide sulle leggi e sui regolamenti vigenti.

(Art. 11)

L'articolo 11 incide recando numerose modifiche alla disciplina dettata dal decreto legislativo n. 31 del 2010 in materia di disciplina le procedure per la localizzazione, la costruzione e l'esercizio del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi. La maggior parte delle modifiche introdotte dal presente articolo 11 alla disciplina di cui al decreto legislativo n. 31 del 2010, è finalizzata a disciplinare un procedimento alternativo a quello attualmente previsto per l'individuazione del sito del Deposito (che si basa sulla redazione di una Carta nazionale delle aree idonee - CNAI), che prevede la presentazione di autocandidature e, sulla base di queste, la predisposizione di una Carta nazionale delle aree autocandidatate (CNAA).

(Art. 14)

L'articolo 14 incide dispone numerose modifiche alla disciplina recata dal decreto legislativo n. 210 del 2021 in materia di mercato elettrico. Per una trattazione più esaustiva si rimanda alla precedente sezione.

(Art. 19)

Relativamente al **comma 1**, si evidenzia che l'intervento normativo introduce modifiche al vigente decreto legislativo n. 152 del 2006, in particolare all'articolo 184-*quater*. È emersa la necessità di modificare ed andare ad abrogare alcune delle disposizioni vigenti previste nel suddetto articolo (comma 5-*bis* e comma 5-*ter*) in considerazione dei lavori in atto relativamente al decreto ministeriale "Disposizioni per la semplificazione della disciplina inerente la gestione delle terre e rocce da scavo" predisposto ai sensi dell'articolo 48 del decreto-legge n. 13 del 2023, che conterrà al suo interno le norme tecniche per il riutilizzo dei sedimenti dragati.

Relativamente al **comma 2**, si evidenzia che la proposta comporta l'abrogazione dell'articolo 33-*ter* del decreto-legge n. 77 del 2021.

Relativamente al **comma 3**, si evidenzia che la proposta comporta l'abrogazione dell'articolo 19-*ter* del decreto-legge n. 17 del 2022.

Relativamente al **comma 4**, si evidenzia che la proposta comporta l'abrogazione dell'articolo 11, comma 1-*ter*, del decreto-legge n. 176 del 2022.

4) *Analisi della compatibilità dell'intervento con i principi costituzionali.*

Le disposizioni introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023 non presentano profili di incompatibilità con i principi costituzionali. Con particolare riferimento all'articolo 11, le disposizioni introdotte, come evidenziato nelle precedenti sezioni, nel cercare una soluzione condivisa per la localizzazione del Deposito nazionale (incluso in un Parco Tecnologico comprensivo di un Centro di studi e sperimentazione) destinato ad accogliere i rifiuti radioattivi generati da attività pregresse di impianti nucleari e similari, nel territorio nazionale, si pone proprio nel solco del principio costituzionale della leale collaborazione tra Stato e regioni interessate.

5) *Analisi della compatibilità dell'intervento con le competenze e le funzioni delle regioni ordinarie e a statuto speciale.*

Le disposizioni introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023 risultano compatibili con le competenze e le funzioni delle regioni ordinarie e a statuto speciale, in quanto, ai sensi dell'articolo 117 della

Costituzione, lo Stato ha la potestà legislativa concorrente in materia di produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia di cui è chiamato a determinare i principi fondamentali.

6) *Verifica della compatibilità con i principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza sanciti dall'articolo 118, primo comma, della Costituzione.*

Le disposizioni introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023 risultano compatibili con il principio di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza di cui all'articolo 118, primo comma, della Costituzione.

7) *Verifica dell'assenza di rilegificazioni e della piena utilizzazione della possibilità di delegificazione e degli strumenti di semplificazione normativa.*

Le disposizioni introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023 non presentano elementi di rilegificazione; è stata verificata la piena utilizzazione della possibilità di delegificazione e degli strumenti di semplificazione normativa.

8) *Verifica dell'esistenza di progetti di legge vertenti su materia analoga all'esame del Parlamento e relativo stato dell'iter.*

Non esistono progetti di legge vertenti su materia analoga all'esame del Parlamento su nessuna delle norme introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023.

9) *Indicazione delle linee prevalenti della giurisprudenza ovvero della pendenza di giudizi di costituzionalità sul medesimo o analogo oggetto.*

(Art. 1)

Non vi sono particolari orientamenti giurisprudenziali da segnalare e non risultano pendenti giudizi di costituzionalità sul medesimo o analogo oggetto delle norme introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023.

PARTE II. CONTESTO NORMATIVO DELL'UNIONE EUROPEA E INTERNAZIONALE

10) *Analisi della compatibilità dell'intervento con l'ordinamento dell'Unione europea.*

Le norme introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023 risultano compatibili con l'ordinamento eurounitario.

Con particolare riferimento all'articolo 1, le condizioni organizzative e di gestione della misura salvaguardano il funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e la relativa liquidità, nel rispetto di quanto previsto dalla normativa UE in materia (direttiva UE 944/2019 e regolamento UE 943/2019 sul mercato elettrico integrato). Con riferimento all'articolo 3, si rileva, in particolare, la coerenza con la direttiva 2019/944 (CE), recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, e con la direttiva 2018/2001/UE (RED II) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, che non prevedono alcuna disposizione in materia di limiti alla durata e divieto di rinnovo delle concessioni di coltivazione geotermica. Relativamente all'articolo 4, si rileva come le norme introdotte siano ampiamente in linea con quanto previsto dal PNIEC che l'Italia ha adottato ai sensi del regolamento UE 1999/2018 sulla *governance* dell'Unione dell'energia e che è stato quindi oggetto di esame da parte della Commissione europea. Da ultimo, si rileva come il comma 3 dell'articolo 14, apportando modificazioni all'articolo 11 del decreto legislativo n. 210 del 2021 (al fine di introdurre un quadro completo e certo per la fornitura di energia elettrica ai clienti vulnerabili, in chiave competitiva e a prezzi su base di mercato), si pone in piena conformità alle disposizioni dell'articolo 5 della direttiva (UE) 2019/944.

11) *Verifica dell'esistenza di procedure di infrazione da parte della Commissione europea sul medesimo o analogo oggetto.*

Relativamente alle norme introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023, si rileva che non risultano procedure di infrazione da parte della Commissione europea sul medesimo o analogo oggetto. Si rileva, tuttavia, con riferimento alle norme introdotte dall'articolo 7, che si ha notizia dell'apertura di una procedura Eu-pilot 7334/15/CLIM per la "Presunta non conformità delle misure nazionali di attuazione della direttiva 2009/31/CE relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio" in sede di prima attuazione della citata direttiva con il decreto legislativo n. 162 del 2011. In funzione di detta procedura, sono stati apportati alcuni correttivi al testo del summenzionato decreto legislativo, mediante la legge 7 luglio 2016, n. 122.

12) *Analisi della compatibilità dell'intervento con gli obblighi internazionali.*

Le norme introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023 risultano compatibili con gli obblighi internazionali. Relativamente all'articolo 7, si rileva come l'intervento nasce proprio dall'esigenza di rendere quanto più attuabile la normativa di riferimento CCS, il decreto legislativo n. 162 del 2011 per l'appunto, per la realizzazione degli obblighi anche internazionali in materia di decarbonizzazione e di riduzione delle emissioni climalteranti.

13) *Indicazione delle linee prevalenti della giurisprudenza ovvero della pendenza di giudizi innanzi alla Corte di giustizia dell'Unione europea sul medesimo o analogo oggetto.*

Non vi sono orientamenti giurisprudenziali da segnalare e non risultano pendenti giudizi dinanzi alla Corte di giustizia dell'Unione europea sul medesimo o analogo oggetto rispetto alle norme introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023.

14) *Indicazione delle linee prevalenti della giurisprudenza ovvero della pendenza di giudizi alla Corte europea dei diritti dell'uomo sul medesimo o analogo oggetto.*

Non vi sono orientamenti giurisprudenziali da segnalare e non risultano pendenti giudizi dinanzi alla Corte europea dei diritti dell'uomo sul medesimo o analogo oggetto rispetto alle norme introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023.

15) *Eventuali indicazioni sulle linee prevalenti della regolamentazione sul medesimo oggetto da parte di altri Stati membri dell'Unione europea.*

Quanto alle norme introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023, si rileva che non risultano specifiche indicazioni sulle linee prevalenti della regolamentazione sul medesimo oggetto da parte di altri Stati membri dell'Unione europea. Limitatamente all'articolo 1, si segnala tuttavia che alcuni Paesi europei (Francia e Germania) hanno introdotto o stanno per introdurre misure di calmierazione dei prezzi con effetti analoghi alla proposta, nel contesto di una perdurante incertezza e volatilità delle dinamiche dei mercati energetici.

PARTE III. ELEMENTI DI QUALITÀ SISTEMATICA E REDAZIONALE DEL TESTO

1) *Individuazione delle nuove definizioni normative introdotte dal testo, della loro necessità, della coerenza con quelle già in uso.*

Le norme introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023 non introducono nuove definizioni normative, ad eccezione dell'articolo 7 che, nel modificare l'articolo 3, comma 1, del decreto legislativo n. 162 del 2011, dopo la lettera *a)*, inserisce con la lettera *a)-bis)* la seguente definizione:

“a-bis) programmi sperimentali di stoccaggio geologico di CO₂: stoccaggio geologico di CO₂ che avviene, per un periodo di tempo limitato e a fini di sperimentazione, all’interno di giacimenti di idrocarburi esauriti situati nel mare territoriale e nell’ambito della zona economica esclusiva e della piattaforma continentale;”.

2) *Verifica della correttezza dei riferimenti normativi contenuti nel progetto, con particolare riguardo alle successive modificazioni e integrazioni subite dai medesimi.*

Tutti i riferimenti normativi introdotti dal decreto-legge n. 181 del 2023 sono stati verificati e risultano corretti.

3) *Ricorso alla tecnica della novella legislativa per introdurre modificazioni e integrazioni a disposizioni vigenti.*

Le norme introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023 intervengono, in alcuni articoli, con la tecnica della novella legislativa.

Ad esempio, mediante l’articolo 2, è stato riscritto e sostituito l’art. 16 del decreto-legge n. 17 del 2022. Mediante l’articolo 3, vengono apportate delle modificazioni al decreto legislativo n. 22 del 2010, in particolare al comma 10 e 10-*bis* dell’articolo 16, nonché prevista anche l’introduzione di un nuovo articolo 16-*bis*. Mediante l’articolo 5, comma 3, viene aggiornata la composizione della Commissione di cui all’art. 298, comma 3-*ter*, del decreto legislativo n. 152 del 2006. Mediante l’articolo 7 sono state introdotte modificazioni e integrazioni alle disposizioni vigenti di cui al decreto legislativo n. 162 del 2011 nonché al d.P.R. n. 327 del 2001. Mediante l’articolo 11 e l’articolo 14 sono state apportate delle modificazioni, rispettivamente, al decreto legislativo n. 31 del 2010 e al decreto legislativo n. 210 del 2011.

4) *Individuazione degli effetti abrogativi impliciti di disposizioni dell’atto normativo e loro traduzione in norme abrogative espresse nel testo normativo.*

Nelle norme introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023 non si rinvencono effetti abrogativi impliciti; l’articolo 7 del provvedimento di cui trattasi abroga l’art. 12 comma 8, l’art. 13 comma 2 e l’art. 16, comma 12, del decreto legislativo n. 162 del 2011. L’articolo 19, invece, dispone l’abrogazione di diverse norme previgenti in materia ambientale.

5) *Individuazione di disposizioni dell’atto normativo aventi effetto retroattivo o di reviviscenza di norme precedentemente abrogate o di interpretazione autentica o derogatorie rispetto alla normativa vigente.*

Nell’articolato del decreto-legge n. 181 del 2023 non si rinvencono disposizioni aventi effetto retroattivo o di reviviscenza di norme abrogate o di interpretazione autentica o derogatorie rispetto alla normativa vigente.

6) *Verifica della presenza di deleghe aperte sul medesimo oggetto, anche a carattere integrativo o correttivo.*

Non vi sono deleghe aperte, anche a carattere integrativo o correttivo, sulle materie trattate dal decreto-legge n. 181 del 2023.

7) *Indicazione degli eventuali atti successivi attuativi; verifica della congruità dei termini previsti per la loro adozione.*

Le norme introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023 prevedono, talvolta, atti successivi attuativi, per cui è stata verificata la congruità dei termini previsti per la loro adozione.

In particolare, l'articolo 1 prevede che con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica sia disciplinato un meccanismo per lo sviluppo della nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili da parte dei soggetti energivori, anche attraverso i soggetti terzi con cui abbiano sottoscritto contratti di approvvigionamento a termine. A fronte dell'impegno dei suddetti soggetti a realizzare la nuova capacità di generazione, gli stessi possono chiedere al GSE l'anticipazione di quota parte del proprio fabbisogno energetico nei limiti dell'energia nella disponibilità del GSE in relazione ai meccanismi di sostegno alla produzione dallo stesso gestiti. Tale anticipazione avviene ad un prezzo calmierato nell'arco temporale di 36 mesi ed è soggetta a restituzione nell'arco di 20 anni a decorrere dall'entrata in servizio della nuova capacità realizzata. La norma demanda inoltre all'ARERA, nel rispetto delle competenze previste dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, la definizione delle modalità di copertura degli oneri della misura, a valere sulla componente degli oneri generali afferenti al sistema elettrico destinata al sostegno delle fonti rinnovabili di energia. Si prevede infine che per l'attuazione dei compiti assegnatigli, il GSE possa accedere ai dati presenti nel Sistema informativo integrato (SII) istituito presso Acquirente Unico S.p.A. ai sensi dell'articolo 1-bis del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105.

L'articolo 4 prevede che con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, previa intesa in sede di Conferenza unificata, si provvede al riparto delle risorse stanziare per le finalità dell'articolo medesimo.

L'articolo 5 prevede che entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, su proposta dell'ARERA, sono stabiliti i criteri, le modalità e le condizioni per l'attuazione, da parte della società Terna S.p.A., del meccanismo di cui al primo periodo, nonché definiti i relativi schemi di contratto tipo e che, entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l'ARERA adotta i provvedimenti necessari all'attuazione dei prezzi minimi garantiti.

L'articolo 7 prevede che *“Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, anche avvalendosi di società aventi comprovata esperienza nei settori della cattura, trasporto e stoccaggio di CO₂, anche per gli aspetti relativi alla regolazione tecnica ed economica, predisporre, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, uno studio propedeutico a:*

- a) effettuare la ricognizione della normativa vigente relativa alla filiera carbon capture utilization and storage (CCUS), nell'ottica di delineare un quadro di riferimento normativo funzionale all'effettivo sviluppo della filiera stessa, anche tenendo conto delle esperienze europee e internazionali in materia;*
- 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, ivi incluse le reti per il trasporto della CO₂ dal sito di produzione, cattura e raccolta alle stazioni di pompaggio;*
- 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 hard to abate 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”.*

L'articolo 8 prevede che entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica pubblica un avviso volto

alla acquisizione di manifestazioni di interesse per la individuazione, in due porti del Mezzogiorno rientranti nelle Autorità di sistema portuale di cui all'articolo 6 della legge 28 gennaio 1994, n. 84, di aree demaniali marittime con relativi specchi acquei esterni alle difese foranee ai sensi dell'articolo 18, comma 1, secondo periodo, della medesima legge n. 84 del 1994, 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. È previsto altresì che entro centoventi giorni dalla scadenza del termine per la presentazione delle manifestazioni di interesse ai sensi del comma 1, con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica e del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto, per gli aspetti di competenza, con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentiti il Ministro della difesa, il Ministro per la protezione civile e le politiche del mare e le regioni territorialmente competenti, sono individuate le aree demaniali marittime di cui al medesimo comma 1.

L'articolo 11, nell'apportare modifiche all'articolo 26, del decreto legislativo n. 31 del 2010, introduce, al comma 1, la lettera *e-ter*), che demanda alla Sogin S.p.A. la predisposizione di un programma di incentivazione, descrittivo degli interventi suscettibili di misure premiali a vantaggio delle comunità territoriali ospitanti il Parco Tecnologico, da presentare al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, per la sua approvazione e inserisce il comma 1-*bis*, il quale dispone che il riconoscimento di misure premiali, sulla base del programma di incentivazione di cui alla nuova lettera *e-ter*); il comma 1, alla lettera c), nell'apportare modifiche all'articolo 26, del decreto legislativo n. 31 del 2010, introduce dopo il comma 5, il nuovo comma 5-*quater* in base a cui Sogin S.p.a. sarà chiamato a predisporre una proposta di Carta nazionale delle aree autocandidate (CNAA). L'articolo 14 prevede che ARERA, entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore della disposizione, disciplinerà il "servizio di vulnerabilità".

8) *Verifica della piena utilizzazione e dell'aggiornamento di dati e di riferimenti statistici attinenti alla materia oggetto del provvedimento, ovvero indicazione della necessità di commissionare all'Istituto nazionale di statistica apposite elaborazioni statistiche, con correlata indicazione nella relazione economico-finanziaria della sostenibilità dei relativi costi.*

Con riferimento alle norme introdotte dal decreto-legge n. 181 del 2023, è stata verificata la piena utilizzazione e l'aggiornamento di dati e di riferimenti statistici attinenti alla materia oggetto del provvedimento nella disponibilità delle Amministrazioni coinvolte. Non risulta necessario commissionare all'Istituto nazionale di statistica apposite elaborazioni statistiche con correlata indicazione nella relazione economico finanziaria della sostenibilità dei relativi costi.

ANALISI DELL'IMPATTO DELLA REGOLAMENTAZIONE

Provvedimento: Decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, pubblicato nella G.U. 9 dicembre 2023, n. 287, 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.”* (Articoli 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 19).

Amministrazione competente: Ministero dell’Ambiente e della sicurezza energetica

Referente dell’Amministrazione competente: Ufficio legislativo

SINTESI DELL’AIR E PRINCIPALI CONCLUSIONI

(Art. 1)

L’articolo 1 del decreto-legge n. 181 del 2023 (rubricato *“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”*) prevede che, tenuto conto dell’esigenza di promuovere e accelerare gli investimenti in autoproduzione di energia rinnovabile nei settori a forte consumo di energia elettrica, in conformità al Piano nazionale integrato per l’energia e il clima (PNIEC), fino al 31 dicembre 2030, nel caso di più istanze concorrenti per la concessione della medesima superficie ai sensi dell’articolo 12, comma 2, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, gli enti concedenti, ai fini dell’individuazione del concessionario, attribuiscono una preferenza ai progetti di impianti fotovoltaici o eolici volti a soddisfare il fabbisogno energetico dei soggetti iscritti nell’elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA). È previsto che, entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore del provvedimento normativo, il Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica definisce un meccanismo per lo sviluppo di nuova capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese iscritte nell’elenco di cui al comma 1, nel rispetto di una lunga serie di criteri.

Il comma 3 prevede che l’Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA), con uno o più provvedimenti, stabilisce le modalità per la copertura degli oneri derivanti dall’anticipazione, ai sensi del comma 2, lettera *d*), dell’energia nella disponibilità del GSE, nonché le modalità di riconoscimento e di copertura degli eventuali oneri derivanti dalla lettera *m*) del medesimo comma 2, a valere sulla componente degli oneri generali afferenti al sistema elettrico destinata al sostegno delle fonti rinnovabili di energia. Da ultimo, è previsto che per le finalità di cui ai commi 1 e 2, il Gestore dei servizi energetici (GSE) ha facoltà di accedere ai dati presenti nel Sistema informativo integrato (SII) istituito presso la società Acquirente Unico S.p.A., ai sensi dell’articolo 1-bis del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 agosto 2010, n. 129.

La motivazione dell’intervento è quella di garantire la ripresa economica del Paese nonché sostenere la produzione dei settori e delle imprese maggiormente colpiti dalla congiuntura geopolitica ed economica attuale; gli obiettivi perseguiti e i relativi impatti attesi consistono nel contenimento dei costi energetici sia attraverso un maggior ricorso all’autoproduzione da fonti rinnovabili sia attraverso meccanismi contrattuali volti a stabilizzare i costi energetici nel tempo. Contestualmente, l’intervento mira a promuovere lo sviluppo di nuova capacità da fonti rinnovabili in modo da facilitare il raggiungimento degli obiettivi previsti dal PNIEC.

(Art. 2)

L'articolo 2 del decreto-legge n. 181 del 2023 (rubricato "*Misure per il rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e la relativa flessibilità*"), prevede, al comma 1, l'integrale sostituzione dell'articolo 16 del decreto-legge 1 marzo 2022, n. 17, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 aprile 2022, n. 34, ora articolato in 13 commi. Si prevede al primo comma del novellato articolo 16 del decreto-legge n. 17 del 2022, che, al fine di contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e, contestualmente, alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, il Gestore dei servizi energetici (GSE S.p.A.) o le società da esso controllate avviano, su direttiva del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale a prezzi ragionevoli mediante invito rivolto ai soggetti di cui ai commi 2, 3 e 4.

La norma precisa che sono legittimati a partecipare alle suddette 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 approvato con decreto del Ministro della transizione ecologica 28 dicembre 2021, 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 e già costituiti alla data di entrata in vigore della presente disposizione, nonché garantendo, per quanto ivi non previsto, il rispetto della normativa dell'Unione europea e degli accordi internazionali.

Il successivo comma 3 del novellato articolo 16 del decreto-legge n. 17 del 2022 prevede che è consentita, per la durata di vita utile del giacimento, in deroga all'articolo 4 della legge 9 gennaio 1991, n. 9 e all'articolo 6, comma 17, primo periodo, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la coltivazione di gas naturale sulla base di concessioni esistenti ovvero di nuove concessioni rilasciate ai sensi del comma 6 del presente articolo, 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, a determinate condizioni.

Il successivo comma 4 prevede invece che, in deroga a quanto previsto dall'articolo 6, comma 17, secondo periodo, del decreto legislativo n. 152 del 2006, è consentita, per la durata di vita utile del giacimento, la coltivazione di gas naturale sulla base di nuove concessioni rilasciate ai sensi del comma 6 del presente articolo 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, a determinate condizioni.

Il successivo comma 5 prevede che i soggetti interessasti 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.

Il comma 6 prevede che le nuove concessioni, le proroghe e le modifiche delle concessioni esistenti, nonché le autorizzazioni delle opere necessarie all'attuazione dei programmi di produzione di gas sono rilasciate a seguito di un procedimento unico della durata di tre mesi, comprensivo delle valutazioni ambientali di cui al titolo III della parte seconda del decreto legislativo n. 152 del 2006, al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241. È altresì previsto che l'attività istruttoria per le valutazioni di impatto ambientale, ove previste, è svolta dalla Commissione tecnica PNRR-PNIEC di cui all'articolo 8, comma 2-*bis*, del decreto legislativo n. 152 del 2006.

Il comma 7 prevede che entro quarantacinque giorni dalla data di conclusione, con esito positivo, del procedimento unico di cui al comma 6, i titolari degli atti di cui al medesimo comma 6 comunicano, a pena di decadenza, al Gruppo GSE e al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il costo a MWh della produzione oggetto dei programmi di cui al comma 5, 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 di cui al primo periodo è asseverata da una primaria società di revisione contabile di livello internazionale, iscritta al registro dei revisori legali.

Il successivo comma 8 prevede che 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 oggetto della comunicazione di cui al comma 7, in via prioritaria ai clienti finali industriali a forte consumo di gas, che agiscano anche in forma aggregata, aventi diritto alle agevolazioni previste dal decreto del Ministro della transizione ecologica 21 dicembre 2021 senza nuovi o maggiori oneri per il Gruppo GSE.

Il comma 9 dispone che l'ARERA stabilisce, con proprio provvedimento, le modalità con le quali la differenza, definita in esito a ciascuna procedura di allocazione di cui al comma 8, 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. Nel determinare l'entità della riduzione delle tariffe per il servizio di trasporto e distribuzione, l'ARERA applica un criterio pro quota tra i clienti finali in ragione delle quantità offerte dagli stessi nell'ambito della specifica procedura.

Il comma 10 dispone che in esito alle procedure di allocazione di cui al comma 8, il Gruppo GSE:

- stipula, con i soggetti di cui ai commi 2, 3 e 4 che abbiano ottenuto gli atti ai sensi del comma 6, 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 ai sensi del comma 7;
- stipula con ciascun cliente finale assegnatario un contratto finanziario per differenza rispetto al PSV, per i diritti aggiudicati al prezzo definito in esito alle procedure di cui al comma 8, di durata pari a quella dei contratti sottoscritti ai sensi della lettera a) del presente comma.

Il comma 11 del novellato articolo 16 del decreto-legge n. 17 del 2022 prevede che la quantità di diritti oggetto del contratto di cui al comma 10, lettera a), è rideterminata al 31 gennaio di ogni anno sulla base delle effettive produzioni nel corso dell'anno precedente. È previsto (comma 12) che il Gruppo GSE comunica periodicamente al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica l'elenco dei contratti stipulati ai sensi del comma 10; nel caso in cui il contratto di cui al comma 10, lettera b), 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 comma 13 del novellato articolo 16 del decreto-legge n. 17 del 2022, prevede che il Gruppo GSE è autorizzato a rilasciare garanzie a beneficio dei soggetti di cui ai commi 2, 3 e 4 in relazione ai contratti stipulati ai sensi del comma 10, lettera a); il Gruppo GSE, inoltre, acquisisce dai clienti finali industriali a forte consumo di gas una corrispondente garanzia in relazione ai contratti stipulati ai sensi del comma 10, lettera b).

A conclusione, il comma 2 dell'articolo 2 del decreto-legge n. 181 del 2023 prevede che in considerazione della necessità di incrementare la flessibilità delle fonti di approvvigionamento del gas naturale e delle esigenze di sicurezza energetica nazionale, costituiscono 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, nonché le connesse infrastrutture, per le quali, alla data di entrata in vigore del presente decreto, sia stato rilasciato il provvedimento di autorizzazione.

Considerando il particolare momento storico caratterizzato dalla costante fluttuazione dei prezzi del gas e anche dall'incertezza di approvvigionamento dall'estero, l'intervento in parola ha come motivazione, nonché come obiettivo perseguito, quello di rafforzare ulteriormente le previsioni di cui al decreto-legge n. 17 del 2022, n. 17 (come già modificato dal decreto-legge n. 176 del 2022, convertito, con modificazioni, dalla legge dalla legge 13 gennaio 2023, n. 6), al fine di garantire una maggior sicurezza di approvvigionamento interno del gas, con la messa in produzione di giacimenti di gas già rinvenuti sul territorio nazionale per la durata di vita utile degli stessi, nonché la messa a

disposizione del gas nazionale prodotto ai clienti finali industriali che maggiormente ne fanno uso, a prezzi più calmierati rispetto a quelli di mercato. In deroga al quadro normativo esistente, sono pertanto ammesse delle eccezioni alle condizioni stabilite, per il proseguo delle attività *upstream*, dal Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI) approvato con decreto del Ministro della transizione ecologica 28 dicembre 2021, nonché ai divieti di attività *upstream* in mare, previsti dall'attuale quadro normativo vigente nell'alto Adriatico, nelle aree protette e nella fascia marina delle 12 miglia dalla costa e da dette aree protette. L'intervento in parola consente infatti la ripresa delle attività di produzione di gas nell'ambito di concessioni già rilasciate o ancora da rilasciare in una precisa fascia dell'alto Adriatico e il rilascio di nuove concessioni nella fascia di mare tra le 9 e le 12 miglia marine, purché a determinate condizioni di sicurezza e di portata di produzione; è inoltre consentita la prosecuzione e/o la ripresa delle attività di produzione gas, comprese le attività di ricerca e di sviluppo con nuove infrastrutture minerarie, nell'ambito di concessioni già esistenti in terraferma, purché in aree non soggette ai vincoli definiti come "assoluti" dal PiTESAI, già istituiti e costituiti al momento di entrata in vigore del presente provvedimento. È stato altresì previsto che i procedimenti da svolgere per il rilascio di concessioni, proroghe e autorizzazioni necessarie a dare attuazione alla presente misura dovranno essere svolti mediante procedimento unico di cui alla legge n. 241 del 1990, che include anche la VIA e si concludono nel termine di 3 mesi. I procedimenti di valutazione di impatto ambientale, anche in corso, saranno definiti da apposita Commissione tecnica PNRR-PNIEC. Le suddette autorizzazioni, proroghe e concessioni saranno rilasciate dopo la manifestazione di interesse alle procedure in parola e prima della stipula dei relativi contratti di vendita/acquisto gas, ma avranno efficacia solo dopo detta stipula. Considerando che l'attuale produzione di gas naturale nazionale si attesta su poco più di 3 miliardi di metri cubi all'anno e che, secondo prime stime, sarebbe possibile, nel pieno rispetto di tutti gli standard di sicurezza richiesti dal settore, incrementare nei prossimi anni gli attuali livelli di produzione di gas di altri circa 4 miliardi di metri cubi all'anno, utilizzando i giacimenti già rinvenuti con le relative riserve, si è ritenuto quindi indispensabile semplificare e accelerare le relative procedure, al fine di mettere al servizio del settore produttivo nazionale, il gas prodotto sul territorio nazionale a prezzi equi in modo da alleviare il peso energetico del settore industriale, duramente colpito dalla crisi economica in atto.

Se prima dello scoppiare della pandemia e della guerra russo-ucraina il dibattito pubblico verteva sul ruolo che il gas poteva svolgere nella transizione energetica in vista del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione dell'economia nel medio-lungo periodo dettati a livello sia internazionale che europeo, oggi il contesto attuale è notevolmente mutato.

Con il citato Piano sono state definite le aree idonee e non idonee per l'eventuale avvio di nuove attività *upstream* e/o per la prosecuzione delle stesse, privilegiando sicuramente la ricerca e la produzione di gas rispetto al petrolio, secondo gli obiettivi del PNIEC e le indicazioni della Commissione europea, che prevedono ancora a breve-medio termine l'utilizzo del gas per la transizione energetica verso la decarbonizzazione al 2050, anche per fornire al sistema elettrico i livelli di adeguatezza e flessibilità richiesti proprio dalla sempre crescente quota di rinnovabili nel mix di generazione elettrica. Il PiTESAI, sulla base di specifici e più stringenti criteri sia ambientali che economico-sociali, rispetto a quelli previgenti, ha quindi fornito un quadro di riferimento chiaro per tutti gli operatori del settore delle aree ove è possibile implementare nuove attività *upstream* e/o proseguire con le attività in essere, limitando in qualche modo le attività in parola solo a quelle effettivamente produttive in corso e/o comunque a quelle da implementare per la produzione di riserve di gas già accertate, purché in aree non soggette a divieti normativi e/o a vincoli ambientali particolarmente rilevanti. L'applicazione del PiTESAI ha comunque comportato l'insorgere di diversi contenziosi tra operatori del settore e l'Amministrazione, per i provvedimenti adottati dalla stessa in applicazione del citato Piano.

La norma in parola interviene dunque, derogando in parte alle previsioni del citato Piano, per far fronte ad un mutato contesto del mercato del gas naturale europeo, caratterizzato da forte tensione dopo la fase pandemica e la guerra Russo-Ucraina. Le ripercussioni di detti eventi sono state evidenti

in Italia, dove il mix energetico complessivo vede un ruolo preponderante del gas (oltre il 40% dell'approvvigionamento energetico), a fronte di una produzione nazionale che si attesta ormai su poco più del 4% del fabbisogno. Il Paese dipende dunque in larga misura dalle importazioni dall'estero. Dalla Russia, in particolare, nel 2021 proveniva il 40% del gas importato. In detto contesto, per far fronte alle incertezze di approvvigionamento del gas con conseguente mutevole aumento del costo dello stesso, a discapito in particolare delle aziende e delle PMI italiane in notevole difficoltà, si inserisce l'intervento normativo in parola che ha come impatto atteso quello di rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti interni di gas, incentivando la ripresa della produzione interna da destinare a prezzi sostenibili, nel breve e medio periodo, alle aziende gasivore italiane. Ciò anche per tener conto degli orientamenti della Commissione europea, che con il Piano REPowerEU, ha indicato delle iniziative da adottare volte, tra l'altro, a potenziare la produzione nazionale di gas, ma anche a diversificare la provenienza di gas importato, ridurre i consumi di gas e definire meccanismi volti a contenerne il prezzo. Unitamente all'esigenza di rafforzamento dell'autonomia energetica, si pone anche l'esigenza di promuovere condizioni di approvvigionamento più ragionevoli e meno esposte all'incertezza dei mercati *spot* per le imprese, come quelle a maggior consumo di gas, più esposte alla concorrenza internazionale. La volatilità dei prezzi determina infatti tensioni finanziarie per le imprese con evidenti ripercussioni, già nell'immediato, sulla tenuta dell'attività produttiva e dei livelli occupazionali.

(Art. 3)

L'articolo 1 del decreto-legge n. 181 del 2023 (rubricato "*Disposizioni in materia di concessioni idroelettriche*") apporta delle modificazioni al decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22, in particolare al comma 10 e 10-bis dell'articolo 16. Viene prevista anche l'introduzione di un nuovo articolo 16-bis.

La proposta prevede tre specifici interventi.

Con il primo, in particolare, è previsto che per le concessioni riferite ad impianti per produzione di energia elettrica, le cui scadenze sono allineate al 2024, il termine per l'indizione della gara previsto dall'articolo 9, comma 1, del medesimo decreto legislativo n. 22 del 2010, è stabilito in due anni prima della scadenza delle concessioni stesse.

Contestualmente, il termine di scadenza delle concessioni di coltivazione della risorsa geotermica, fissato, oggi, alla data del 31 dicembre 2025 è prorogato, per il tempo strettamente necessario al completamento del riordino della normativa di settore e, comunque, non oltre il 31 dicembre 2026. Mediante il nuovo articolo 16-bis del decreto legislativo n. 22 del 2010, viene invece introdotta la possibilità da parte dei concessionari di predisporre, su richiesta delle autorità competenti, un "*Piano pluriennale per la promozione degli investimenti*" con il fine dichiarato di rafforzare l'autonomia energetica nazionale, nonché il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Tale Piano ha ad oggetto, nello specifico:

- interventi di manutenzione e di miglioramento tecnologico degli impianti in esercizio, anche volti alla riduzione delle emissioni;
- interventi minerari per recuperare il declino naturale del campo geotermico;
- interventi per la sostenibilità ambientale, comprensivi di misure volte alla tutela e al ripristino ambientale dei territori interessati dalla concessione di coltivazione;
- interventi per la realizzazione di nuovi impianti di produzione e le attività minerarie a essi connesse ovvero per il potenziamento degli impianti esistenti;
- misure per l'innalzamento dei livelli occupazionali nei territori interessati dalla concessione di coltivazione.

È previsto che l'autorità competente procede alla valutazione del piano di investimenti di cui al comma 1 tenuto conto della funzionalità dello stesso in rapporto alle finalità di cui al medesimo comma 1 e della sua fattibilità tecnica ed economica. Entro trenta giorni dalla data di presentazione del piano, l'autorità competente ha la facoltà di richiedere al concessionario interessato modifiche o integrazioni del piano medesimo. In caso di valutazione positiva, da esprimersi entro trenta giorni

dalla data di presentazione del piano di cui al comma 1 ovvero entro quindici giorni dalla data di presentazione del piano modificato o integrato ai sensi del secondo periodo del presente comma, l'autorità competente rimodula le condizioni di esercizio della concessione di coltivazione relativa agli impianti interessati dal piano stesso, anche sotto il profilo della durata, comunque non superiore a venti anni, secondo quanto previsto nel piano valutato positivamente.

La norma stabilisce, tra l'altro, che qualora il concessionario uscente non presenti il suddetto piano o l'autorità competente non lo valuti positivamente ai sensi del comma 2, quest'ultima procede alla riassegnazione della concessione di coltivazione ai sensi dell'articolo 9. Da ultimo è previsto che l'autorità competente, qualora accerti, in sede di monitoraggio, da svolgersi secondo le modalità disciplinate dall'autorità medesima, l'inadempimento del concessionario in ordine alla realizzazione degli interventi e delle misure del piano, anche sotto il profilo dei relativi termini, avvia, entro centottanta giorni dall'accertamento stesso, le procedure per la riassegnazione della concessione di coltivazione ai sensi dell'articolo 9, commi 1, 3 e 4.

La motivazione dell'intervento normativo è quindi quella di valorizzare lo sfruttamento della risorsa geotermica che costituisce una peculiarità del nostro contesto nazionale (o, meglio, di alcune specifiche aree del Paese), la cui strategicità in rapporto agli obiettivi di decarbonizzazione nazionali esige di essere valorizzata e sostenuta, anche mediante la promozione di nuovi investimenti. L'obiettivo perseguito dalla proposta è strettamente correlato all'esigenza di raggiungere i *target* di decarbonizzazione al 2030 nonché aumentare la sicurezza energetica nazionale, promuovendo gli investimenti nel settore. Inoltre, l'intervento si caratterizza per urgenza avuto riguardo al termine di scadenza delle concessioni di coltivazione della risorsa geotermica, in combinato con il termine per l'avvio delle procedure di riassegnazione delle concessioni stesse ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 22 del 2010: il primo è, infatti, fissato alla data del 31 dicembre 2025; il secondo è stabilito in tre anni prima dalla data di scadenza delle concessioni. Le procedure per la riassegnazione delle concessioni in essere avrebbero dovuto essere avviate alla data del 31 dicembre 2022. Si è, tuttavia, verificata una fase di "stallo", il cui prolungamento finirebbe per incidere sensibilmente sugli investimenti nel settore, i quali appaiono, invece, fondamentali per garantire il contributo della risorsa geotermica verso la realizzazione degli obiettivi di decarbonizzazione e di autonomia energetica nazionale.

(Art. 4)

L'articolo 4 del decreto-legge n. 181 del 2023 (rubricato "*Disposizioni per incentivare le regioni a ospitare impianti a fonti rinnovabili*") prevede, al comma 1, che per finalità di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale, una quota dei proventi delle aste delle quote di emissione di anidride carbonica di cui all'articolo 23 del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, 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, è destinata ad alimentare 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. È altresì previsto (comma 2) che i 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 intercorrente tra il 1° gennaio 2024 e il 31 dicembre 2030, sono tenuti a corrispondere al Gestore dei servizi energetici - GSE S.p.A. (GSE) un contributo annuo pari a 10 euro per ogni chilowatt di potenza dell'impianto, per i primi tre anni dalla data di entrata in esercizio; tale contributo, al netto delle risorse necessarie per la copertura dei costi della convenzione di cui al comma 3, è versato dal GSE all'entrata del bilancio dello Stato, per essere riassegnato al fondo di cui al comma 1.

Al successivo comma 3 si prevede che le attività necessarie all'operatività delle misure di cui ai precedenti commi sono affidate al GSE e sono disciplinate mediante apposita convenzione sottoscritta con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Il GSE definisce e pubblica 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 di cui al comma 2. Alla copertura dei costi derivanti dalle attività di cui al primo periodo si provvede nel limite di 5 milioni di euro per il 2024 a valere sulle risorse relative ai contributi annui di cui al comma 2.

Il successivo comma 4 prevede poi che con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, previa intesa in sede di Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono stabiliti le modalità e i criteri di riparto tra le regioni delle risorse di cui ai commi 1 e 2, tenendo conto, in via prioritaria, del livello di conseguimento degli obiettivi annui di potenza installata ai sensi dell'articolo 20, comma 2, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, nonché dell'impatto ambientale e del grado di concentrazione territoriale degli impianti di cui al comma 2 del presente articolo. Per l'anno 2024, il decreto di cui al primo periodo stabilisce le modalità di riparto dello stanziamento di cui al comma 1 tra le regioni che abbiano provveduto con legge all'individuazione delle aree idonee entro il termine di cui all'articolo 20, comma 4, del decreto legislativo n. 199 del 2021, o comunque non oltre il termine del 31 dicembre 2024.

Da ultimo, il comma 5 prevede che l'articolo di cui trattasi non si applica ai titolari di impianti alimentati da fonti energetiche geotermiche tenuti al pagamento dei contributi di cui all'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22, né ai 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 16 marzo 1999, n. 79.

La proposta si prefigge quindi come obiettivo lo sviluppo della generazione da fonti rinnovabili ai fini del raggiungimento dei *target* previsti dal PNIEC; essa, infatti, è finalizzata a promuovere l'adozione di misure per la decarbonizzazione e la promozione dello sviluppo sostenibile del territorio, tenuto conto degli obiettivi previsti dal PNIEC medesimo al 2030 in relazione allo sviluppo della capacità di generazione da fonti rinnovabili e alla decarbonizzazione del settore industriale. L'accelerazione degli investimenti in nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili è ancora più cruciale nell'attuale contesto energetico e geopolitico, in cui, a fronte delle perduranti incertezze dei mercati energetici, si rende necessario promuovere, attraverso la transizione energetica, una maggiore autonomia di approvvigionamento. La misura oggetto della proposta mira, infatti, a supportare le regioni attraverso l'istituzione di un apposito Fondo e l'assegnazione di risorse da utilizzare per l'adozione di misure per la decarbonizzazione e la promozione dello sviluppo sostenibile del territorio.

(Art. 5)

L'articolo 5 del decreto-legge n. 181 del 2023 (rubricato "*Misure per il contributo alla flessibilità del sistema elettrico da parte degli impianti non abilitati alimentati da bioliquidi sostenibili*"), prevede, al comma 1, che, al fine di conseguire gli obiettivi del PNIEC, è istituito un meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da bioliquidi sostenibili che rispettino i requisiti e le condizioni di cui agli articoli 40 e 42 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, e i cui impianti siano già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente decreto. Tale meccanismo tiene conto, tra l'altro, delle specificità, anche in termini di numero minimo di ore di funzionamento degli impianti, della logistica, dell'approvvigionamento, dello stoccaggio e della gestione dell'energia primaria, nonché delle esigenze di mantenimento efficiente degli impianti stessi, per quanto necessario ad assicurare il contributo dei medesimi alla flessibilità del sistema elettrico. Sarà un futuro decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, su proposta dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA), da adottare entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore della norma, a stabilire i criteri, le modalità e le condizioni per l'attuazione, da parte della società Terna S.p.A., del predetto meccanismo di cui al primo periodo, nonché definiti i relativi schemi di contratto tipo.

Il comma 2, prevede invece che a partire dalla data di entrata in vigore del presente articolo e fino alla data di entrata in operatività del predetto meccanismo (e comunque non oltre il 31 dicembre 2024), agli impianti a bioliquidi sostenibili che rispettino i requisiti e le condizioni di cui agli articoli

40 e 42 del decreto legislativo n. 199 del 2021, si applicano prezzi minimi garantiti definiti sulla base dei criteri di cui all'articolo 24, comma 8, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

Il terzo ed ultimo comma apporta invece delle modifiche all'articolo 298, comma 2-ter, del decreto legislativo n. 152 del 2006, prevedendo che:

a) al primo periodo, le parole *“Con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, di concerto con il Ministro della salute ed il Ministro dello sviluppo economico ed il Ministro delle politiche agricole e forestali”* sono sostituite dalle seguenti: *«Con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro della salute ed il Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali”*;

b) il secondo e il terzo periodo sono sostituiti dai seguenti: *“La commissione è composta da due rappresentanti del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, due rappresentanti del Ministero della salute, due rappresentanti del Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, nonché da un rappresentante del Dipartimento per gli affari regionali e le autonomie della Presidenza del Consiglio dei ministri. Ai componenti della commissione non sono dovuti compensi, gettoni di presenza, rimborsi spese o altri emolumenti comunque denominati.”*

La disposizione, al comma 1 e 2, introduce, come anticipato, un meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da impianti già esistenti alimentati a 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 di esigenze di flessibilità del sistema elettrico. I criteri, le modalità e le condizioni di attuazione del meccanismo di contrattualizzazione saranno specificati mediante decreto ministeriale da emanarsi entro 180 giorni dalla presente disposizione. Nelle more dell'entrata in operatività del meccanismo di contrattualizzazione prima descritto 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. Gli obiettivi perseguiti dall'intervento di cui ai primi due commi dell'articolo 5 consistono, in buona sostanza, nel prevedere uno strumento volto a sostenere la produzione di energia da impianti a bioliquidi sostenibili e l'immissione nella rete nazionale della medesima energia prodotta, prevedendo altresì l'applicazione di prezzi minimi garantiti per un periodo transitorio, in attesa dell'entrata in vigore del meccanismo. Ulteriore motivazione che ha mosso il legislatore d'urgenza ad adottare le predette disposizioni è l'implementazione di quanto previsto nel PNIEC.

Quanto al comma 3 del presente articolo 5, si specifica quanto segue.

La parte quinta del decreto legislativo n. 152 del 2006, relativa alle emissioni in atmosfera, prevede un apposito titolo III dedicato alla disciplina dei combustibili. In tale titolo III si prevede (articolo 293) che, negli impianti produttivi e negli impianti termici civili, si possano utilizzare come combustibili solo i materiali e le sostanze presenti nell'elenco contenuto nell'allegato X. Tale allegato X può essere in qualsiasi momento modificato e integrato attraverso appositi decreti interministeriali, ai sensi dell'articolo 281, comma 5, del medesimo decreto legislativo n. 152 del 2006. L'articolo 298, comma 2, di tale decreto legislativo richiama infatti, anche per quanto attiene alle modifiche dell'allegato X, la procedura di decretazione prevista dall'articolo 281, comma 5.

In questo quadro, la Commissione prevista dall'articolo 298, comma 2-ter, ha la funzione di fornire un supporto, sul piano tecnico, all'istruttoria propedeutica all'adozione di tali decreti di modifica ed integrazione. Tale Commissione, istituita nel 2016 e composta da rappresentanti di vari Ministeri (due rappresentanti del Ministero dell'ambiente (uno con funzioni di presidente), due rappresentanti del Ministero della salute, due rappresentanti del Ministero dello sviluppo economico, due rappresentanti del Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali e un rappresentante del Dipartimento per gli affari regionali della Presidenza del Consiglio dei Ministri), ha svolto la sua funzione di supporto fino al 2021. Successivamente, a seguito del trasferimento di competenze e di strutture in materia energetica dal Ministero dello sviluppo economico al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, è stato valutato che le funzioni collegate alla disciplina ambientale dei materiali combustibili siano state interamente trasferite a quest'ultimo Dicastero, con la conseguenza che una

maggioranza assoluta dei componenti della Commissione afferisce oggi ad una sola amministrazione, e ciò risulta preclusivo di una corretta prosecuzione delle attività della commissione stessa.

Ai fini del ripristino delle attività della Commissione è pertanto necessario procedere con la modifica dell'art. 298 comma 2-ter, in aderenza al nuovo riparto di competenze. Questi, in buona sostanza, gli obiettivi e le motivazioni dell'intervento di cui al comma 3 dell'articolo 5 del decreto-legge n. 181 del 2023. Tra l'altro, l'esigenza di ripristinare il funzionamento della Commissione è molto rilevante per una serie di precise motivazioni: in una materia (quale quella dei combustibili) caratterizzata da una particolare complessità tecnica e dalla coesistenza di rilevanti interessi, si sono progressivamente moltiplicate, nel corso degli ultimi anni, le istanze volte a legittimare nuove tipologie di combustibili o ad aggiornare la disciplina dei combustibili già consentiti, situazione che richiede all'amministrazione una razionalizzazione ed un efficientamento delle pertinenti attività istruttorie. L'aggiornamento non modifica tuttavia il funzionamento della Commissione che mantiene le stesse funzioni derivanti dalla prima istituzione e pertanto non viene a modificarsi la lista dei destinatari finali (soggetti pubblici e Regioni), i quali peraltro potranno inoltrare nuove richieste alla luce dell'emanazione della norma e della nomina della nuova Commissione.

(Art. 6)

L'articolo 6 del decreto-legge n. 181 del 2023 (rubricato "*Semplificazione del procedimento per la realizzazione di condensatori ad aria presso centrali esistenti*"), prevede, al comma 1, che al fine di garantire la continuità della produzione di energia elettrica e il pieno utilizzo della capacità installata, anche in funzione del più efficiente impiego della risorsa idrica, 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, costituisce "modifica non sostanziale" ai sensi dell'articolo 1, comma 2-bis, secondo periodo, del decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 aprile 2002, n. 55, ed è subordinata a comunicazione preventiva al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica da effettuarsi almeno sessanta giorni prima della data di avvio dei lavori.

Il comma 2 prevede che agli interventi di cui al comma 1 si applicano gli articoli 6, comma 9-bis, e 29-nonies del decreto legislativo n. 152 del 2006.

Il successivo comma 3 prevede che i predetti interventi non sono soggetti ad autorizzazione paesaggistica ai sensi dell'articolo 146 del codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, a condizione che siano realizzati in sostituzione di volumi esistenti all'interno della medesima centrale termoelettrica. Ai fini di cui al primo periodo, è previsto che il proponente (con oneri a proprio carico) presenta al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e al Ministero della cultura, unitamente alla comunicazione di cui al comma 1, una dichiarazione asseverata da un tecnico abilitato che attesti l'assenza di variazioni rispetto alla volumetria esistente.

Da ultimo, il comma 4 prevede che dall'attuazione della norma non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

I cambiamenti climatici stanno rapidamente modificando gli scenari meteorologici sulla base dei quali, nei decenni passati, è stato consolidato l'assetto attuale del sistema elettrico nazionale e, soprattutto, stanno mettendo sempre più a rischio il rispetto dei relativi *standard* di adeguatezza e sicurezza. Le problematiche legate all'acqua associata ai lunghi e sempre più frequenti periodi di siccità costituisce un grave problema per il funzionamento delle centrali termoelettriche a vapore, sia per una carenza diretta della risorsa, sia per una sempre maggiore temperatura della medesima, che ne rende difficoltoso l'utilizzo ai fini del raffreddamento. In questo contesto, il problema principale da affrontare è consentire la realizzazione in tempi molto rapidi di sistemi di raffreddamento integrativi o alternativi nella summenzionata tipologia di impianti.

Al fine di risolvere le problematiche descritte, come detto, è indispensabile dotare le centrali a vapore di sistemi di raffreddamento alternativi in grado di evitare o ridurre al minimo il consumo di acqua.

Si tratta in particolare di interventi in grado di risparmiare ingenti quantità di acqua di raffreddamento evitandone il prelievo dal mare e/o da acque interne, ovvero la realizzazione di condensatori ad aria. L'obiettivo perseguito dalla proposta, quindi, è quello di accelerare le procedure autorizzative e semplificarne i passaggi al fine di realizzare gli interventi in tempi utili a fronteggiare le sempre più probabili situazioni emergenziali legate alla carenza di acqua e all'incremento delle temperature.

(Art. 7)

L'articolo 7 del decreto-legge n. 181 del 2023 (rubricato "*Disposizioni in materia di stoccaggio geologico di CO₂*"), prevede, con la tecnica della novella legislativa, una lunga serie di modifiche al decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162 nonché all'articolo 52-bis, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327.

Alla luce del possibile potenziale di stoccaggio della CO₂, in giacimenti di idrocarburi *off-shore* esauriti presenti nel Paese, e il riscontrato interesse per dette attività da parte di società italiane che hanno iniziato a presentare domande di autorizzazione per avviare le attività di cattura e stoccaggio di anidride carbonica (CO₂), si è reso necessario intervenire urgentemente sulla normativa nazionale per renderla pienamente attuabile e consentire la realizzazione delle relative iniziative di investimento, nell'ottica di realizzare gli obiettivi, anche internazionali ed europei, di decarbonizzazione e di riduzione delle emissioni climalteranti. La proposta normativa di cui all'art. 7 interviene quindi a modificare il decreto legislativo n. 162 del 2011, al fine di sanare alcune lacune riscontrate nel testo dello stesso, che rimanda a decreti ministeriali successivi, mai adottati, la definizione di alcuni aspetti rilevanti e propedeutici per il rilascio di licenze e/o autorizzazioni allo stoccaggio di CO₂, quali ad esempio, la definizione delle aree idonee e non idonee per i progetti di stoccaggio di CO₂ sul territorio nazionale, i criteri per la valutazione tecnica di istanze in concorrenza su una medesima area, la definizione delle garanzie finanziarie, gli oneri amministrativi e istruttori e le condizioni di accesso alle reti e ai siti di stoccaggio. Con lo stesso articolo si interviene inoltre ad introdurre delle norme di raccordo tra il testo originale del decreto legislativo n. 162 del 2011 e le modifiche apportate allo stesso con il decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 settembre 2020, n. 120, che ha introdotto i programmi sperimentali di stoccaggio di CO₂ senza tuttavia specificarne le relative regole procedurali anche per un eventuale passaggio da progetto sperimentale a progetto "industriale definitivo" con una portata maggiore di CO₂ da iniettare e delle tempistiche di attività più lunghe. L'intervento normativo si pone quindi l'obiettivo di disciplinare, in modo organico e completo, le attività di stoccaggio di CO₂ in modo da rendere possibile la presentazione e la procedibilità delle istanze presentate consentire agli operatori interessati al settore di avere un quadro completo e stabile per la definizione dei propri progetti e la programmazione dei relativi investimenti.

La modifica introdotta infine all'articolo 52-bis, comma 1, del d.P.R. n. 327 del 2001, è invece funzionale ad ampliare il concetto di "*infrastruttura lineare energetica*" a fini espropriativi, includendovi ora anche "*le condotte necessarie per il trasporto e funzionali per lo stoccaggio di biossido di carbonio*".

(Art. 8)

L'articolo 9 del decreto-legge n. 181 del 2023 (rubricato "*Misure per lo sviluppo della filiera relativa agli impianti eolici galleggianti in mare*"), prevede, al comma 1, che al fine di promuovere misure finalizzate al raggiungimento dell'autonomia energetica nazionale e di sostenere gli investimenti nelle aree del Mezzogiorno mediante la creazione di un polo strategico nazionale nel settore della progettazione, della produzione e dell'assemblaggio di piattaforme galleggianti e delle infrastrutture elettriche funzionali allo sviluppo della cantieristica navale per la produzione di energia eolica in mare, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica pubblica un avviso volto alla acquisizione di manifestazioni di interesse per la individuazione, in due porti del Mezzogiorno rientranti nelle Autorità di sistema portuale di cui all'articolo 6 della legge 28 gennaio 1994, n. 84, di aree demaniali

marittime con relativi specchi acquei esterni alle difese foranee ai sensi dell'articolo 18, comma 1, secondo periodo, della medesima legge n. 84 del 1994, 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. Tali manifestazioni di interesse sono presentate dalle Autorità di sistema portuale, sentite le Autorità marittime competenti per i profili attinenti alla sicurezza della navigazione, entro trenta giorni dalla data di pubblicazione del relativo avviso.

Il successivo comma 2 prevede che, entro centoventi giorni dalla scadenza del termine per la presentazione delle manifestazioni di interesse ai sensi del comma 1, con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica e del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto, per gli aspetti di competenza, con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentiti il Ministro della difesa, il Ministro per la protezione civile e le politiche del mare e le regioni territorialmente competenti, sono individuate le aree demaniali marittime di cui al medesimo comma 1. Tale decreto individua, tra l'altro, gli interventi infrastrutturali da effettuare nelle suddette aree, 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.

L'articolo 8 in commento ha come motivazione e obiettivo quello di recare disposizioni funzionali a creare il sostrato idoneo allo sviluppo di una filiera che conduca alla realizzazione e all'esercizio di impianti eolici flottanti in mare. L'urgenza della misura deriva dall'esigenza di raggiungere gli sfidanti obiettivi di decarbonizzazione al 2030, anche attraverso la creazione di una "filiera" nazionale dell'industria dell'eolico galleggiante *off-shore* promuovendo al contempo specifici investimenti nel Mezzogiorno del Paese, in piena coerenza con il programma di governo.

(Art. 9)

L'articolo 9 del decreto-legge n. 181 del 2023 (rubricato "*Misure in materia di infrastrutture di rete elettrica*"), prevede, al comma 1, che al fine di garantire la programmazione efficiente delle infrastrutture della rete elettrica di trasmissione nazionale, in coordinamento con lo sviluppo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo di energia, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, la società Terna S.p.A., in qualità di gestore della rete elettrica di trasmissione nazionale, istituisce un portale digitale:

- riportante, a beneficio dei soggetti di cui al comma 2, i dati e le informazioni, inclusi quelli relativi alla localizzazione, degli interventi di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale, nonché delle richieste di connessione alla medesima rete degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, dei sistemi di accumulo di energia e degli impianti di consumo;
- per l'accesso, da parte dei soggetti di cui al comma 2, alle relazioni di monitoraggio sullo stato di avanzamento dei procedimenti di connessione alla rete elettrica di trasmissione nazionale in prospettiva del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e al 2050, predisposte dalla medesima Terna S.p.A.

Il comma 2 prevede che accedono al suddetto portale il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il Ministero della cultura, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA), nonché le regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano. La gestione e l'aggiornamento del portale è affidata alla Terna S.p.A..

Al comma 5 è previsto che fatta salva l'applicazione di regimi più favorevoli previsti dalla vigente normativa regionale o provinciale, fino al 31 dicembre 2026, per la realizzazione delle cabine primarie e degli elettrodotti, senza limiti di estensione e fino a 30 kV, prevista nell'ambito di progetti ammessi ai finanziamenti di cui all'Investimento 2.1, Componente 2, Missione 2, del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), nonché per la realizzazione delle opere accessorie indispensabili all'attuazione dei progetti stessi, si applica una particolare procedura (di cui ai commi 6, 7, 8 e 9); in base ad essa, la costruzione e l'esercizio delle opere e delle infrastrutture di cui al comma 5 avviene

mediante denuncia di inizio lavori (DIL) presentata alle regioni o alle province autonome interessate almeno trenta giorni prima dell'effettivo inizio dei lavori. Tuttavia, nei casi in cui sussistano vincoli ambientali, paesaggistici, culturali o imposti dalla normativa dell'Unione europea ovvero occorra l'acquisizione della dichiarazione di pubblica utilità o l'autorizzazione in variante agli strumenti urbanistici esistenti, la costruzione e l'esercizio delle opere e delle infrastrutture di cui al comma 5 avviene a seguito del rilascio di un'autorizzazione unica, secondo quanto previsto dalla vigente normativa regionale o provinciale. L'istanza di autorizzazione unica si intende accolta qualora, entro novanta giorni dalla data di presentazione dell'istanza medesima, non sia stato comunicato un provvedimento di diniego ovvero non sia stato espresso un dissenso congruamente motivato, da parte di un'amministrazione preposta alla tutela paesaggistico-territoriale o dei beni culturali.

Gli obiettivi perseguiti dall'intervento sono duplici. Da una parte si prevede a fini informativi l'istituzione di un Portale digitale contenente i dati e le informazioni, inclusi quelli relativi alla localizzazione, degli interventi di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale e le richieste di connessione alla stessa, oltre che le relazioni di monitoraggio sullo stato di avanzamento dei procedimenti di connessione alla rete medesima. Dall'altra, viene introdotta una nuova disciplina semplificativa per le procedure amministrative per la realizzazione di cabine primarie ed elettrodotti, al fine di consentire una celere realizzazione di progetti cosiddetti "Smart grid". Giova evidenziare che la realizzazione dei progetti "Smart grid" garantisce 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.

(Art. 10)

L'articolo 10 del decreto-legge n. 181 del 2023 (rubricato "*Disposizioni urgenti per lo sviluppo di progetti di teleriscaldamento e teleraffrescamento*") prevede, al comma 1, che, al fine di favorire la realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento ovvero di teleraffrescamento efficiente o l'ammmodernamento di quelli esistenti, un importo pari a 96.718.200 di euro per l'anno 2023 è destinato all'attuazione dei progetti di cui all'allegato 1 al decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 23 dicembre 2022, n. 435, non finanziati a valere sulle risorse di cui all'Investimento 3.1, Missione 2, Componente 3, del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR). È previsto che a suddetti oneri, pari a 96.718.200 di euro per l'anno 2023, si provvede mediante corrispondente utilizzo di quota parte dei proventi derivanti dalle aste CO₂ di cui all'articolo 23 del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, maturati nell'anno 2022 di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, già versati all'entrata del bilancio dello Stato e che restano acquisiti definitivamente all'erario.

Il comma 2, invece, prevede che con riguardo ai proventi derivanti dalle aste CO₂ maturati nell'anno 2022, di cui al citato articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020, 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 decreto del Presidente della Repubblica 30 dicembre 2003, n. 398, il 50 per cento dei proventi medesimi è assegnato complessivamente ai Ministeri dell'ambiente e della sicurezza energetica e delle imprese e del *made in Italy*, nella misura dell'80 per cento al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e del 20 per cento al Ministero delle imprese e del *made in Italy*. Motivazione ed obiettivo perseguito dal comma 1 è quello di assegnare risorse finanziarie a progetti finalizzati alla realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento ovvero di teleraffrescamento o all'ammmodernamento di sistemi esistenti. In particolare, tali progetti, elencati all'allegato 1 al decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 23 dicembre 2022, n. 435, ove non finanziati a valere sulle risorse di cui all'Investimento 3.1 "*Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento*", Missione 2 "*Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica*", Componente 3 "*Efficienza Energetica e Riqualificazione degli Edifici*", del PNRR, beneficiano di risorse complessivamente pari a 96.718.200 euro per l'anno 2023, a valere sulle quote dei proventi derivanti dalle aste CO₂ maturate nell'anno 2022 di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Giova ricordare che con il citato decreto ministeriale 23 dicembre 2022, n. 435, sono state

approvate le graduatorie dei progetti ammessi a finanziamento a valere sull'avviso pubblico del Ministero della transizione ecologica del 28 luglio 2022, n. 94, finalizzato alla selezione di proposte progettuali per lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento da finanziare nell'ambito della sopra citata misura del PNRR. In particolare, l'Allegato 1 al predetto decreto ministeriale riporta l'elenco dei progetti ammissibili e finanziabili, distinti nelle seguenti graduatorie: sezione A - progetti a valere sulle risorse di cui all'articolo 3, comma 2, lettera a), dell'avviso - progetti per investimenti fino a € 10.000.000; sezione B - progetti a valere sulle risorse di cui all'articolo 3, comma 2, lettera b), dell'avviso - progetti per investimenti senza soglia. In esito all'*assessment* condotto sulla terza rata del PNRR, la Commissione europea con comunicazione 2023/C 6641 ha disposto che solo 14 progetti su 29 approvati risultano compatibili con il principio *Do No Significant Harm* (DNSH) di cui alla propria comunicazione UE 2021/C 58/01, in quanto le reti di teleriscaldamento oggetto di intervento sono totalmente alimentate da fonti rinnovabili, con al più impianti di *back-up* alimentati da fonti fossili. I progetti richiamati dalla disposizione in esame appaiono cionondimeno meritevoli di finanziamento in quanto pienamente rispettosi dei requisiti richiesti dalla normativa UE e statale sull'efficienza energetica e, più in generale, in ragione del contributo che potranno offrire nel percorso di mitigazione delle emissioni di gas serra legate al settore della climatizzazione degli edifici.

Al comma 2, come anticipato, si prevede, al netto del 50 per cento dei proventi derivanti dalle aste CO₂ da riassegnare ai sensi dell'articolo 23, comma 5, del decreto legislativo n. 47 del 2020, che, anziché destinare il rimanente 50 per cento nella misura del 70 per cento al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e nella misura del 30 per cento al Ministero delle imprese e del made in Italy, con riguardo ai soli proventi derivanti dalle aste CO₂ maturati nell'anno 2022, il 50 per cento da assegnare complessivamente al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e al Ministero delle imprese e del *made in Italy* sia destinato nella misura dell'80 per cento al primo e, nella misura del 20 per cento, al secondo. La motivazione dell'intervento è quella di garantire che anche il Ministero delle imprese e del *made in Italy* possa contribuire al finanziamento dei progetti di teleriscaldamento e teleraffrescamento oggetto della disposizione in esame, in quanto suscettibili di annoverarsi, *in parte qua*, tra le misure di politica industriale utili a promuovere la sostenibilità ambientale e l'efficientamento energetici dei processi industriali.

(Art. 11)

L'articolo 11 del decreto-legge n. 181 del 2023 (rubricato "*Misure urgenti in materia di infrastrutture per il decommissioning e la gestione dei rifiuti radioattivi*") prevede specifiche misure in materia di gestione di rifiuti nucleari, andando a modificare il testo del decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31, recante "*Disciplina dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi, nonché benefici economici, a norma dell'articolo 25 della legge 23 luglio 2009, n. 99*" che, a sua volta, disciplina le procedure per la localizzazione, la costruzione e l'esercizio del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi incluso in un Parco tecnologico e i relativi benefici economici derivanti dall'attività di esercizio del Parco tecnologico stesso.

Le motivazioni e gli obiettivi perseguiti dall'intervento sono quelli di favorire il raggiungimento di una soluzione condivisa per la localizzazione del Deposito nazionale, incluso in un Parco Tecnologico comprensivo di un Centro di studi e sperimentazione, destinato ad accogliere i rifiuti radioattivi generati da attività pregresse di impianti nucleari e similari, nel territorio nazionale. Per il raggiungimento di detto fine, si interviene apportando modifiche e integrazioni al sopracitato Titolo III del decreto legislativo n. 31 del 2010 per quanto concerne, nello specifico, la procedura di localizzazione del Deposito nazionale. L'urgenza della misura proposta è da ricercarsi nell'esigenza di giungere, in tempi rapidi, alla localizzazione e alla successiva messa in esercizio del Deposito nazionale, così da accelerare le attività di *decommissioning* delle installazioni nucleari e provvedere allo stoccaggio dei rifiuti nucleari trattati derivanti dal riprocessamento all'estero del combustibile irraggiato e che, sulla base degli accordi sottoscritti, ci siamo impegnati a ricevere entro termini dati ormai scaduti o in scadenza.

La disposizione, al fine di favorire una maggiore partecipazione al processo di identificazione del sito unico nazionale, introduce la possibilità, da parte di enti territoriali e strutture militari non precedentemente compresi nella proposta di Carta Nazionale delle Aree Idonee alla localizzazione del Deposito nazionale (CNAI), di formulare istanza per una nuova valutazione dei territori di propria competenza, al fine di verificare la possibilità dell'inserimento di detti territori, qualora se ne riscontrassero i requisiti, in un'apposita proposta di Carta nazionale delle aree autocandidature (CNAA). Nella medesima CNAA è prevista la possibilità di inserire autocandidature anche da parte di enti territoriali già inclusi nella proposta CNAI. L'attività di verifica sarà svolta dalla Sogin S.p.A. e validata dall'autorità di regolamentazione competente (Ispettorato nazionale per la sicurezza nucleare e la radioprotezione - ISIN). La proposta di CNAA o, in mancanza di autocandidature o nel caso che le medesime non siano risultate idonee, quella di CNAI, sarà successivamente sottoposta dal Ministero stesso a specifica procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), anche in attuazione di quanto previsto nel parere di compatibilità ambientale relativo al "Programma nazionale per la gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi" (Programma nazionale) di cui al decreto VAS n. 340 del 10 dicembre 2018, adottato dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare di concerto con il Ministro dei beni e delle attività culturali. La disposizione prevede inoltre che, esaurita la procedura di VAS, l'autorità di regolamentazione competente esprima parere tecnico, in relazione alla proposta di CNAA o, in alternativa, di CNAI, definitivamente integrato con le risultanze della suddetta procedura e con gli eventuali aggiornamenti circa l'ordine di idoneità. Allo scopo di chiarire ulteriormente le modalità premiali per i territori che ospiteranno il Deposito nazionale incluso in un Parco Tecnologico, la disposizione prevede che sia predisposto un Programma di incentivazione (elaborato dalla Sogin S.p.A.) contenente le misure premiali a vantaggio delle comunità ospitanti il Parco tecnologico, da trasmettere al MASE. In relazione alle modifiche introdotte, sommando le tempistiche previste dal decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31 (come modificato dalla disposizione in esame, con specifico riferimento all'articolo 27), incluse quelle relative alla procedura di VAS (della durata di circa 5 mesi), l'adozione del decreto di approvazione della CNAA, da parte dei Ministri competenti, avverrà entro massimo 12 mesi dalla data di entrata in vigore del decreto-legge. In questa eventualità, le successive fasi procedurali risulteranno notevolmente semplificate nonché facilitate, in quanto si passerà direttamente al raggiungimento dell'intesa delle Regioni nel cui territorio ricadono le aree autocandidature, o del Ministero della difesa in relazione alle strutture militari, alle indagini tecniche su tali aree. In alternativa, in assenza di autocandidature, o nel caso che le medesime non siano risultate idonee, il decreto di approvazione della CNAI avverrà entro massimo 9 mesi. L'*iter* procedurale proseguirà, quindi, come già previsto dall'articolo 27 del d.l.gs. n. 31 del 2010, con tempistiche attese tuttavia ragionevolmente più lunghe in ragione della necessità preventiva di raggiungere l'intesa con le regioni o i territori interessati.

Nello specifico, il comma 1, alla lettera *a*), nell'apportare modifiche all'articolo 25, comma 2, del d.l.gs. n. 31 del 2010, introduce, tra le attività di ricerca da svolgersi nel Parco Tecnologico, quelle inerenti allo smaltimento dei rifiuti radioattivi, come previsto nell'aggiornamento del Programma nazionale in riferimento agli studi per la realizzazione di un deposito in formazione geologica destinato allo smaltimento dei rifiuti radioattivi ad alta attività (incluso il combustibile esaurito).

Il comma 1, alla lettera *b*), nell'apportare modifiche all'articolo 26, del decreto legislativo n. 31 del 2010, introduce al comma 1 la lettera *e-ter*), che demanda alla Sogin S.p.A. la predisposizione di un programma di incentivazione, descrittivo degli interventi suscettibili di misure premiali a vantaggio delle comunità territoriali ospitanti il Parco Tecnologico, da presentare al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, per la sua approvazione e inserisce il comma *1-bis*, il quale dispone che il riconoscimento di misure premiali, sulla base del programma di incentivazione di cui alla nuova lettera *e-ter*), si provvede mediante successivi provvedimenti legislativi che stanziino le occorrenti risorse finanziarie.

Il comma 1, alla lettera *c*), apporta modifiche all'articolo 27 del decreto legislativo n. 31 del 2010, introducendo i commi *5-bis*, *5-ter*, *5-quater*, *5-quinquies*, *5-sexies* e *5-septies*, *6-bis*, *6-ter*, e novellando i commi 5, 6, 7 e 8. In particolare:

- nei commi da *5-bis* a *5-quater* si descrive la procedura per l'eventuale autocandidatura e richiesta di valutazione del territorio da parte di enti territoriali/strutture militari non presenti nella proposta di CNAI già presentata dalla Sogin S.p.A. al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nonché per l'eventuale autocandidatura di aree già incluse nella medesima proposta di CNAI, ai fini dell'eventuale inserimento in una proposta di CNAI ad ospitare il Parco tecnologico;
 - nel comma *5-quinquies* si introduce la procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) sulla proposta di CNAI o, in mancanza di autocandidature o nel caso che le medesime non siano risultate idonee, su quella di CNAI, che sarà avviata dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica con il supporto tecnico della Sogin S.p.A.;
 - nel comma *5-sexies* si prevede che la Sogin S.p.A. aggiorni la proposta di CNAI o di CNAI, con il relativo ordine di idoneità, tenendo conto delle risultanze della procedura di VAS e la trasmetta al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica che richiede il parere tecnico all'autorità di regolamentazione competente;
 - nel comma *5-septies* si prevede che l'autorità di regolamentazione competente esprima il proprio parere tecnico sulla proposta di CNAI o di CNAI aggiornata a seguito della procedura di VAS e lo trasmetta al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica;
 - il comma 6 viene aggiornato a fini di coordinamento con le modifiche di cui ai commi precedenti;
 - il comma *6-bis* dispone, in caso di approvazione della CNAI, l'avvio di trattative bilaterali tra la Sogin S.p.A., le regioni e gli enti locali nel cui territorio ricadono le aree autocandidare nonché con il Ministero della difesa in relazione alle strutture militari, da formalizzare con uno specifico protocollo di accordo, sottoscritto nel corso delle stesse trattative, nel quale saranno individuati gli interventi legati alle misure premiali contenuti nel programma di incentivazione di cui all'articolo 26, comma 1, lettera *e-ter*), che beneficiano di misure premiali nel rispetto delle quantificazioni economiche di cui al comma *1-bis*;
 - il comma *6-ter* descrive il procedimento per avviare le indagini tecniche sulle aree incluse nella CNAI nel rispetto delle modalità definite dall'Agenzia, che vigila sull'esecuzione delle indagini stesse, ne esamina le risultanze finali ed esprime al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica parere vincolante sulla idoneità del sito proposto;
 - il comma 7, che viene aggiornato in virtù delle modifiche di cui ai commi precedenti, riduce da trenta a cinque il numero dei giorni previsti per richiedere, da parte della Sogin S.p.A., alle regioni e agli enti locali di comunicare l'interesse ad ospitare il Parco tecnologico e prevede l'individuazione e l'inserimento nei protocolli di accordo, sottoscritti nel corso delle trattative con le regioni e gli enti locali, degli interventi previsti nel programma di incentivazione ai sensi all'articolo 26, comma 1, lettera *e-ter*), che beneficiano di misure premiali nel rispetto delle quantificazioni economiche di cui al comma *1-bis*;
 - il comma 8 viene aggiornato a fini di coordinamento con le modifiche di cui ai commi precedenti.
- Da ultimo, il comma 1, alla lettera *d*), apporta modifiche all'articolo 34-*bis* del d.lgs. n. 31 del 2010, stabilendo che ogni riferimento al Ministero o al Ministro dello sviluppo economico e al Ministero o al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare è da intendersi al Ministero o al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica.

(Art. 14)

L'articolo 14 (rubricato "*Disposizioni urgenti in materia di procedure competitive e di tutela dei clienti domestici nel mercato al dettaglio dell'energia elettrica*") costituisce attuazione della legge 4 agosto 2017, n. 124 (Legge annuale per il mercato e la concorrenza), come successivamente modificata dal decreto-legge 18 novembre 2022, n. 176, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 gennaio 2023, n. 6, 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 (all'articolo 1, commi 50 e 60), termini specifici per la cessazione del regime di interventi pubblici di fissazione dei prezzi, distintamente per le piccole e microimprese del settore elettrico e per i clienti domestici. In considerazione delle disposizioni di cui alla suddetta legge n. 124 del 2017, il servizio di maggior tutela per l'energia elettrica è cessato, a partire 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 dal 1 gennaio 2023, per tutte le altre microimprese. Per quanto attiene ai clienti domestici del settore elettrico, il decreto-legge 6 novembre 2021, n. 152, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 dicembre 2021, n. 233, prevede che entro il 10 gennaio 2024 sia attivato un servizio di ultima istanza, il cosiddetto "servizio a tutele gradualì" (STG), volto ad assicurare la fornitura ai 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 con asta (aste per le tutele gradualì – STG). In particolare, l'individuazione dei fornitori del STG avviene sulla base di procedure concorsuali svolte dall'Acquirente Unico S.p.A.

In considerazione del suddetto quadro normativo, nel corso degli ultimi anni, l'ARERA ha provveduto ad adottare le deliberazioni necessarie; al contempo, anche il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha adottato i provvedimenti di sua competenza. Con decreto ministeriale del 18 maggio 2023, ai sensi di quanto previsto dal comma 60-bis dell'articolo 1 della legge 4 agosto 2017, n. 124, il predetto Dicastero ha definito le modalità e i criteri per un ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero. Per i clienti domestici rientranti nella categoria di cui all'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, è previsto che il superamento dell'attuale regime avvenga mediante l'introduzione di una specifica disciplina a tutela dei clienti vulnerabili, coerente con la direttiva (UE) 2019/944. Si evidenzia, peraltro, che il menzionato decreto ministeriale 18 maggio 2023 prevede la necessità di una massiccia campagna informativa per accompagnare i clienti domestici nel mercato libero dell'energia, da effettuarsi con adeguata tempestività e periodicità in modo da fornire opportuni strumenti informativi ai clienti stessi. L'esigenza di un'ideale campagna informativa diviene ancor più sentita in considerazione delle perturbazioni accadute in tempi recenti sui prezzi dei mercati energetici. In base al quadro sopra rappresentato, la disposizione introdotta mira a conseguire un'importante razionalizzazione e semplificazione delle competenze, azioni e misure messe in campo per la tutela dei consumatori energetici e del servizio idrico integrato, con particolare riferimento alla fine del servizio di maggior tutela per i clienti domestici.

Nello specifico, il comma 1 prevede che il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, per prevenire ingiustificati aumenti dei prezzi e alterazioni delle condizioni di fornitura in occasione del completamento della liberalizzazione del mercato elettrico e del gas e dell'avvio del servizio a tutele gradualì per i clienti finali domestici senza fornitore di energia elettrica, si avvalga della società Acquirente Unico S.p.A.¹ per l'effettuazione, per un periodo comunque non superiore a dodici mesi, di specifiche campagne informative e per lo svolgimento delle azioni individuate con il citato decreto ministeriale 18 maggio 2023, destinando allo scopo risorse per un milione di euro. Giova, peraltro, rammentare che il completamento del processo di piena liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica, attraverso l'adozione di regole finalizzate ad assicurare un passaggio informato e consapevole al mercato libero da parte della clientela, rientra tra le riforme volte alla promozione della concorrenza e alla rimozione delle barriere all'entrata nel mercato, che il Governo si è impegnato ad adottare nell'ambito del Piano nazionale di ripresa e resilienza, in particolare nell'ambito dell'obiettivo M1C2-7, valutato positivamente dalla Commissione dell'Unione europea in relazione alla terza rata.

Il comma 2, tenuto conto del riordino delle attribuzioni ministeriali ad opera del decreto-legge 1 marzo 2021, n. 22 (riordino poi confermato dal decreto-legge 11 novembre 2022, n. 173), mira,

¹ Si stima che l'Acquirente Unico S.p.A. possa svolgere in maniera adeguata tale funzione, avendo 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 dei consumi.

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 delle azioni di tutela programmate. Tanto premesso, la disposizione trasferisce alla competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il fondo di cui all'articolo 11-*bis* del decreto-legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 maggio 2005, n. 80, a decorrere dal 1° gennaio 2024, superando le incertezze normative emerse in fase esecutiva dei progetti già presentati dall'ARERA per le finalità dell'apertura dei mercati energetici.

Il comma 3 apporta modificazioni all'articolo 11 del decreto legislativo n. 210 del 2021, al fine di introdurre un quadro completo e certo per la fornitura di energia elettrica ai clienti vulnerabili, in chiave pro-competitiva e a prezzi su base di mercato, in conformità alle disposizioni dell'articolo 5 della direttiva (UE) 2019/944. Per «*cliente vulnerabile di energia elettrica*» si intende infatti il cliente che versa in condizioni economiche svantaggiate, che rientra tra i soggetti con disabilità ai sensi dell'articolo 3 della legge 5 febbraio 1992, n. 104, che ha età superiore a 75 anni oppure è in possesso di uno degli altri requisiti previsti all'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo n. 210 del 2021. In base al vigente disposto dell'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo n. 210 del 2021, a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela, i fornitori del libero mercato sono tenuti a offrire a questa categoria di clienti la fornitura di energia elettrica secondo condizioni individuate dall'ARERA e, ai sensi dell'articolo 16-*ter* del decreto-legge n. 152 del 2021, continuando ad applicarsi a tali clienti il regime di maggior tutela fino alla adozione, da parte dell'ARERA, delle condizioni contrattuali e di prezzo di cui all'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo n. 210 del 2021. La norma vigente, dunque, non prevede un obbligo di contrarre a carico dei fornitori, bensì unicamente un obbligo di offerta, con la conseguenza che i clienti vulnerabili potrebbero non trovare un fornitore disposto a servirli e non riuscire a beneficiare delle condizioni contrattuali dedicate. Si produrrebbero così dei risultati paradossali avuto riguardo alla condizione della generalità dei clienti finali domestici, per i quali l'ordinamento prevede invece il passaggio graduale al libero mercato, attraverso la fruizione del servizio a tutele gradualmente reso da fornitori scelti con procedure competitive. La disposizione in esame, pertanto, modifica l'articolo 11 del decreto legislativo n. 210 del 2021, sostituendo l'attuale comma 2 con la previsione del diritto dei clienti vulnerabili di essere riforniti nell'ambito del servizio di vulnerabilità reso da fornitori iscritti all'apposito albo, selezionati mediante procedura competitiva. L'Acquirente Unico S.p.A. svolge, sulla base di criteri di mercato, la funzione di approvvigionamento centralizzato dell'energia elettrica del servizio di vulnerabilità e le condizioni del servizio sono regolate dall'ARERA secondo i criteri individuati dalla norma stessa. Sono altresì introdotti i commi 2-*bis* e 2-*ter*.

Il comma 2-*bis* attribuisce all'ARERA la disciplina del servizio di vulnerabilità nel rispetto di prestabiliti principi. Tra questi si prevede che il servizio sia limitato alla sola fornitura di energia elettrica e assegnato, per una durata non superiore a quattro anni, mediante procedure competitive relative ad aree territoriali omogenee, tali da assicurare la massima partecipazione e la non discriminazione. L'ARERA deve stabilire un valore limite al corrispettivo di assegnazione del servizio di vulnerabilità. È, inoltre, assicurata la separazione delle attività del servizio di vulnerabilità rispetto a ogni altra attività svolta al di fuori del servizio medesimo.

Con il comma 2-*ter* si prevede che, qualora in esito alla procedura di assegnazione nessuna offerta rispetti il valore limite del corrispettivo di assegnazione fissato dall'ARERA e il servizio di vulnerabilità non venga aggiudicato, l'Acquirente Unico S.p.A. provvede ad indire una nuova procedura entro sei mesi dalla conclusione della precedente.

Il comma 4, al fine di assicurare il regolare svolgimento delle procedure competitive di cui all'articolo 16-*ter*, comma 2, del decreto-legge 6 novembre 2021, n. 152, convertito, con modificazioni, dalla

legge 29 dicembre 2021, n. 233, nonché di evitare incrementi dei costi per l'utenza, sostituisce integralmente il comma 1 dell'articolo 36-ter del decreto-legge 4 maggio 2023, n. 48, che ha introdotto l'obbligo dell'utilizzo della clausola sociale di cui all'articolo 1, comma 10, della legge 28 gennaio 2016, n. 11, nel passaggio dalla maggior tutela al libero mercato per salvaguardare il personale dei *contact center* impiegato nella gestione di attività di maggior tutela. In particolare, la disposizione di cui si prevede la sostituzione, oltre a risultare di difficile interpretazione e applicazione, appare suscettibile di incidere in modo negativo sull'esito delle procedure competitive per gli esercenti il servizio a tutele graduali, stante l'obbligo generalizzato di subentrare nei contratti relativi ai servizi di *contact center*. La disposizione viene, quindi, 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 che disciplinano i servizi di *contact center* prestati da soggetti terzi, gli esercenti il servizio di maggior tutela, alla data di entrata in vigore della presente disposizione, continuano ad avvalersi dei citati servizi, con salvaguardia degli stessi livelli occupazionali. I relativi costi restano pertanto a carico dei suddetti esercenti e saranno considerati dall'ARERA nell'ambito della determinazione dei corrispettivi da riconoscere a detti esercenti per la copertura dei costi efficienti per lo svolgimento dell'attività di commercializzazione del servizio di maggior tutela. Resta, ovviamente, impregiudicata la facoltà dei citati operatori economici di continuare ad avvalersi dei suddetti servizi di *contact center* anche oltre la sopra menzionata data, per lo svolgimento delle proprie attività.

Il comma 5, al fine di garantire la continuità della fornitura di energia elettrica, l'emissione con cadenza bimestrale delle fatture relative a detta fornitura (fin dalla data di cessazione del regime di mercato tutelato e dell'assegnazione del nuovo fornitore), nonché la regolarità dei relativi pagamenti, prevede che l'addebito diretto su conto bancario (postale, su altri mezzi di pagamenti) autorizzato dal cliente domestico per la fatturazione nell'ambito della maggior tutela valga anche per il subentro nel servizio a tutele graduali o nel servizio di vulnerabilità, sempre fatta salva la facoltà di revoca dell'autorizzazione da parte del cliente stesso. Tale previsione mira alla risoluzione di uno dei problemi tecnici correlati al superamento della maggior tutela e si pone a garanzia della tempestiva conclusione del processo di uscita dal mercato tutelato. A tale fine, si stabilisce che, entro sessanta giorni dalla conclusione delle procedure competitive di cui all'articolo 16-ter, comma 2, del decreto-legge n. 152 del 2021, e comunque non oltre il 31 maggio 2024, l'ARERA definisce, d'intesa con la Banca d'Italia e sentito il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, le condizioni e i termini necessari per l'attuazione delle disposizioni *de quibus*.

Il comma 6 prevede che l'ARERA e l'Acquirente Unico S.p.A. adottino i provvedimenti di rispettiva competenza necessari per assicurare uno svolgimento delle procedure competitive di cui all'articolo 16-ter, comma 2, del citato n. 152 del 2021, coerente con le disposizioni di cui ai commi 4 e 5 del presente articolo. Inoltre, al fine di garantire un'adeguata informazione preventiva dell'utenza domestica, anche mediante le campagne informative di cui al comma 1, nonché la più ampia partecipazione degli operatori economici alle predette procedure, si prevede che debba essere assegnato, in ogni caso, un termine non inferiore a trenta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, comunque non oltre il 10 gennaio 2024, per la presentazione delle offerte da parte degli operatori economici.

Il comma 7 prevede un rafforzamento delle misure finalizzate a prevenire ingiustificati aumenti dei prezzi e alterazioni delle condizioni di fornitura in occasione del completamento della liberalizzazione del mercato elettrico e dell'avvio del servizio a tutele graduali per i clienti finali domestici senza fornitore di energia elettrica, assicurare un'efficace coordinamento delle politiche e delle azioni a tutela dei clienti domestici nel mercato dell'energia elettrica, garantire la tempestiva adozione delle occorrenti misure correttive. All'uopo, si evidenzia che, a legislazione vigente, è già previsto dall'articolo 2, comma 3, del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica n. 169 del 18 maggio 2023 che l'ARERA debba elaborare un rapporto sull'esito delle procedure concorsuali per l'individuazione degli esercenti il STG, da trasmettere entro novanta giorni dalla data di conclusione delle procedure medesime al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica e alle

Commissioni parlamentari competenti. Inoltre, è compito della predetta Autorità vigilare sulla corretta applicazione delle condizioni del STG. Ebbene, la disposizione prevede che, oltre alle predette attività, l'Acquirente Unico S.p.A., secondo criteri e modalità definiti dall'ARERA, d'intesa con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e sentite le associazioni dei consumatori maggiormente rappresentative, effettui specifiche attività di monitoraggio relativamente alle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici successivamente alla conclusione delle procedure competitive di cui all'articolo 16-ter, comma 2, del decreto-legge n. 152 del 2021 e all'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 201, nonché alla corretta applicazione delle condizioni del servizio da parte degli aggiudicatari individuati mediante le predette procedure competitive. Ciò è stabilito al fine precipuo di adottare tempestivamente le occorrenti misure correttive che si dovessero rendere necessarie. Gli esiti della sopra descritta attività di monitoraggio sono compendati in una relazione da trasmettere da parte dell'ARERA alle Commissioni parlamentari competenti per materia entro il 31 marzo 2025 e, successivamente, con cadenza annuale a decorrere da detta data.

(Art. 19)

L'articolo 19 del decreto-legge n. 181 del 2023 provvede ad abrogare diverse disposizioni.

Nello specifico, il **comma 1** apporta modificazioni all'art. 184-*quater* del decreto legislativo n. 152 del 2006 al fine di:

- sopprimere, al comma 5-*bis*, il riferimento alle ulteriori specificazioni tecniche definite ai sensi del comma 5-*ter*;
- abrogare il comma 5-*ter*.

L'intervento, in sostanza, è rivolto a eliminare la previsione, contenuta nel citato comma 5-*ter*, secondo cui deve essere adottato un decreto ministeriale che disciplini le norme tecniche in materia di opzioni di riutilizzo dei materiali di dragaggio, dei sedimenti di dragaggio e di ogni loro singola frazione granulometrica secondo le migliori tecnologie disponibili, che in base a determinati requisiti e condizioni cessano di essere rifiuti. Più in particolare, i commi 5-*bis* e 5-*ter* dell'art. 184-*quater*, introdotti dall'art. 4, comma 6-*quater* del decreto-legge 10 settembre 2021, n. 121, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 novembre 2021, n. 156, disciplinano il riutilizzo dei materiali derivanti dall'escavo di fondali di aree portuali e marino-costiere, in ambienti terrestri e marino-costieri, anche per singola frazione granulometrica, prevedendo l'adozione di un decreto per disciplinare le norme tecniche in materia di opzioni di riutilizzo. L'intervento in esame, che abroga la norma che prevede l'emanazione del suddetto decreto ministeriale, è necessario in quanto le norme tecniche in questione risultano oggetto di un decreto ministeriale che semplifica la disciplina inerente alla gestione delle terre e rocce da scavo, emanato ai sensi dell'articolo 48 del decreto-legge 24 febbraio 2023, n. 13, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 aprile 2023, n. 41, di prossima pubblicazione al termine della consultazione pubblica in atto. Specificamente, il comma 5-*bis* dell'art. 184-*quater*, al fine di promuovere gli investimenti a favore di progetti di economia circolare, di favorire l'innovazione tecnologica e di garantire la sicurezza del trasporto marittimo, consente alle amministrazioni competenti di autorizzare il riutilizzo, in ambienti terrestri e marino-costieri, anche per singola frazione granulometrica, ottenuta a seguito di separazione con metodi fisici, dei materiali derivanti dall'escavo di fondali di aree portuali e marino-costiere, previa caratterizzazione, eventualmente anche per singole frazioni granulometriche, condotta secondo la disciplina vigente in materia stabilita all'articolo 109 del codice dell'ambiente, che disciplina l'immersione in mare di materiale derivante da attività di escavo, e all'articolo 5-*bis* della legge 28 gennaio 1994, n. 84 (Riordino della legislazione in materia portuale), che reca norme sulle operazioni di dragaggio nelle aree portuali e marino costiere poste in siti oggetto di interventi di bonifica di interesse nazionale, e salve le ulteriori specificazioni tecniche definite al successivo comma 5-*ter*. A tale riguardo, il comma 5-*ter* dell'art. 184-*quater* ha previsto, entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della disposizione in questione, l'emanazione di un decreto per le norme tecniche che disciplinano le opzioni di riutilizzo dei sedimenti di dragaggio e di ogni loro singola frazione granulometrica secondo le migliori tecnologie

disponibili. In tema, l'art. 6-bis del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 luglio 2021, n. 108 (*Governance* del PNRR) ha previsto l'emanazione, con decreto ministeriale (non ancora pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*), di un Piano nazionale dei dragaggi sostenibili, al fine di consentire lo sviluppo dell'accessibilità marittima e della resilienza delle infrastrutture portuali ai cambiamenti climatici e la manutenzione degli invasi e dei bacini idrici. L'art. 48 del decreto-legge n. 13 del 2023 prevede che con l'emanazione del decreto di semplificazione, il cui schema, come detto, è attualmente in fase di consultazione pubblica, si intervenga in materia di:

- gestione delle terre e delle rocce da scavo qualificate come sottoprodotti, ai sensi dell'articolo 184-bis del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
- utilizzo nel sito di produzione delle terre e delle rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti, ai sensi dell'articolo 185, comma 1, lettera c), del decreto legislativo n. 152 del 2006;
- disciplina del deposito temporaneo delle terre e delle rocce da scavo qualificate come rifiuti;
- gestione delle terre e delle rocce da scavo nei siti oggetto di bonifica;
- disposizioni di semplificazione per i cantieri di micro-dimensioni, per i quali è attesa una produzione di terre e rocce non superiore a 1.000 metri cubi;
- abrogazione del decreto del Presidente della Repubblica 13 giugno 2017, n. 120 e l'aggiornamento delle disposizioni da esso previste tramite l'adozione del decreto oggetto della consultazione.

Il **comma 2**, dispone l'abrogazione dell'articolo 33-ter del decreto-legge n. 77 del 2021, che demanda ad un decreto interministeriale la rideterminazione del sistema di riscossione degli oneri generali di sistema elettrico. In particolare, il suddetto articolo 33-ter demanda ad un decreto dei Ministri dell'economia e delle finanze e della transizione ecologica (ora ambiente e sicurezza energetica), da adottare su proposta dell'ARERA, la rideterminazione delle modalità di riscossione degli oneri generali, prevedendo a tale fine che, anche avvalendosi di un soggetto terzo che possieda caratteristiche di terzietà e indipendenza, le partite finanziarie relative agli oneri possano essere destinate alla Cassa per i servizi energetici e ambientali senza entrare nella disponibilità dei venditori. Sebbene la norma non lo abbia affermato esplicitamente, la problematica relativa alla riscossione è relativa al sistema elettrico. Il termine per la riforma delle modalità di riscossione è stato fissato da ultimo con l'articolo 11, comma 5-octies, del decreto-legge n. 228 del 2021 al 30 giugno 2022. L'ARERA, con Deliberazione 17 maggio 2022, n. 216/2022/R/eel, ha presentato ai Ministri interessati una proposta di riforma. La relazione illustrativa del provvedimento afferma che *“le soluzioni individuate sono state esaminate da ciascuna delle amministrazioni coinvolte, anche congiuntamente, e non sono state ritenute percorribili per gli impatti amministrativi ed economici che comporterebbero sul sistema”*. Gli oneri generali di sistema sono componenti della bolletta volte a finanziare obiettivi di interesse generale identificati da una serie di misure legislative, che attengono allo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, ma anche a misure di politica sociale (per esempio, i *bonus* sociali) e di politica industriale (per esempio, le agevolazioni per imprese energivore o alla trazione ferroviaria, esclusi i servizi sulla rete Alta Velocità) in qualche modo correlate ai sistemi energetici.

Il decreto legislativo 16 marzo 1999, 79, precisamente all'articolo 3, comma 11, ha istituito gli oneri generali del sistema elettrico come “maggiorazioni” dei corrispettivi del servizio di trasporto di energia elettrica pagati in bolletta. Quanto al meccanismo di riscossione, i fornitori (ossia i venditori) fatturano e riscuotono dai propri clienti finali gli oneri generali, con le altre voci che compongono la bolletta. I fornitori, a loro volta, pagano gli oneri generali ai distributori nelle fatture del servizio di trasporto. I distributori, quindi, ai sensi di quanto previsto nell'articolo 36 del *“Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica” TIT*, versano, con cadenza mensile, il gettito degli oneri generali (componenti *ASOS* e *ARIM* della bolletta, *cfr. infra*) in appositi conti presso la Cassa per i servizi energetico ambientali (CSEA), la quale li destina alle diverse finalità definite dalla legge. I conti aperti presso la CSEA sono molteplici e indicati nell'articolo 41 del Testo integrato. La molteplicità dei conti è dovuta al fatto che, come sopra illustrato, sono molteplici le finalità per le quali sono riscossi gli oneri generali di sistema²². Si

rammenta come svariate sentenze del giudice amministrativo abbiano individuato nel cliente finale l'unico soggetto tenuto a pagare gli oneri generali di sistema (*cf.* Consiglio di Stato, Sez. VI, sent. n. 2182/2016; Tar Lombardia, Sez. II, sent. nn. 237/2017, 238/2017, 243/2017, 244/2017; Consiglio di Stato, Sez. VI, sent. 5619/2017 e 5620/2017). Le statuizioni giurisprudenziali hanno in sostanza ribaltato il principio generale di metodo impostato dall'ARERA, che poneva in capo ai venditori e ai distributori l'eventuale rischio legato alla morosità della propria controparte (per i venditori, dei clienti finali, e, per i distributori, dei venditori). Pertanto, i venditori - secondo le sentenze sopra richiamate - sono tenuti a versare ai distributori solo quanto effettivamente incassato dai clienti finali. Appare peraltro opportuno evidenziare che sul sistema di riscossione incide la fiscalizzazione di quota parte degli oneri di sistema, attualmente *in itinere*. In particolare, con la fiscalizzazione degli oneri di sistema afferenti al *decommissioning* nucleare e alle relative misure di compensazione territoriale disposte dalla legge di bilancio 2023, le relative sotto componenti tariffarie prima pagate in bolletta elettrica (componente tariffaria *A2RIM* e componente *AmctRIM*) hanno cessato di esistere, in quanto il relativo onere è spostato sul bilancio statale. I conti presso la CSEA (il conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, e il conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale), invece, rimangono, ma le risorse che li alimentano provengono direttamente dal bilancio dello Stato.

Il **comma 3** dell'art. 19 abroga l'articolo 19-*ter* del decreto-legge 1 marzo 2022, n. 17, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 aprile 2022, n. 34, che nel testo previgente prevede l'emanazione di un decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentita la Conferenza unificata, per stabilire 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.

L'intervento in esame risulta necessario in quanto, in materia di illuminazione pubblica, trovano applicazione svariate norme tecniche (in particolare: UNI 11248; UNI 10819:2021; UNI 11431:2021; il decreto ministeriale del 28 marzo 2018 che disciplina i criteri ambientali minimi dei servizi di illuminazione pubblica), che riscontrano la presenza di criteri già stabiliti relativamente ai dispositivi e alla strumentazione del sistema di illuminazione pubblica. La predisposizione del decreto *de quo* presenta notevoli criticità derivanti dalla mancanza di conoscenza dello stato dell'illuminazione pubblica degli enti locali, il che rende particolarmente complessa la definizione di una disciplina non discriminatoria, in termini di obblighi di efficientamento energetico, soprattutto in considerazione della probabile eterogeneità delle diverse situazioni territoriali. Tra l'altro, l'onere di adeguamento sarebbe posto a carico delle amministrazioni pubbliche locali (regioni, province e comuni).

Il **comma 4** prevede l'abrogazione del comma 1-*ter* dell'art. 11 del decreto-legge 18 novembre 2022, n. 176, che dispone che il MASE accede, ai soli fini di valutazione di impatto di finanza pubblica, alle informazioni nella disponibilità del Sistema informatico integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas e, su richiesta, le rende disponibili al Ministero dell'economia e delle finanze.

La disposizione recata dal comma 1-*ter* prevede inoltre, in relazione al citato accesso, l'emanazione di un decreto ministeriale (a tutt'oggi non avvenuta) per la definizione delle ulteriori informazioni di interesse, dei tempi e delle modalità di trasmissione idonee ad assicurare la riservatezza. In relazione al succitato sistema informatico, si ricorda che lo stesso è stato istituito, presso l'Acquirente unico S.p.a., dall'art. 1-*bis* del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, al fine di sostenere la competitività e di incentivare la migliore funzionalità delle attività delle imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale. Lo stesso articolo dispone che tale Sistema informatico è basato su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali.

L'art. 22 del decreto-legge 24 gennaio 2012, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, ha inoltre stabilito, al fine di promuovere la concorrenza nei mercati dell'energia elettrica

e del gas, che tale Sistema informatico integrato è finalizzato anche alla gestione delle informazioni relative ai consumi di energia elettrica e di gas dei clienti finali e che la banca dati succitata raccoglie, oltre alle informazioni sui punti di prelievo ed ai dati identificativi dei clienti finali, anche i dati sulle relative misure dei consumi di energia elettrica e di gas. Le norme richiamate hanno demandato all'ARERA l'emanazione dei criteri generali per il funzionamento del Sistema nonché la definizione delle modalità di gestione dei flussi informativi attraverso il Sistema medesimo. Si rinvia in proposito alla sezione "Sistema informativo integrato – SII" del sito *web* dell'ARERA. Motivazione dell'intervento e contestuale obiettivo della norma abrogativa di cui trattasi è il fatto che il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica può già accedere, tra l'altro, 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 8 novembre 2021, n. 199, in base a cui "*Al fine di migliorare la qualità delle statistiche di base necessarie alla elaborazione del bilancio energetico nazionale, a partire dal 2022 ed entro il 30 aprile di ciascun anno, Acquirente Unico S.p.A., sulla base dei dati disponibili nel Sistema Informativo Integrato (SII) di cui all'articolo 1-bis del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, fornisce 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. Acquirente Unico S.p.A. pubblica, 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.*".

1. CONTESTO E PROBLEMI DA AFFRONTARE

In questa sezione si descrive il contesto in cui si inserisce l'intervento normativo. Si illustrano le esigenze e le criticità di tipo normativo, amministrativo, economico, sociale e ambientale constatate nella situazione attuale, anche tenuto conto del mancato conseguimento degli effetti attesi da altri provvedimenti. Si riportano, inoltre, le evidenze di tipo quantitativo che hanno supportato l'analisi, anche con riferimento al numero dei potenziali destinatari, pubblici e privati, dell'intervento, indicando le fonti informative utilizzate.

(Art. 1)

La proposta si inserisce in una congiuntura geopolitica ed economica in cui il perdurare del conflitto armato Russia/Ucraina e le tensioni in Medioriente continuano a determinare condizioni di incertezza per l'andamento dei mercati energetici che si manifestano attraverso un livello dei prezzi, dell'energia elettrica in particolare, superiore a quello pre-crisi, con effetti importanti sul sistema produttivo, in particolare sui settori ad alto consumo energetico maggiormente esposti alla competizione internazionale. Il suddetto contesto conferma quindi l'esigenza di interventi volti ad ampliare le fonti di approvvigionamento energetico e a perseguire l'autonomia energetica da un lato, promuovendo in particolare investimenti per lo sviluppo di nuova capacità da fonti rinnovabili e per la sicurezza e la maggiore sostenibilità del sistema, e a rafforzare le forme di supporto al sistema produttivo nazionale dall'altro, per mezzo di interventi volti a calmierare l'andamento dei prezzi energetici. La proposta normativa in esame è coerente con l'azione messa in atto dal Governo, volta a garantire la ripresa economica del Paese e il sostegno ai settori più in difficoltà. Nel contempo le misure introdotte contribuiscono alla maggiore efficacia delle misure del PNRR e agli obiettivi del PNIEC, sia attraverso interventi che sono complementari e sinergici con gli investimenti e le riforme del primo sia favorendo il raggiungimento degli obiettivi del secondo, in materia di crescita della produzione da energia rinnovabile e sostenibile e di rafforzamento della sicurezza del sistema.

In buona sostanza, la proposta normativa di cui all'articolo 1 è finalizzata a promuovere l'autoproduzione di energia elettrica rinnovabile nei settori energivori a rischio delocalizzazione sia

prevedendo una priorità a favore dei progetti presentati dalle imprese energivore nella concessione delle aree destinate all'installazione di impianti di energia da fonti rinnovabili, sia introducendo un meccanismo per promuovere lo sviluppo di nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili che preveda la cessione, a titolo di anticipazione, a prezzi equi e per un periodo di tre anni, dell'energia rinnovabile ritirata dal GSE alle imprese energivore che si sono impegnate, direttamente o tramite soggetti terzi, alla realizzazione della suddetta nuova capacità, in misura pari almeno al doppio di quella riguardante l'energia elettrica oggetto di anticipazione. A partire dall'entrata in servizio della nuova capacità, le imprese assegnatarie di anticipazione, sono tenute alla restituzione al medesimo GSE su un arco temporale di 20 anni. La misura riguarda una platea di circa 3.800 soggetti privati, tra cui, principalmente, quelli operanti nei settori della metallurgia, chimica, vetro, materie plastiche, tessili, alimentari. Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alla precedente sezione.

(Art. 2)

Il contesto in cui si inserisce l'intervento normativo recato dall'articolo 2 del decreto-legge n. 181 del 2023 è l'attuale momento storico caratterizzato dalla costante fluttuazione dei prezzi del gas e anche dall'incertezza di approvvigionamento dall'estero. L'intervento in parola si prefigge quindi di garantire una maggior sicurezza di approvvigionamento interno del gas, con la messa in produzione di giacimenti di gas già rinvenuti sul territorio nazionale per la durata di vita utile degli stessi, nonché la messa a disposizione del gas nazionale prodotto ai clienti finali industriali che maggiormente ne fanno uso, a prezzi più calmierati rispetto a quelli di mercato. In deroga al quadro normativo esistente, sono pertanto ammesse delle eccezioni alle condizioni stabilite, per il proseguo delle attività *upstream*, dal Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI) approvato con decreto del Ministro della transizione ecologica 28 dicembre 2021, nonché ai divieti di attività *upstream* in mare, previsti dall'attuale quadro normativo vigente in alto Adriatico, nelle aree protette e nella fascia marina delle 12 miglia dalla costa e da dette aree protette. L'intervento in parola consente infatti la ripresa delle attività di produzione di gas nell'ambito di concessioni già rilasciate o ancora da rilasciare in una precisa fascia dell'alto Adriatico e il rilascio di nuove concessioni nella fascia di mare tra le 9 e le 12 miglia marine, purché a determinate condizioni di sicurezza e di portata di produzione; è inoltre consentita la prosecuzione e/o la ripresa delle attività di produzione gas, comprese le attività di ricerca e di sviluppo con nuove infrastrutture minerarie, nell'ambito di concessioni già esistenti in terraferma, purché in aree non soggette ai vincoli definiti come "assoluti" dal PiTESAI, già istituiti e costituiti al momento di entrata in vigore del presente provvedimento.

La norma prevede che i procedimenti da svolgere per il rilascio di concessioni, proroghe e autorizzazioni necessarie a dare attuazione alla presente misura dovranno essere svolti mediante procedimento unico di cui alla legge 6 agosto 1990, n. 241, che include anche la VIA e si concludono nel termine di 3 mesi. I procedimenti di valutazione di impatto ambientale, anche in corso, saranno definiti da apposita Commissione tecnica PNRR-PNIEC. Le suddette autorizzazioni, proroghe e concessioni saranno rilasciate dopo la manifestazione di interesse alle procedure in parola e prima della stipula dei relativi contratti di vendita/acquisto gas, ma avranno efficacia solo dopo detta stipula. Considerando che l'attuale produzione di gas naturale nazionale si attesta su poco più di 3 miliardi di metri cubi all'anno e che, secondo prime stime, sarebbe possibile, nel pieno rispetto di tutti gli standard di sicurezza richiesti dal settore, incrementare nei prossimi anni gli attuali livelli di produzione di gas di altri circa 4 miliardi di metri cubi all'anno, utilizzando i giacimenti già rinvenuti con le relative riserve, si è ritenuto indispensabile semplificare e accelerare le relative procedure, al fine di mettere al servizio del settore produttivo nazionale, il gas prodotto sul territorio nazionale a prezzi equi in modo da alleviare il peso energetico del settore industriale, duramente colpito dalla crisi economica in atto.

La normativa introdotta è rivolta principalmente a destinatari privati, ossia gli operatori del settore del gas, che hanno effettuato o che intendono effettuare investimenti nel settore; essi potranno ammortizzare gli stessi avviando/finalizzando/incrementando/ottimizzando la produzione di gas rinvenuto, per la durata di vita utile del giacimento, purché lo stesso sia destinato al fabbisogno

interno, secondo un meccanismo di prezzi che assicuri la copertura delle “spese” per gli operatori nonché costi più calmierati rispetto a quelli di mercato per i clienti finali. Gli interventi da effettuare nell’ambito dei titoli e/o delle istanze ammessi a partecipare alle procedure in parola saranno effettuati dagli operatori, a loro spese, previa autorizzazione da ottenere in tempi celeri dall’amministrazione. La partecipazione a dette procedure garantisce al sistema Italia di poter disporre in tempi relativamente brevi delle provviste di gas esistenti sul territorio nazionale, necessarie per rifornire di gas le industrie italiane, a prezzi più bassi rispetto a quelli di mercato, agevolandole auspicabilmente nella ripresa economica; consente altresì agli operatori del settore upstream di riprendere la produzione di giacimenti già rinvenuti e di allocare il gas prodotto mediante procedure semplificate di vendita/acquisto gas direttamente sul territorio nazionale. Dal punto vista delle imprese destinatarie delle misure, la partecipazione alla procedura di *gas release* consente di disporre di una parte del proprio approvvigionamento energetico, a condizioni più commisurate ai costi di produzione e meno dipendenti dalla volatilità del mercato all’ingrosso. Tale fattore, soprattutto nei settori come quelli a maggiore intensità di utilizzo del gas naturale, più esposti alla concorrenza internazionale, consentirà di ridurre il rischio di contrazioni dell’attività produttiva e/o di chiusure aziendali. Dal punto di vista ambientale, ogni intervento sul territorio sarà comunque soggetto a valutazione di impatto ambientale secondo le consuete regole di cui al decreto legislativo n. 152 del 2006.

Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alla precedente sezione.

(Art. 3)

La proposta è strettamente correlata all’esigenza di raggiungere i target di decarbonizzazione al 2030 e di aumentare la sicurezza energetica nazionale, promuovendo gli investimenti nel settore. Inoltre, l’intervento si caratterizza per urgenza avuto riguardo al termine di scadenza delle concessioni di coltivazione della risorsa geotermica, in combinato con il termine per l’avvio delle procedure di riassegnazione delle concessioni stesse ai sensi dell’articolo 9 del decreto legislativo n. 22 del 2010: il primo è, infatti, fissato alla data del 31 dicembre 2025; il secondo è stabilito in tre anni prima dalla data di scadenza delle concessioni. Le procedure per la riassegnazione delle concessioni in essere avrebbero dovuto essere avviate alla data del 31 dicembre 2022. Si è, tuttavia, verificata una fase di “stallo”, il cui prolungamento finirebbe per incidere sensibilmente sugli investimenti nel settore, i quali appaiono, invece, fondamentali per garantire il contributo della risorsa geotermica verso la realizzazione degli obiettivi di decarbonizzazione e di autonomia energetica nazionale. Non si hanno precise stime con riferimento al numero dei potenziali destinatari, essenzialmente soggetti privati e imprese già integrate o integrabili nel processo geotermico. Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alla precedente sezione.

(Art. 4)

La proposta è funzionale agli obiettivi e alle misure riguardanti lo sviluppo della generazione da fonti rinnovabili per il raggiungimento dei target previsti dal PNIEC. L’accelerazione degli investimenti in nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili è ancora più cruciale nell’attuale contesto energetico e geopolitico, in cui, a fronte delle perduranti incertezze dei mercati energetici, si rende necessario promuovere, attraverso la transizione energetica, una maggiore autonomia di approvvigionamento. Nello specifico, la tempestiva installazione sul territorio nazionale di nuova capacità di generazione, secondo le tempistiche fissate dai suddetti piani, richiede che le regioni si adoperino, a partire dall’individuazione delle aree idonee, a favorire, secondo quanto previsto dal decreto legislativo n. 199 del 2021, le condizioni affinché nei rispettivi territori siano conseguiti nei tempi previsti gli obiettivi minimi di sviluppo ed entrata in esercizio di detta nuova capacità. L’impegno delle regioni è quindi essenziale per il raggiungimento degli obiettivi previsti, anche tenuto conto della progressione temporale prevista degli obiettivi da qui al 2030. A tale riguardo, occorre tener conto dei differenti contesti territoriali, sia dal punto di vista ambientale sia dal punto di vista delle altre condizioni di contesto, incluso il livello di concentrazione territoriale degli impianti, che possono richiedere l’adozione di misure specifiche per risolvere eventuali criticità

esistenti. La proposta normativa in esame è coerente con l'azione messa in atto dal Governo, volta ad assicurare le condizioni di contesto adeguate per la transizione energetica e in particolare lo sviluppo rapido di nuova capacità da fonti rinnovabili nonché il perseguimento di una maggiore autonomia e sicurezza energetica. L'intervento inoltre è coerente con le misure per l'attuazione degli investimenti inclusi nel PNRR. I destinatari della norma introdotta sono principalmente le regioni e i soggetti privati titolari di impianti alimentati a fonti rinnovabili.

Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alla precedente sezione.

(Art. 5)

Le disposizioni di cui ai primi due commi introducono un meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da impianti già esistenti alimentati a 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.

Quanto al comma 3, invece, la norma introdotta interviene sulla parte quinta del decreto legislativo n. 152 del 2006, relativa alle emissioni in atmosfera, dove è previsto un apposito titolo III dedicato alla disciplina dei combustibili. In tale titolo III si prevede (articolo 293) che, negli impianti produttivi e negli impianti termici civili, si possano utilizzare come combustibili solo i materiali e le sostanze presenti nell'elenco contenuto nell'allegato X. Tale allegato X può essere in qualsiasi momento modificato e integrato attraverso appositi decreti interministeriali ai sensi dell'articolo 281, comma 5, del decreto legislativo n. 152 del 2006. L'articolo 298, comma 2, di tale decreto legislativo richiama infatti, anche per quanto attiene alle modifiche dell'allegato X, la procedura di decretazione prevista dall'articolo 281, comma 5. In questo quadro, la Commissione prevista dall'articolo 298, comma 2-ter, ha la funzione di fornire un supporto, sul piano tecnico, all'istruttoria propedeutica all'adozione di tali decreti di modifica ed integrazione. Tale Commissione istituita nel 2016 e composta da rappresentanti di vari Ministeri (due rappresentanti del Ministero dell'ambiente (uno con funzioni di presidente), due rappresentanti del Ministero della salute, due rappresentanti del Ministero dello sviluppo economico, due rappresentanti del Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali e un rappresentante del Dipartimento per gli affari regionali della Presidenza del Consiglio dei Ministri), ha svolto la sua funzione di supporto fino al 2021. Successivamente, a seguito del trasferimento di competenze e di strutture in materia energetica dal Ministero dello sviluppo economico al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, è stato valutato che le funzioni collegate alla disciplina ambientale dei materiali combustibili siano state interamente trasferite a quest'ultimo Dicastero, con la conseguenza che una maggioranza assoluta dei componenti della Commissione afferisce oggi ad una sola amministrazione, e ciò risulta preclusivo di una corretta prosecuzione delle attività della commissione stessa.

Ai fini del ripristino delle attività della Commissione è necessario procedere con la modifica dell'art. 298 comma 2-ter, in aderenza al nuovo riparto di competenze stabilite dal legislatore.

I destinatari della norma sono principalmente i soggetti privati titolari di impianti alimentati da bioliquidi sostenibili.

Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alla precedente sezione.

(Art. 6)

I cambiamenti climatici stanno rapidamente modificando gli scenari meteorologici sulla base dei quali, nei decenni passati, è stato consolidato l'assetto attuale del sistema elettrico nazionale e, soprattutto, stanno mettendo sempre più a rischio il rispetto dei relativi standard di adeguatezza e sicurezza. Le problematiche legate all'acqua associata ai lunghi e sempre più frequenti periodi di siccità costituisce un grave problema per il funzionamento delle centrali termoelettriche a vapore, sia per una carenza diretta della risorsa, sia per una sempre maggiore temperatura della medesima, che ne rende difficoltoso l'utilizzo ai fini del raffreddamento.

In questo contesto, il problema principale da affrontare è consentire la realizzazione in tempi molto rapidi, mediante modalità di semplificazione amministrativa, sistemi di raffreddamento integrativi o alternativi nella summenzionata tipologia di impianti.

I destinatari della norma sono principalmente i soggetti privati titolari di centrali termoelettriche.

Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alla precedente sezione.

(Art. 7)

Il ruolo dello stoccaggio geologico di CO₂ (e più in generale dell'intera filiera CCS) per raggiungere la neutralità climatica è ampiamente riconosciuto, anche a livello internazionale ed europeo, per l'abbattimento delle emissioni industriali di CO₂ nei settori *Hard to abate* dove rappresenta una delle soluzioni per la decarbonizzazione più efficace e competitiva. La CCS potrebbe inoltre giocare un ruolo importante nel contributo al bilanciamento delle reti elettriche permettendo di preservare una quota di produzione di energia elettrica decarbonizzata e programmabile. In sede nazionale, nell'aggiornamento del PNIEC, è stata analizzata la capacità geologica di stoccaggio di CO₂ che può essere resa operativamente disponibile entro il 2030 (e oltre), a partire dallo sfruttamento dei giacimenti esauriti di idrocarburi *offshore*. In questo contesto è stata avviata un'analisi delle potenzialità di stoccaggio in Italia che è risultata pari a circa 2.000 Mt. Nello scenario del PNIEC, l'ammontare di emissioni di CO₂ catturate da CCS atteso al 2030 ammonta a 4 MtCO₂/anno destinati prioritariamente ai settori *Hard to abate*.

In Italia il decreto legislativo n. 162 del 2011, in attuazione della direttiva dell'Unione europea 2009/31/CE del 23 aprile 2009 (relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio e recante modifica della direttiva 85/337/CEE del Consiglio, delle direttive del Parlamento europeo e del Consiglio 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del regolamento (CE) n. 1013/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio), ha definito un quadro normativo volto a consentire lo stoccaggio della CO₂ in formazioni geologiche idonee, con l'obiettivo di contribuire al contrasto al cambiamento climatico. Detto provvedimento, tuttavia, nel recepire suddetta direttiva, ha rimandato la disciplina di specifici aspetti all'emanazione di successivi decreti ministeriali attuativi, ad oggi ancora non adottati. Nello specifico la norma prevedeva di adottare successivi decreti ministeriali per la disciplina dei seguenti aspetti:

- individuazione delle aree idonee allo stoccaggio (art. 7, comma 1), entro 24 mesi dalla data di entrata in vigore del decreto;
- criteri per la valutazione tecnica di istanze in concorrenza su una medesima area (art. 16, comma 8), entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto;
- criteri per la determinazione dell'entità della garanzia finanziaria a carico del gestore (art. 25, comma 2) entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto;
- tariffe per oneri amministrativi e istruttori (art. 27, comma 2), entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto;
- contenuti e modalità di diffusione al pubblico delle informazioni ambientali (art. 31, comma 2), entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto;
- termini e modalità del trasferimento responsabilità allo Stato a chiusura impianti (art. 24, comma 5), entro 24 mesi dall'individuazione delle aree idonee allo stoccaggio di cui al primo punto in elenco;
- contributo finanziario per il trasferimento di responsabilità (art. 26, comma 1), entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto;
- modalità accesso a reti trasporto e siti stoccaggio da parte di altri operatori (art. 28, comma 2);
- contenuti e modalità di diffusione delle informazioni al pubblico (art. 31, comma 2).

Successivamente il decreto-legge n. 76 del 2020 ha innovato il quadro normativo mediante l'introduzione di norme speciali di semplificazione. Per agevolare l'avvio dei progetti e il raggiungimento della capacità di stoccaggio, nel 2020 sono state infatti inserite nel corpo del decreto legislativo n. 162 del 2011 delle norme di semplificazione; in particolare il decreto-legge n. 76 del

2020, anche nelle more dell'adozione del Piano delle aree, ha consentito di poter autorizzare dei progetti sperimentali di stoccaggio CO₂ in via provvisoria, considerando comunque come *“siti idonei i giacimenti di idrocarburi esauriti situati nel mare territoriale e nell'ambito della zona economica esclusiva e della piattaforma continentale, per i quali il Ministero dello sviluppo economico può autorizzare i titolari delle relative concessioni di coltivazione a svolgere programmi sperimentali di stoccaggio geologico di CO₂, ai sensi delle previsioni di cui agli articoli 8, comma 7, e 14, comma 1, in quanto applicabili. I programmi sperimentali che interessano un volume complessivo di stoccaggio geologico di CO₂ inferiore a 100.000 tonnellate non sono sottoposti a valutazione ambientale”*.

In base a tale previsione normativa è stato possibile rilasciare ad Eni S.p.A., con decreto del 26 gennaio 2023, l'autorizzazione unica per svolgere un programma sperimentale - denominato “CCS Ravenna Fase 1” - di cattura, trasporto e stoccaggio geologico di anidride carbonica (CO₂) proveniente dalla centrale di ENI di Casalborgone (RA) per un volume pari a 25.000 tonnellate all'anno e con una durata di iniezione pari ad un massimo di due anni (eventualmente prorogabile per massimo due anni), nel complesso di stoccaggio individuato dal livello esaurito PL2-C del campo Porto Corsini Mare Ovest, nell'ambito dell'area di coltivazione di idrocarburi a gas offshore “A.C26.EA”, operante in forza della concessione rilasciata alla stessa ENI S.p.A. La realizzazione del progetto “CCS Ravenna Fase 1” potrebbe rappresentare un primo passo verso la realizzazione di un progetto ben più grande, di interesse anche europeo. Si è reso tuttavia necessario per l'Italia definire un quadro normativo completo e coerente che disciplinasse specificatamente il passaggio dal progetto sperimentale ad un progetto industriale più grande, non provvisorio e con una portata di stoccaggio ben più grande, in grado di supportare il rapido dispiegamento di opportunità di stoccaggio geologico a lungo termine, lo sviluppo di progetti di cattura e la graduale crescita delle infrastrutture di trasporto, compresi i flussi transfrontalieri.

Con l'intervento normativo in parola si sono voluti quindi colmare i gap normativi e procedurali relativi al processo di autorizzazione allo stoccaggio nonché definire un assetto regolatorio per l'intera filiera, compresa l'attività di trasporto, l'accesso alle reti, i costi e le modalità di remunerazione del servizio. Tra i potenziali destinatari del provvedimento si ha, al momento, sicuramente Eni S.p.A. in quanto attualmente è l'unica titolare di un'autorizzazione a svolgere il progetto sperimentale di cattura e stoccaggio di CO₂, con l'intenzione di trasformarlo poi in avanti in un progetto industriale definitivo; gli ulteriori operatori interessati, secondo prime stime, potrebbero essere circa due o tre. Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alla precedente sezione.

(Art. 8)

La proposta normativa, avente carattere ordinamentale, non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Allo stanziamento delle occorrenti risorse finanziarie si provvederà, infatti, mediante successivi interventi legislativi. Segnatamente, la proposta 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”*. Queste soluzioni sono, infatti, particolarmente rilevanti in Italia dove la conformazione dei fondali marini limita fortemente l'utilizzo di fondazioni fisse che devono essere installate e fissate al fondo del mare a profondità massime di 50-60 metri e sono, pertanto, quelle privilegiate dalla regolazione e richieste dal mercato. Da un punto di vista industriale, lo sviluppo di tali aree è un fattore abilitante ed indispensabile per la realizzazione di impianti *off-shore*. Si tratta di un mercato ancora non sviluppato in Italia ma che presenta grosse potenzialità. La norma individua, al fine di sostenere una filiera per la progettazione e l'assemblaggio di piattaforme galleggianti 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.

Destinatari della norma sono soggetti privati che manifesteranno interesse per la individuazione di aree demaniali marittime destinate 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.

Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alla precedente sezione.

(Art. 9)

L'intervento è rivolto ad affrontare e risolvere alcune problematiche in materia adeguamento delle infrastrutture di rete dinanzi ai processi di decarbonizzazione e di transizione verso modelli di generazione diffusa dell'energia elettrica da fonti di energia rinnovabile, con conseguente raggiungimento degli obiettivi PNRR. In particolare, l'intento è quello di conseguire gli obiettivi di smartizzazione delle infrastrutture di rete previsti dal PNRR (progetti "Smart Grid"), attraverso la semplificazione delle procedure amministrative per la realizzazione di cabine primarie ed elettrodotti. Gli obiettivi perseguiti dall'intervento sono duplici. Da una parte si prevede a fini informativi l'istituzione di un Portale digitale contenente i dati e le informazioni, inclusi quelli relativi alla localizzazione, degli interventi di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale e le richieste di connessione alla stessa, oltre che le relazioni di monitoraggio sullo stato di avanzamento dei procedimenti di connessione alla rete medesima. Dall'altra, viene introdotta una nuova disciplina semplificativa per le procedure amministrative per la realizzazione di cabine primarie ed elettrodotti, al fine di consentire una celere realizzazione di progetti c.d. "Smart grid". Giova evidenziare che la realizzazione dei progetti "Smart grid" garantisce 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.

Destinatari del provvedimento sono Terna S.p.a. e i soggetti privati interessati dal nuovo procedimento autorizzativo per progetti ammessi ai finanziamenti di cui all'investimento 2.1, Componente 2, Missione 2, del PNRR.

Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alla precedente sezione.

(Art. 10)

La norma, come anticipato nella precedente sezione, persegue l'obiettivo di realizzare sistemi di teleriscaldamento ovvero di teleraffrescamento efficiente o l'ammodernamento di sistemi esistenti ponendosi, pertanto, in tale contesto tematico. A tale fine, prevede il riconoscimento di agevolazioni ai progetti elencati nell'allegato 1 del decreto del direttore generale della Direzione generale incentivi energia del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) 23 dicembre 2022, n. 435. Tali agevolazioni sono riconosciute solo a progetti che non risultino finanziati a valere sulle risorse del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), Investimento 3.1, Missione 2, Componente 3. Agli oneri derivanti dalla norma, che ammontano complessivamente a 96.718.200 euro, si provvede a valere sulle quote dei proventi derivanti dalle aste CO₂ maturate nell'anno 2022 di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Il comma 2 dispone, con riguardo ai proventi delle aste CO₂ maturate nel 2022 che, il 50% dei proventi medesimi, è assegnato complessivamente ai Ministeri dell'ambiente e della sicurezza energetica e delle imprese e del made in Italy, nella misura dell'80% al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e del 20% al Ministero delle imprese e del made in Italy.

Si osserva, per completezza, 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, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 25 del 2022, la somma di euro 1.200.000.000,00, 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, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 23 del 2023.

Di conseguenza, l'importo da ripartire tra il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 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 e della sicurezza energetica, 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.

La norma è rivolta a soggetti privati detenenti sistemi di teleriscaldamento ovvero di teleraffrescamento efficiente o l'ammodernamento di sistemi esistenti.

Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alla precedente sezione.

(Art. 11)

Come anticipato nella precedente sezione, l'articolo 11 reca numerose modifiche alla disciplina per l'individuazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi da realizzare nell'ambito del Parco Tecnologico. La maggior parte di tali modifiche è finalizzata a disciplinare un procedimento alternativo, a quello attualmente previsto per l'individuazione del sito del Deposito (che si basa sulla redazione di una Carta nazionale delle aree idonee - CNAI), che prevede la presentazione di autocandidature e, sulla base di queste, la predisposizione di una Carta nazionale delle aree autocandidate (CNAA). In relazione alle modifiche introdotte, si evidenzia altresì quanto segue; sommando le tempistiche previste dal decreto legislativo n. 31 del 2020 (come modificato dalla disposizione in esame, con specifico riferimento all'articolo 27), incluse quelle relative alla procedura di VAS (della durata di circa 5 mesi), l'adozione del decreto di approvazione della CNAA, da parte dei Ministri competenti, avverrà entro massimo 12 mesi dalla data di entrata in vigore del decreto-legge. In questa eventualità, le successive fasi procedurali risulteranno notevolmente semplificate nonché facilitate, in quanto si passerà direttamente al raggiungimento dell'intesa delle Regioni nel cui territorio ricadono le aree autocandidate, o del Ministero della difesa in relazione alle strutture militari, alle indagini tecniche su tali aree. In alternativa, in assenza di autocandidature, o nel caso che le medesime non siano risultate idonee, il decreto di approvazione della CNAI avverrà entro massimo 9 mesi. L'*iter* procedurale proseguirà, quindi, come già previsto dall'articolo 27 del decreto legislativo n. 31 del 2010, con tempistiche attese tuttavia ragionevolmente più lunghe in ragione della necessità preventiva di raggiungere l'intesa con le regioni o i territori interessati.

I destinatari dell'intervento sono pubbliche amministrazioni a carattere nazionale e territoriale, nonché Sogin S.p.a..

Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alla precedente sezione.

(Art. 14)

L'articolo 14 costituisce attuazione della legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza), come successivamente modificata dal decreto-legge n. 176 del 2022, 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 (all'articolo 1, commi 50 e 60), termini specifici per la cessazione del regime di interventi pubblici di fissazione dei prezzi, distintamente per le piccole e microimprese del settore elettrico e per i clienti domestici. In considerazione delle disposizioni di cui alla suddetta legge n. 124 del 2017, il servizio di maggior tutela per l'energia elettrica è cessato, a partire 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 dal 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 gradualì*” (STG), volto ad assicurare la fornitura ai 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 con asta (aste per le tutele gradualì – STG).

In particolare, l'individuazione dei fornitori del STG avviene sulla base di procedure concorsuali svolte dall'Acquirente Unico S.p.A. In considerazione del suddetto quadro normativo in cui l'intervento sopracitato si inserisce, si evidenzia che nel corso degli ultimi anni ARERA ha provveduto a adottare le necessarie deliberazioni; al contempo, anche il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha adottato i provvedimenti di rispettiva competenza. Con decreto ministeriale del 18 maggio 2023, ai sensi di quanto previsto dal comma 60-*bis* dell'articolo 1 della legge 4 agosto 2017, n. 124, il Ministero ha definito le modalità e i criteri per un ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero. Per i clienti domestici rientranti nella categoria di cui all'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo n. 210 del 2021, è previsto che il superamento dell'attuale regime avvenga mediante l'introduzione di una specifica disciplina a tutela dei clienti vulnerabili, coerente con la direttiva (UE) 2019/944. Si evidenzia, peraltro, che il menzionato decreto ministeriale 18 maggio 2023 prevede la necessità di una massiccia campagna informativa per accompagnare i clienti domestici nel mercato libero dell'energia, da effettuarsi con adeguata tempestività e periodicità in modo da fornire opportuni strumenti informativi ai clienti stessi. L'esigenza di un'ideale campagna informativa diviene ancor più sentita in considerazione delle perturbazioni accadute in tempi recenti sui prezzi dei mercati energetici. In base al quadro sopra rappresentato, la presente disposizione mira a conseguire un'importante razionalizzazione e semplificazione delle competenze, azioni e misure messe in campo per la tutela dei consumatori energetici e del servizio idrico integrato, con particolare riferimento alla fine del servizio di maggior tutela per i clienti domestici; questa la platea di soggetti (privati) investiti dal provvedimento normativo.

Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alla precedente sezione.

(Art. 19)

Relativamente al **comma 1**, si evidenzia quanto segue. Ai sensi della normativa vigente, i commi 5-*bis* e 5-*ter* dell'articolo 184-*quater* riguardano disposizioni per favorire, in un'ottica di economia circolare, l'innovazione tecnologica e la sicurezza del trasporto marittimo attraverso il riutilizzo dei materiali derivanti dall'escavo di fondali di aree portuali e marino-costiere. A tal fine è prevista l'adozione di un decreto del Ministro della transizione ecologica, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili, contenente le norme tecniche per il riutilizzo dei sedimenti dragati secondo le migliori tecnologie disponibili.

Nel riferire che il decreto interministeriale non è stato ancora adottato, si segnala che la previsione sopra riportata non ha più ragion d'essere in quanto le norme tecniche per il riutilizzo dei sedimenti dragati sono contenute nello schema di decreto recante “*Disposizioni per la semplificazione della disciplina inerente la gestione delle terre e rocce da scavo*” predisposto ai sensi dell'articolo 48 del decreto-legge n. 13 del 2023, attualmente in fase di consultazione pubblica e di prossima emanazione. Al contempo risulta quindi necessario sopprimere le parole “, e salve le ulteriori specificazioni tecniche definite ai sensi del comma 5-*ter* del presente articolo” di cui al comma 5-*bis* dell'articolo 184-*quater* del decreto legislativo n. 152 del 2006, in quanto è esplicitamente richiamato il comma 5-*ter* del quale si propone abrogazione.

La disposizione di cui trattasi, interessa il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica nonché gli operatori privati interessati dalla gestione delle terre e rocce da scavo.

Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alla precedente sezione.

Relativamente **al comma 2**, si evidenzia quanto segue. Con l'articolo 11, comma 2, del decreto-legge in oggetto si propone l'abrogazione dell'articolo 33-ter del decreto-legge n. 77 del 2021. La norma da abrogare dispone che con decreto dei Ministri dell'economia e delle finanze e della transizione ecologica, su proposta di ARERA, siano rideterminate le modalità di riscossione degli oneri generali di sistema prevedendo in particolare che, anche attraverso l'avvalimento di un soggetto terzo, le partite finanziarie afferenti agli oneri siano destinate alla CSEA senza entrare nella disponibilità dei venditori. Gli oneri generali di sistema sono componenti delle bollette dell'energia elettrica destinate alla copertura di costi per attività di interesse generale per il sistema elettrico nazionale e rappresentano una quota crescente e sempre più significativa della spesa totale annua di energia elettrica a carico degli utenti finali.

Le attuali modalità di riscossione degli oneri generali di sistema, come definite da ARERA in attuazione del Decreto legislativo n. 79 del 1999, prevedono che gli oneri generali siano fatturati dalle imprese distributrici ai venditori come "*maggiorazioni del servizio di trasporto*" (servizio erogato, appunto, dalle imprese distributrici ai venditori che necessitano di accedere e utilizzare la rete elettrica per poter dare esecuzione fisica ai contratti di fornitura di energia ai clienti finali); a loro volta i venditori fatturano gli oneri generali ai clienti finali nella bolletta. I venditori, indipendentemente dall'ammontare che incassano dai clienti finali, sono tenuti a versare alle imprese distributrici il totale degli oneri generali di sistema che dalle stesse imprese distributrici sono loro stati fatturati. A loro volta le imprese distributrici sono tenute a versare alla CSEA l'ammontare totale degli oneri generali di sistema fatturati ai venditori, indipendentemente dall'ammontare che incassano da questi.

Al fine di dare attuazione alle disposizioni di cui al citato articolo 33-ter del decreto-legge n. 77 del 2021, ARERA, con la delibera 17 maggio 2022 216/2022/R/eel, ha formulato e sottoposto al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica nonché al Ministero dell'economia e delle finanze la propria proposta di revisione del modello di riscossione degli oneri generali di sistema. Le soluzioni individuate sono state esaminate dalle Amministrazioni interessate, congiuntamente alla stessa Autorità, e non sono state ritenute percorribili per gli eccessivi impatti amministrativi ed economici sul sistema, che si tradurrebbero in maggiori costi per i clienti finali. Infatti, dalle analisi sugli impatti effettuate dall'ARERA, è emerso che, venendo meno l'onere in capo ai venditori di versare alle imprese distributrici l'ammontare degli oneri generali di sistema, si ridurrebbe il livello di incasso del Sistema, a causa di inadempimenti e ritardi di pagamento da parte dei clienti finali, con necessità di adeguare le aliquote degli oneri generali di sistema per coprire finanziariamente tale riduzione/ritardo di flussi di cassa, stimata in un intervallo compreso tra 800M€ e 970M€, con conseguente impatto sui clienti finali (delibera 216/2022/R/eel). È inoltre emerso che il passaggio alla nuova modalità di riscossione comporterebbe costi di implementazione e di funzionamento del nuovo modello per i venditori, che presumibilmente si rifletterebbero sui prezzi offerti ai clienti finali, costi risultati difficilmente stimabili. Inoltre, l'attuazione del nuovo modello richiederebbe una serie di interventi in capo alle Istituzioni competenti per l'adeguamento di taluni strumenti, con particolare riferimento alla CSEA, agli istituti bancari e all'attività regolatoria dell'ARERA. I costi discendenti dall'attuazione della norma non risulterebbero adeguatamente bilanciati dai benefici, derivanti dal sottrarre alla disponibilità dei venditori gli oneri generali di sistema versati dai clienti finali, stimabili: nell'ordine di 100-150M€/anno di risparmio a favore dei venditori per la riduzione del livello delle garanzie loro richieste; nonché in un risparmio per il Sistema dovuto alla dismissione dei meccanismi correlati alle attuali modalità di riscossione, corrispondente all'azzeramento delle partite di reintegrazione alle imprese distributrici collegate alla morosità a lungo termine, che oggi trovano copertura tramite l'adeguamento dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema stessi, con un valore medio annuo di 50M€ (delibera 216/2022/R/eel). Si è quindi giunti alla conclusione della non opportunità di riformare l'attuale sistema di riscossione degli oneri generali di sistema, con conseguente necessità di abrogare la norma di riferimento. Questo il contesto in cui si inserisce la norma e il relativo intervento abrogativo disposto dal presente comma 2 del decreto-legge n. 181 del 2023. Soggetti interessati dal provvedimento di cui trattasi risultano essere le pubbliche

amministrazioni interessate nonché i soggetti privati tenuti a pagare gli oneri generali di sistema all'interno delle bollette dell'energia elettrica.

Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alla precedente sezione.

Relativamente al **comma 3**, si evidenzia quanto segue. La norma oggetto della presente analisi è stata elaborata in seguito alle valutazioni svolte sulla normativa nazionale e regionale. In particolare, è stata esaminata in primo luogo la normativa a livello nazionale in materia di illuminazione pubblica. Al riguardo, è stata analizzata l'opportunità di procedere con l'abrogazione dell'articolo 19-ter anche alla luce di quanto previsto dal decreto del ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 28 marzo 2018, recante "*Criteri ambientali minimi per l'affidamento del servizio di illuminazione pubblica.*" (CAM). Tale provvedimento, infatti, ha già introdotto requisiti minimi cogenti e prescrittivi per quanto concerne le sorgenti luminose, gli apparecchi, nonché per la progettazione di impianti per l'illuminazione pubblica. Inoltre, per quanto riguarda i requisiti dei sistemi di modulazione e interruzione programmata o adattiva del servizio le relative specifiche tecniche sono analizzate nel dettaglio le norme UNI di riferimento. Nello specifico la norma UNI 11248.2016 definisce i requisiti per i sistemi adattivi, con particolare riferimento ai sistemi FAI (*Full Adaptive Installations*) dotati di lampade a LED e sensoristica avanzata, in grado di determinare l'illuminazione più idonea analizzando il traffico, le condizioni meteorologiche e la luminanza del manto stradale. In proposito, si rappresenta che per quanto riguarda la normativa regionale alcuni enti territoriali hanno già promulgato leggi sull'inquinamento luminoso e sull'efficienza energetica degli impianti di illuminazione pubblica, le quali contengono prescrizioni talvolta più restrittive rispetto ai predetti CAM. Tra queste si annoverano, ad esempio, la legge regionale Lombardia 5 ottobre 2015 n. 31, la legge regionale Veneto del 7 agosto 2009, n. 17 e la legge regionale Emilia-Romagna, 29 settembre 2003, n. 19. La presenza di numerose e dettagliate disposizioni normative in materia di illuminazione pubblica, sia a livello nazionale che a livello locale nonché la presenza di molteplici normative tecniche, hanno evidenziato la necessità di evitare di adottare ulteriori disposizioni normative. Soggetti interessati dal presente intervento sono, pertanto, le regioni.

Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alla precedente sezione.

Relativamente al **comma 4**, si evidenzia quanto segue. Con l'articolo 11, comma 4, del decreto-legge in oggetto si propone l'abrogazione dell'articolo 11, comma 1-ter, del decreto-legge n. 176 del 2022, recante "*Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica*". Mediante decretazione d'urgenza, la norma di cui si propone l'abrogazione ha previsto il diritto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica di accedere ai dati del Sistema informativo integrato utili a valutare l'impatto di finanza pubblica dei possibili interventi di politica economica, demandando a un decreto dello stesso dicastero, di concerto con il Ministero dell'economia e delle finanze e sentito il Garante per la protezione dei dati personali, l'individuazione di possibili ulteriori informazioni di interesse, i tempi e le modalità di trasmissione idonee ad assicurare la riservatezza. La proposta di abrogazione è motivata dalla circostanza che, ai sensi dell'articolo 48, comma 7, del decreto legislativo n. 199 del 2021, il Ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica già può accedere alle informazioni di interesse, laddove si prevede che Acquirente Unico S.p.A., gestore del Sistema informativo integrato, fornisca al Ministero medesimo le informazioni rilevanti ai fini dell'attività di governo che si rendano di volta in volta necessarie. Peraltro, il citato articolo 48 attribuisce al Ministero una più ampia possibilità di accesso alle informazioni, in base alle necessità individuabili volta per volta, mentre la norma di cui si propone l'abrogazione impone l'adozione di un decreto del Ministro con il quale individuare le possibili informazioni di interesse, con la previsione di un adempimento amministrativo ultroneo.

Destinatario del provvedimento, è pertanto, principalmente il Ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica.

Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alla precedente sezione.

2. OBIETTIVI DELL'INTERVENTO E RELATIVI INDICATORI

2.1 Obiettivi generali e specifici

In questa sezione si riportano gli obiettivi che hanno guidato la formulazione dell'intervento normativo, gerarchicamente e temporalmente articolati e coerenti con i problemi di cui alla sezione 1.

(Art. 1)

La proposta normativa in esame ha come obiettivo, da una parte, garantire la ripresa economica del Paese, dall'altra, sostenere la produzione dei settori e delle imprese maggiormente colpiti dalla congiuntura geopolitica ed economica attuale, contenendo i costi energetici, attraverso sia un maggior ricorso all'autoproduzione da fonti rinnovabili sia attraverso meccanismi contrattuali volti a stabilizzare i costi energetici nel tempo e dall'altra a promuovere lo sviluppo di nuova capacità da fonti rinnovabili in modo da facilitare il raggiungimento degli obiettivi previsti dal PNIEC.

Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alle precedenti sezioni.

(Art. 2)

Come premesso al paragrafo precedente, obiettivo generale della norma è rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale a prezzi ragionevoli; obiettivo specifico, invece, è supportare i settori produttivi maggiormente colpiti dal significativo aumento e volatilità dei prezzi del gas. Con tali finalità, l'intervento si pone nell'ottica di superare le criticità attuative della normativa vigente e di rafforzare ulteriormente l'obiettivo di incremento della produzione nazionale di gas naturale da destinare, a prezzi calmierati, i via prioritaria ai clienti finali industriali a forte consumo energetico. Entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore della norma, il gruppo GSE avvierà pertanto, su direttiva del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, le procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale, invitando a partecipare a dette procedure i titolari di concessioni di coltivazione di gas che hanno impianti di coltivazione in tutto o in parte in aree "idonee" secondo il PiTESAI, considerando a tal fine i soli "vincoli assoluti" previsti dallo stesso Piano, già costituiti/istituiti al momento di entrata in vigore del decreto in questione nonché garantendo, per quanto ivi non previsto, il rispetto della normativa eurounitaria e degli accordi internazionali. Detti concessionari, nelle aree idonee come sopra specificato, potranno effettuare ogni intervento necessario, previa valutazione di impatto ambientale se richiesta, per ottimizzare e/o sviluppare la produzione o la ricerca di gas nell'ambito delle concessioni esistenti purché in aree non colpite da rilevanti vincoli ambientali, previsti dal PiTESAI. Sono altresì ammessi a partecipare alle procedure in parola anche i titolari di concessioni che insistono in una particolare area dell'alto Adriatico (tra il 45° parallelo e il parallelo che dista 40 Km a sud di questo, a 9 miglia dalla costa) che da anni, in virtù di un divieto normativo, sono ferme con la realizzazione delle infrastrutture produttive e/o con la produzione di gas nonostante le rilevanti riserve accertate; relativamente alla predetta area, sono fatti salvi anche i titolari di permessi di ricerca che hanno presentato istanza di concessione o che possono presentarla in ragione del fatto che hanno già rinvenuto riserve certe maggiori di 500 milioni di metri cubi di gas, quale soglia quantitativa di gas ritenuta di pubblico interesse. Infine, in deroga al divieto di attività *upstream offshore* di cui all'art. 6, comma 17, del decreto legislativo n. 152 del 2006, possono manifestare interesse per dette procedure anche i titolari di permessi di ricerca che abbiano rinvenuto riserve certe pari ad almeno 500 milioni di metri cubi di gas, che presentano richiesta per la messa in produzione del giacimento purché questo insista in un'area che va oltre le 9 miglia (e non più 12 come previsto dal decreto legislativo n. 152 del 2006) dalla costa e dal perimetro esterno delle aree marine e costiere protette. Ciò rispettando comunque tutti i criteri e gli standard di sicurezza necessari, anche sul tema della subsidenza. I predetti soggetti potranno manifestare interesse, comunicando un programma di produzione per la durata di vita utile del giacimento, indicando i possibili sviluppi, incrementi o ripristini, i tempi di realizzazione, il profilo atteso di produzione e i relativi investimenti necessari.

La manifestazione di interesse reca inoltre l'impegno a presentare una relazione in ordine al costo della produzione incrementale di gas, nonché a cedere il gas prodotto al punto di scambio virtuale e a mettere a disposizione del Gruppo GSE un quantitativo di diritti sul gas corrispondente ai volumi produttivi annui attesi a un prezzo pari al costo asseverato.

Una volta presentata la manifestazione di interesse, gli stessi soggetti potranno chiedere all'Amministrazione le proroghe, le concessioni e/o le autorizzazioni necessarie per l'implementazione delle opere da realizzare ai fini dell'avvio, della prosecuzione e/o dell'incremento/ottimizzazione della produzione nazionale di gas e l'Amministrazione è tenuta a rilasciarle nel termine di 3 mesi. I citati provvedimenti avranno efficacia condizionata all'effettiva sottoscrizione dei contratti di vendita/acquisto gas. I diritti sul gas di nuova produzione saranno quindi ceduti dal gruppo GSE a favore, in via prioritaria, dei clienti industriali a forte consumo di gas naturale, aventi diritto alle agevolazioni di cui al decreto del Ministro della transizione ecologica 21 dicembre 2021. I soggetti legittimati possono fare richiesta per quantitativi pari al prodotto tra il consumo medio, 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 i 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. I diritti offerti e aggiudicati saranno remunerati da parte del Gruppo GSE a un corrispettivo pari ai costi definiti asseverati. Dal punto di vista finanziario, la misura è quindi strutturata in modo da assicurare l'equilibrio tra il costo sostenuto dal GSE per remunerare la produzione incrementale di gas naturale approvigionata e i ricavi provenienti dalla cessione ai clienti finali dei diritti sui medesimi quantitativi di gas. Eventuali proventi infra-marginali in esito all'aggiudicazione delle aste di allocazione, saranno 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. In conclusione, quindi, la misura è volta, dunque, ad incrementare e valorizzare la produzione di gas nazionale, per contrastare l'aumento del prezzo del gas, rendendolo disponibile, in tempi brevi, al settore produttivo, al fine di sostenere la ripresa economica attraverso contratti di medio termine e condizioni svincolate dalle quotazioni spot, pur mantenendo ferma la traiettoria di uscita dalle fonti fossili.

Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alle precedenti sezioni.

(Art. 3)

La proposta ha come obiettivo quello di raggiungere i target di decarbonizzazione al 2030 e di aumentare la sicurezza energetica nazionale, promuovendo gli investimenti nel settore geotermoelettrico. Tale obiettivo si concretizza in 3 specifici interventi. Con il primo, in particolare, è previsto che per le concessioni riferite ad impianti per produzione di energia elettrica, le cui scadenze sono allineate al 2024, il termine per l'indizione della gara previsto dall'articolo 9, comma 1, del medesimo decreto legislativo n. 22 del 2010, è stabilito in due anni prima della scadenza delle concessioni stesse. Contestualmente, il termine di scadenza delle concessioni di coltivazione della risorsa geotermica, fissato, oggi, alla data del 31 dicembre 2025 è prorogato, per il tempo strettamente necessario al completamento del riordino della normativa di settore e, comunque, non oltre il 31 dicembre 2026. Viene inoltre introdotta la possibilità da parte dei concessionari di predisporre su richiesta delle autorità competenti di un "Piano pluriennale per la promozione degli investimenti" con il fine dichiarato di rafforzare l'autonomia energetica nazionale, nonché il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alle precedenti sezioni.

(Art. 4)

La proposta normativa in esame è finalizzata ad assicurare il raggiungimento degli obiettivi previsti dal PNIEC di sviluppo di nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili, favorendo un maggiore impegno delle regioni nell'adozione delle misure necessarie a favorire detto sviluppo nei rispettivi territori. In particolare, la proposta normativa, per finalità di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale, dispone che parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di anidride carbonica in un arco temporale che va da 2024 al 2032, unitamente ad un contributo annuo dovuto dai titolari di impianti di potenza superiore a 20 kW, siano assegnati ad un apposito fondo presso il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica da ripartire tra le regioni che utilizzano tali risorse per l'adozione di misure per la decarbonizzazione e la promozione dello sviluppo sostenibile del territorio. Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alle precedenti sezioni.

(Art. 5)

Obiettivi specifici dei primi due commi dell'articolo sono quelli di introdurre nell'ordinamento uno strumento volto a sostenere la produzione di energia da impianti a bioliquidi sostenibili e l'immissione nella rete nazionale della medesima energia prodotta, prevedendo altresì l'applicazione di prezzi minimi garantiti per un periodo transitorio, in attesa dell'entrata in vigore del meccanismo. Obiettivo del comma 3 del medesimo articolo 5 è quello di modificare il comma 3-ter dell'articolo 298 del decreto legislativo n. 152 del 2006, al fine di ripristinare la corretta rappresentatività di tutte le Amministrazioni coinvolte nel processo istruttorio per l'aggiornamento dell'elenco dei combustibili ammessi contenuti nell'allegato X alla parte quinta del decreto legislativo n. 152 del 2006, in aderenza al nuovo riparto di competenze in materia. Il mancato funzionamento della Commissione non consente infatti al Ministero dell'ambiente di avvalersi del suo organismo di supporto alla valutazione alle domande di inserimento di nuovi combustibili nel citato allegato pervenute da enti pubblici e regioni. Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alle precedenti sezioni.

(Art. 6)

Al fine di risolvere le problematiche descritte nella precedente sezione, è indispensabile dotare le centrali a vapore di sistemi di raffreddamento alternativi in grado di evitare o ridurre al minimo il consumo di acqua. Si tratta in particolare di interventi in grado di risparmiare ingenti quantità di acqua di raffreddamento evitandone il prelievo dal mare e/o da acque interne, ovvero la realizzazione di condensatori ad aria. L'obiettivo della proposta è, quindi, quello di accelerare le procedure autorizzative e semplificarne i passaggi al fine di realizzare gli interventi in tempi utili a fronteggiare le sempre più probabili situazioni emergenziali legate alla carenza di acqua e all'incremento delle temperature. Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alle precedenti sezioni.

(Art. 7)

L'intervento normativo si pone l'obiettivo di disciplinare, in modo organico e completo, le attività di stoccaggio di CO₂ in modo da rendere possibile la presentazione e la procedibilità delle istanze presentate consentire agli operatori interessati al settore di avere un quadro completo e stabile per la definizione dei propri progetti e la programmazione dei relativi investimenti. Ulteriore obiettivo è quello di predisporre uno studio che approfondisca i diversi aspetti tecnici ed economici necessari a dar luogo ad una regolamentazione dell'accesso alle reti di trasporto secondo criteri non discriminatori, flessibili e trasparenti. Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alle precedenti sezioni.

(Art. 8)

La misura è finalizzata a rimuovere le barriere logistiche e infrastrutturali per lo sviluppo di progetti eolici *offshore* intervenendo nel rispetto della legge n. 84 del 1994, che definisce e disciplina l'ordinamento e le attività portuali prevedendo l'individuazione di apposite aree per la 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 relative infrastrutture elettriche. Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alle precedenti sezioni.

(Art. 9)

Obiettivo principale dell'intervento è quello di consentire il raggiungimento degli obiettivi PNRR in tema di adeguamento delle infrastrutture di rete dinanzi ai processi di decarbonizzazione e di transizione verso modelli di generazione diffusa dell'energia elettrica da fonti di energia rinnovabile. In particolare, l'intento è quello di conseguire gli obiettivi di smartizzazione delle infrastrutture di rete previsti dal PNRR (progetti "Smart Grid"), attraverso la semplificazione delle procedure amministrative per la realizzazione di cabine primarie ed elettrodotti. Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alle precedenti sezioni.

(Art. 10)

Obiettivo specifico dell'intervento è quello di realizzare sistemi di teleriscaldamento ovvero di teleraffrescamento efficiente o l'ammodernamento di sistemi esistenti. A tale fine, si prevede il riconoscimento di agevolazioni ai progetti elencati nell'allegato 1 al decreto del direttore generale della Direzione generale incentivi energia del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) 23 dicembre 2022, n. 435. Tali agevolazioni sono riconosciute solo a progetti che non risultino finanziati a valere sulle risorse del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), Investimento 3.1, Missione 2, Componente 3. Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alle precedenti sezioni.

(Art. 11)

Gli obiettivi perseguiti dall'intervento sono quelli di favorire il raggiungimento di una soluzione condivisa per la localizzazione del Deposito nazionale, incluso in un Parco Tecnologico comprensivo di un Centro di studi e sperimentazione, destinato ad accogliere i rifiuti radioattivi generati da attività pregresse di impianti nucleari e similari, nel territorio nazionale. Per il raggiungimento di detto fine, si interviene apportando modifiche e integrazioni al sopraccitato Titolo III del decreto legislativo 15 n. 31 del 2010, per quanto concerne, nello specifico, la procedura di localizzazione del Deposito nazionale. L'urgenza della misura proposta è da ricercarsi nell'esigenza di giungere, in tempi rapidi, alla localizzazione e alla successiva messa in esercizio del Deposito nazionale, così da accelerare le attività di *decommissioning* delle installazioni nucleari e provvedere allo stoccaggio dei rifiuti nucleari trattati derivanti dal riprocessamento all'estero del combustibile irraggiato e che, sulla base degli accordi sottoscritti, ci siamo impegnati a ricevere entro termini dati ormai scaduti o in scadenza. La disposizione, al fine di favorire una maggiore partecipazione al processo di identificazione del sito unico nazionale, introduce la possibilità, da parte di enti territoriali e strutture militari non precedentemente compresi nella proposta di Carta Nazionale delle Aree Idonee alla localizzazione del Deposito nazionale (CNAI), di formulare istanza per una nuova valutazione dei territori di propria competenza, al fine di verificare la possibilità dell'inserimento di detti territori, qualora se ne riscontrassero i requisiti, in un'apposita proposta di Carta nazionale delle aree autocandidatate (CNAA). Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alle precedenti sezioni.

(Art. 14)

La norma di cui all'articolo 14 mira a conseguire un'importante razionalizzazione e semplificazione delle competenze, azioni e misure messe in campo per la tutela dei consumatori energetici e del servizio idrico integrato, con particolare riferimento alla fine del servizio di maggior tutela per i clienti domestici. 1. Ciò al fine di prevenire ingiustificati aumenti dei prezzi e alterazioni delle condizioni di fornitura di energia elettrica in esito alle procedure competitive per l'assegnazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici senza fornitore di energia elettrica, nonché di assicurare un'adeguata informazione dei clienti domestici, inclusi i clienti vulnerabili, in ordine alle conseguenze derivanti

dalla cessazione del servizio di maggior tutela e dall'avvio del servizio a tutele gradualità. Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alle precedenti sezioni.

(Art. 19)

Relativamente al **comma 1**, si evidenzia quanto segue. Gli obiettivi che hanno guidato la formulazione del presente intervento normativo riguardano l'abrogazione del comma 5-ter dell'articolo 184-*quater* del decreto legislativo n. 152 del 2006, in quanto le norme tecniche per il riutilizzo dei sedimenti dragati sono contenute nello schema di decreto recante "*Disposizioni per la semplificazione della disciplina inerente la gestione delle terre e rocce da scavo*" predisposto ai sensi dell'articolo 48 del decreto-legge n. 13 del 2023 di prossima emanazione. Al contempo risulta necessario sopprimere le parole "*; e salve le ulteriori specificazioni tecniche definite ai sensi del comma 5-ter del presente articolo*" di cui al comma 5-*bis* dell'articolo 184-*quater* del decreto legislativo n. 152 del 2006, in quanto è esplicitamente richiamato il comma 5-*ter* del quale si propone abrogazione. Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alle precedenti sezioni.

Relativamente al **comma 2**, si evidenzia che l'obiettivo dell'intervento è mantenere in vigore l'attuale modello di riscossione degli oneri generali di sistema al fine di evitare gli eccessivi impatti amministrativi ed economici che deriverebbero dalla revisione del modello e si tradurrebbero in maggiori costi per il Sistema e per i clienti finali (su cui si rimanda al punto 1, lettera a). Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alle precedenti sezioni.

Relativamente al **comma 3**, si evidenzia che obiettivo dell'intervento in esame è quello di espungere dall'ordinamento nazionale la disposizione che rimetteva ad un decreto del Ministro della transizione ecologica, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e con il Ministro dell'economia e delle finanze, la definizione degli standard tecnici e delle 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. Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alle precedenti sezioni.

Relativamente al **comma 4**, si evidenzia che obiettivo dell'intervento è coordinare la norma di cui si propone l'abrogazione con disposizioni normative vigenti, evitando la duplicazione delle previsioni e superflui adempimenti a carico del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Per completezza di trattazione, si rimanda, comunque, alle precedenti sezioni.

2.2 Indicatori

Si riportano gli indicatori, preferibilmente quantitativi, associati agli obiettivi.

(Art. 1)

In relazione agli obiettivi generali e specifici sopra delineati, gli indicatori di riferimento riguardano il numero delle imprese energivore interessate nonché l'incremento della capacità di generazione da fonti rinnovabili, articolata per tecnologia di riferimento (fotovoltaico, eolico e idroelettrico).

(Art. 2)

Si ritiene, da una prima verifica effettuata, che possano essere invitati a dette procedure circa 10 operatori, per un totale di circa 70 concessioni in essere a terra e a mare (circa 10 in più rispetto alla precedente versione della norma), un permesso di ricerca e un'istanza di concessione, per un incremento della produzione di gas nazionale di circa 4 milioni di metri cubi. Tale stima non tiene conto del possibile contributo incrementale della produzione che potrà derivare da interventi tecnici di ottimizzazione dell'attività di recupero/estrazione del gas che gli operatori potranno valutare di mettere in campo, anche per la realizzazione di nuove infrastrutture minerarie per la ricerca e lo sviluppo della produzione di gas nell'ambito di concessioni esistenti.

I destinatari dell'intervento sono sia le società che operano in Italia per la produzione di gas, che potranno cedere il gas prodotto a prezzi calmierati - sia le aziende italiane in difficoltà per l'elevato costo di detta materia prima potranno quindi acquistare gas a prezzi contenuti. Le imprese destinatarie in via prioritaria dei diritti sul gas di produzione nazionale sono quelle aventi diritto alle agevolazioni di cui al decreto del Ministro della transizione ecologica 21 dicembre 2021. Si tratta di circa mille imprese operanti principalmente nei settori siderurgico, chimico, della carta e del vetro/ceramica, con consumi complessivi di gas dell'ordine di circa 11 miliardi di standard metri cubi annui e conseguentemente particolarmente esposti all'aumento del livello dei prezzi del gas naturale. Si rimanda alla precedente sezione n. 1.

(Art. 3)

Gli indicatori sono simboleggiati dal numero di piani pluriennali di investimenti che l'autorità competente chiederà di presentare al concessionario uscente di una concessione geotermoelettrica, entro un termine stabilito dall'autorità (comunque non successivo al 30 giugno 2024).

(Art. 4)

In relazione agli obiettivi generali e specifici sopra delineati, gli indicatori di riferimento riguardano le risorse effettivamente utilizzate dalle regioni per ciascun annualità e tipologia di intervento nonché l'incremento capacità installata di generazione da fonti rinnovabili in ciascuna regione, articolato per tecnologia di riferimento (fotovoltaico, eolico, ecc. ecc.).

(Art. 5)

Le disposizioni di cui ai primi due commi interessano un parco impianti nazionale a bioliquidi di capacità produttiva complessiva di circa 1 GW per una produzione attesa di circa 3 TWh di energia rinnovabile da bioliquidi sostenibili. Quanto al comma 3, l'indicatore per la verifica del raggiungimento degli obiettivi sarà il numero di istruttorie concluse dalla Commissione all'atto della sua nuova costituzione.

(Art. 6)

Il degrado delle condizioni di adeguatezza illustrato da Terna può essere ricollegato al livello sempre più esiguo di riserva di generazione che viene riscontrato generalmente in determinate ore dell'anno in presenza dei picchi di carico invernale ed estivo. Nel luglio 2022 è stata segnalata da Terna la riduzione del margine di riserva fino a 0,7 GW mentre viene stimata in circa 3 GW la possibile perdita di potenza dovuta a situazioni di carenza idrica a cui vanno sommati altri 2-3 GW di limitazioni per vincoli di alta temperatura allo scarico (ATS) su impianti che utilizzano l'acqua del mare. La proposta mira a ripristinare i livelli di disponibilità delle centrali, e di conseguenza i valori di riserva del sistema, sui livelli precedenti, recuperando la quota di potenza sottratta dalle problematiche di disponibilità della risorsa idrica indotte dalle fasi di siccità che tendono a concentrarsi proprio in inverno e in estate, quando si verificano i picchi del carico. Secondo Terna, gli impianti che potrebbero beneficiare della nuova disposizione sono 10, tutti ubicati nel bacino padano, con un recupero di almeno 2 GW di potenza altrimenti perduta dai *derating* indotti dalla siccità e dalle ondate di calore. Gli indicatori coincideranno con il numero di comunicazioni pervenute al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

(Art. 7)

Si ritiene che la misura possa riguardare potenzialmente circa 2 o 3 operatori di settore che operando in materia di idrocarburi *off-shore* possono avere una conoscenza tale dei giacimenti da poter compiutamente presentare anche possibili idonei progetti di cattura e stoccaggio di CO₂ nei medesimi giacimenti, gli unici ad ora considerati idonei per la realizzazione di progetti CCS in Italia, nelle more dell'adozione del Piano delle aree. I destinatari della misura sono tuttavia anche soggetti che operano nel settore dell'*hard to abate* (raffinazione, petrolchimico) e che potranno quindi cedere la CO₂

emessa, per la successiva fase della cattura, trasporto e stoccaggio, e garantire così la riduzione delle emissioni climalteranti. Al momento è in corso di realizzazione del progetto sperimentale Eni Casalborsetti che prevede un quantitativo di stoccaggio di 25.000 tonnellate all'anno e con una durata di iniezione pari ad un massimo di due anni (eventualmente prorogabile per massimo due anni). I prossimi progetti in ambito CCS si prevede, come previsto anche dallo scenario PNIEC, che possano consentire un abbattimento di 4 MtCO₂ prima del 2030 e successivamente di 16 MtCO₂/a dopo il 2030.

(Art. 8)

Si ritiene che l'individuazione delle prime due aree portuali consenta di garantire una capacità media annua di circa 30 floater e assemblaggio e montaggio delle relative turbine. Tale obiettivo permetterebbe di raggiungere la capacità di realizzazione minima, utile a garantire l'installazione di circa due GW di nuova capacità rinnovabile offshore inserita nella proposta di aggiornamento del Piano nazionale energia e clima (che al 2030 ha considerato 2,1 GW di nuova potenza installata con questa tecnologia). Chiaramente il potenziale di sviluppo è molto più elevato se confrontato con le richieste di soluzioni di collegamento ricevute dal TSO nazionale (Terna S.p.a.) che hanno superato nel 2023 la soglia dei 100 GW di nuova potenza. Si tratta chiaramente di richieste che vanno valutate non solo dal punto di vista della fattibilità tecnica e ambientale, ma anche di quella economica legata anche agli sviluppi della rete elettrica nazionale. Appare utile richiamare il decreto cosiddetto FER 2 dedicato alle tecnologie meno mature che ha previsto un contingente per impianti eolici *offshore* di 3, 8 GW e che è nella fase finale del processo di valutazione circa la compatibilità con la disciplina sugli aiuti di stato (l'esito è atteso nelle prossime settimane).

(Art. 9)

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. Per consentire di completare i progetti nei tempi prescritti dal PNRR, è necessario individuare azioni mirate a ridurre notevolmente i tempi autorizzativi, senza le quali è indubbio che tutti i progetti Smart grid non potrebbero essere realizzabili nei tempi previsti con conseguente mancato raggiungimento delle milestone previste dal PNRR.

(Art. 10)

Gli indicatori dell'intervento consistono nel numero di progetti destinatari della somma stanziata.

(Art. 11)

Gli indicatori coincideranno con il numero di istanze regionali per una nuova valutazione dei territori di propria competenza, al fine di verificare la possibilità dell'inserimento di detti territori, qualora se ne riscontrassero i requisiti, in un'apposita proposta di Carta nazionale delle aree autocandidatate (CNAA).

(Art. 14)

Non si rilevano particolari indicatori.

(Art. 19)

Relativamente al comma 1, si evidenzia che non sono previsti indicatori.

Relativamente al comma 2, si evidenzia che non sono individuabili indicatori associati agli obiettivi, trattandosi di interventi abrogativi aventi il fine, non misurabile, di evitare costi a carico della collettività e di coordinare le disposizioni vigenti evitando adempimenti amministrativi superflui.

Relativamente al comma 3, si evidenzia che non sono previsti indicatori.

Relativamente al comma 4, si evidenzia che non sono individuabili indicatori associati agli obiettivi, trattandosi di interventi abrogativi aventi il fine, non misurabile, di evitare costi a carico della collettività e di coordinare le disposizioni vigenti evitando adempimenti amministrativi superflui.

3. VALUTAZIONE DELL'INTERVENTO NORMATIVO

3.1 Impatti economici, sociali ed ambientali per categoria di destinatari.

Si descrivono e, ove possibile, si quantificano i principali impatti (benefici e costi attesi) per ciascuna categoria di destinatari di cui alla sezione 1 e per la collettività, specificandone la distribuzione temporale.

(Art. 1)

La misura prevede lo sviluppo di nuova capacità da fonti rinnovabili, per un valore almeno doppio a quello corrispondente all'energia ceduta dal GSE a titolo di anticipazione e poi soggetta a restituzione secondo le condizioni contrattuali disciplinate dal medesimo GSE. Secondo una stima aggiornata del GSE, l'energia elettrica da fonti rinnovabili nella disponibilità dello stesso ammonta per il 2023 a circa 25 TWh. Tale incremento di capacità installata da fonti rinnovabili contribuirà al raggiungimento degli obiettivi di crescita della generazione di energia sostenibile individuati dal PNIEC, previsti per circa 238 TWh al 2030. L'anticipazione dell'energia alle imprese interessate comporta un beneficio per i potenziali beneficiari (circa 3.800 imprese) in termini di minor costo delle forniture energetica che può essere stimato in circa 1-1,4 mld annui.

Grazie agli effetti anticipati dell'autoproduzione energetica di cui le imprese interessate godono si determinerà altresì un minor rischio di contrazione delle attività produttive o di delocalizzazione all'estero, con un beneficio anche sui livelli occupazionali. La misura non ha impatto sulla finanza pubblica in quanto i suoi effetti sono a carico della componente ASOS delle bollette elettriche di tutti i consumatori che, per ciascuno dei tre anni in cui è prevista l'anticipazione dell'energia elettrica alle imprese beneficiarie, sono pari al valore suddetto di circa 1-1,4 mld. Comunque, nel lungo periodo, con riferimento al meccanismo di contrattualizzazione, la misura è strutturata, dal punto di vista finanziario, in modo da favorire l'equilibrio tra il valore dell'energia anticipata dal GSE, in un arco temporale di tre anni e il valore dell'energia restituito al GSE, in un arco temporale di 20 anni.

(Art. 2)

Quanto a impatti economici, la disposizione non determina oneri a carico della finanza pubblica. Gli operatori, che hanno effettuato o che intendono effettuare investimenti nel settore, potranno ammortizzare gli stessi avviando/finalizzando/incrementando/ottimizzando la produzione di gas rinvenuto, per la durata di vita utile del giacimento, purché lo stesso sia destinato al fabbisogno interno, secondo un meccanismo di prezzi che assicuri la copertura delle "spese" per gli operatori nonché costi più calmierati rispetto a quelli di mercato per i clienti finali. Gli interventi da effettuare nell'ambito dei titoli e/o delle istanze ammessi a partecipare alle procedure in parola saranno effettuati dagli operatori, a loro spese, previa autorizzazione da ottenere in tempi celeri dall'Amministrazione. La partecipazione a dette procedure garantisce al sistema Italia di poter disporre in tempi relativamente brevi delle provviste di gas esistenti sul territorio nazionale, necessarie per rifornire di gas le industrie italiane, a prezzi più bassi rispetto a quelli di mercato, agevolandole auspicabilmente nella ripresa economica; consente altresì agli operatori del settore upstream di riprendere la produzione di giacimenti già rinvenuti e di allocare il gas prodotto mediante procedure semplificate di vendita/acquisto gas direttamente sul territorio nazionale. Dal punto di vista ambientale, ogni intervento sul territorio sarà comunque soggetto a valutazione di impatto ambientale secondo le consuete regole di cui al decreto legislativo n. 152 del 2006. Dal punto di vista delle imprese destinatarie delle misure, la partecipazione alla procedura di *gas release* consente di disporre di una parte del proprio approvvigionamento energetico, a condizioni più commisurate ai costi di produzione e meno

dipendenti dalla volatilità del mercato all'ingrosso. Tale fattore, soprattutto nei settori come quelli a maggiore intensità di utilizzo del gas naturale, più esposti alla concorrenza internazionale, consentirà di ridurre il rischio di contrazioni dell'attività produttiva e/o di chiusure aziendali. A livello sociale si ipotizzano impatti migliorativi dato che la ripresa delle attività porterà all'incremento dei posti di lavoro per il settore e per il relativo indotto nonché effetti migliorativi per tutta l'economia nazionale.

(Art. 3)

Tale intervento, con riguardo al settore della geotermia, mira a valorizzare lo sfruttamento della risorsa geotermica che costituisce una peculiarità del nostro contesto nazionale (o, meglio, di alcune specifiche aree del Paese), la cui strategicità in rapporto agli obiettivi di decarbonizzazione nazionali esige di essere valorizzata e sostenuta, anche mediante la promozione di nuovi investimenti. A livello europeo, gli investimenti nel settore in parola sono, invece, pressoché inesistenti (basti pensare, al riguardo, che la capacità geotermica in Europa ammonta a poche centinaia di MW). Si tratta di circa 6 terawattora di energia ricavata ogni anno in Italia, e di una potenza installata dell'ordine di 1 gigawatt. Di questi ultimi, poco più di 900 megawatt corrispondono alla potenza delle centrali che convertono il calore in energia elettrica – i cosiddetti impianti geotermoelettrici – mentre gli altri derivano dall'uso diretto per il riscaldamento urbano, il termalismo, gli usi terapeutici e le coltivazioni nelle serre. Il dato della ripartizione di un settimo circa in uso termico e di sei settimi in uso elettrico è ormai consolidato nella storia nazionale, come ha ricostruito l'Unione geotermica italiana.

La riassegnazione delle concessioni geotermoelettriche da parte dell'autorità competente (Regioni) al concessionario uscente non prevede maggiori oneri finanziari a carico dello Stato o delle stesse Regioni, ma al contrario 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.

(Art. 4)

La misura prevede la ripartizione, su base annuale, tra le regioni di risorse da destinare a misure sul rispettivo territorio per la decarbonizzazione e la promozione dello sviluppo sostenibile. La misura non prevede impatto sulla finanza pubblica in quanto le risorse utilizzate derivano sia dai proventi delle aste delle quote di emissione di anidride carbonica in un arco temporale che va da 2024 al 2032, sia dai contributi annui dovuto dai titolari di impianti di potenza superiore a 20 kW. Le misure che saranno adottate dalle regioni secondo quanto previsto dalla proposta consentiranno di facilitare il contributo di ciascun territorio al conseguimento degli obiettivi di crescita delle fonti rinnovabili, partendo innanzitutto dall'individuazione delle aree idonee.

(Art. 5)

Quanto ai primi due commi dell'articolo 5, si specifica che l'incentivazione della produzione elettrica da bioliquidi sostenibili mediante prezzi minimi garantiti 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. Con riguardo alla valutazione dell'impatto economico a valere sulla componente Asos, una stima basata 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% - individua un costo addizionale sulle bollette della misura in un valore pari a 233 milioni di euro che corrispondono al 4% del fabbisogno Asos atteso per il 2024 di 5,9 Mld €/anno e che comporterebbe un incremento indicativo sulla bollette elettrica di una famiglia tipo di 3 euro su base annua. Si specifica, tuttavia, 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. Relativamente al comma 3, l'impatto atteso dalla norma è la nuova nomina della Commissione combustibili che potrà garantire lo svolgimento delle istruttorie sulle domande di inserimento di nuovi combustibili in allegato X pervenute alla Commissione stessa da soggetti pubblici e regioni. Non

sono attesi costi dalla norma in quanto la stessa prevede che “*Ai componenti della commissione non sono dovuti compensi, gettoni di presenza, rimborsi spese o altri emolumenti comunque denominati*”. Già nella precedente formulazione del comma 3-ter era previsto che la Commissione operasse senza costi, ma nella norma in oggetto la previsione è stata allargata e meglio chiarita.

(Art. 6)

La disposizione non determina oneri a carico della finanza pubblica. Gli interventi sono sostenuti direttamente dai gestori e non sono previsti finanziamenti né rimborsi di alcun genere. Del resto, i medesimi gestori potranno beneficiare di un miglioramento dell’esercizio che comporterà per loro una più elevata possibilità di operare sui mercati energetici. A livello sociale non sono previsti impatti. Gli interventi non hanno ricadute sulla salute pubblica né comportano un utilizzo del suolo aggiuntivo rispetto a quanto già in essere. Come detto, si tratta di sistemi di raffreddamento senza un incremento della potenza, delle emissioni e anzi con un risparmio della risorsa idrica a vantaggio degli altri usi della medesima. Si segnala invece un impatto benefico per i tessuti produttivi e imprenditoriali di settori e il relativo indotto dovuti all’apertura dei cantieri per la realizzazione degli interventi.

(Art. 7)

L’intervento normativo è funzionale ad autorizzare ed avviare la fase industriale delle attività di cattura trasporto e stoccaggio della CO₂ per abbattere 4 MtCO₂ entro il 2030, come previsto dal PNIEC, da espandere a 16 MtCO₂/a dopo il 2030. La riduzione delle emissioni si concentrerà in particolare nei settori industriali *hard to abate* che costituiranno i principali fruitori del servizio per via delle limitate soluzioni di decarbonizzazione a disposizione nel breve termine. L’intervento consentirà anche di riutilizzare e riqualificare le infrastrutture gas esistenti destinate altrimenti al decommissioning. A seguire si riportano gli impatti economici e sociali stimato dallo studio European house Ambrosetti 2023 per il progetto CCS di Ravenna:

		Filera CCS	Impatto CCS per settori HtA
Occupati	Totali (diretti + indiretti + indotti)	18.000	1,3 mln
	Diretti	6.000	350.000
Valore aggiunto	Totali (diretti + indiretti + indotti)	1,6 Mld €	63 Mld €
	Diretti	0,5 Mld €	19 Mld €

La disposizione non determina oneri a carico della finanza pubblica. Gli operatori che hanno effettuato o che intendono effettuare investimenti nel settore potranno partecipare anche a dei bandi europei di finanziamento per ammortizzare gli stessi. La realizzazione di detti progetti consente all’Italia di poter contribuire a offrire soluzioni di decarbonizzazione tempestive su base trasparente e non discriminatoria. Dal punto di vista ambientale, ogni intervento sarà comunque soggetto a valutazione di impatto ambientale secondo le consuete regole di cui al decreto legislativo n. 152 del 2006. A livello sociale si ipotizzano impatti migliorativi dato che la ripresa delle attività porterà all’incremento dei posti di lavori per il settore e per il relativo indotto nonché effetti migliorativi per tutta l’economia nazionale e per la realizzazione degli obiettivi europei di riduzione delle emissioni climalteranti.

(Art. 8)

Si ritiene che l'individuazione delle prime due aree portuali consenta di garantire una capacità media annua di circa 30 floater e assemblaggio e montaggio delle relative turbine. Tale obiettivo permetterebbe di raggiungere la capacità di realizzazione minima, utile a garantire l'installazione di circa due GW di nuova capacità rinnovabile offshore inserita nella proposta di aggiornamento del Piano nazionale energia e clima (che al 2030 ha considerato 2,1 GW di nuova Potenza installata con questa tecnologia). Chiaramente il potenziale di sviluppo è molto più elevato se confrontato con le richieste di soluzioni di collegamento ricevute dal TSO nazionale (Terna) che hanno superato nel 2023 la soglia dei 100 GW di nuova potenza. Si tratta chiaramente di richieste che vanno valutate non solo dal punto di vista della fattibilità tecnica e ambientale, ma anche di quella economica legata anche agli sviluppi della rete elettrica nazionale. Ne deriveranno, pertanto, chiari effetti benefici in termini ambientali.

(Art. 9)

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:

- 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 4 GW);
- favorire la elettrificazione dei consumi (in tal caso il target del PNRR è quello di favorire la conversione all'elettrificazione dei consumi di almeno 1,5 milioni di cittadini).

Chiari, pertanto, i benefici in termini ambientali ed energetici.

(Art. 10)

Gli impatti derivanti dall'attuazione della norma in analisi sono senz'altro positivi per quanto riguarda i soggetti interessati dalla realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento o di teleraffrescamento efficiente che godranno del beneficio economico.

(Art. 11)

L'articolo è finalizzato a 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 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 cui si provvede:

- per il 2024 mediante corrispondente riduzione della tabella A del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica;
- per gli anni successivi mediante corrispondente riduzione del Fondo di cui all'articolo 1, comma 200, della legge 23 dicembre 2014, n. 190.

Dalle restanti disposizioni non discendono oneri per la finanza pubblica.

Nello specifico, il comma 1, lettera a), che modifica l'articolo 25, comma 2, del d.l.gs. n. 31 del 2010, prevede 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 alla lettera c) punto 4), la quale introduce il comma 6-ter all'articolo 27 del decreto legislativo n. 31 del 2010 con cui si dispone in capo alla Sogin S.p.A. l'onere di effettuare le indagini tecniche sulle aree incluse nella CNAA, si fa presente che si provvede nell'ambito delle risorse umane, strumentali, e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

Dall'attuazione del provvedimento, il cui scopo, come più volte ribadito, è favorire il raggiungimento di una soluzione condivisa per la localizzazione del Deposito nazionale, incluso in un Parco

Tecnologico comprensivo di un Centro di studi e sperimentazione, destinato ad accogliere i rifiuti radioattivi generati da attività pregresse di impianti nucleari e similari conseguiranno benefici per l'intera collettività, anche in termini ambientali.

(Art. 14)

Dal punto di vista finanziario, si evidenzia che dalla disposizione non discendono nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, dal momento che le attività previste dalla previsione in commento sono coerenti con le funzioni e i compiti istituzionali di Acquirente Unico S.p.A., dell'ARERA e del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e, pertanto, il loro svolgimento può essere assicurato mediante l'impiego delle risorse umane e strumentali, già disponibili a legislazione vigente e senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. La norma avrà senz'altro impatti positivi, andando a tutelare nonché informare i clienti domestici inclusi i clienti "vulnerabili".

(Art. 19)

Relativamente al **comma 1**, si evidenzia che la proposta normativa non ha impatti su nessuna categoria di destinatari. Le amministrazioni competenti faranno riferimento, per le norme tecniche le per il riutilizzo dei sedimenti dragati al decreto recante "*Disposizioni per la semplificazione della disciplina inerente la gestione delle terre e rocce da scavo*" predisposto ai sensi dell'articolo 48 del decreto-legge n. 13 del 2023, di prossima emanazione.

Relativamente al **comma 2**, si evidenzia che la proposta normativa, comportando il mantenimento del modello vigente di riscossione degli oneri generali di sistema, consente un risparmio corrispondente alla riduzione del livello di incasso - stimabile in un intervallo compreso tra 800M€ e 970M€ annui - che il Sistema subirebbe nel caso in cui fosse invece attuato un diverso modello di riscossione degli oneri generali di sistema. Tale riduzione del livello di incasso si tradurrebbe in un corrispondente aumento delle aliquote degli oneri generali di sistema a carico dei clienti finali in bolletta per coprire finanziariamente la riduzione di flussi di cassa (delibera ARERA 216/2022/R/eel). Di contro, il nuovo modello di riscossione degli oneri generali di sistema (derivante dalla norma di cui si propone l'abrogazione) comporterebbe un risparmio di gran lunga inferiore per il Sistema, corrispondente all'azzeramento delle partite di reintegrazione alle imprese distributrici collegate alla morosità a lungo termine, che oggi trovano copertura tramite l'adeguamento dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema stessi, con un valore medio annuo di 50M€ (delibera 216/2022/R/eel). La proposta ha impatto anche sui venditori, nella misura in cui, non essendo attuato il diverso modello di riscossione in cui il pagamento degli oneri generali non avverrebbe più attraverso i venditori, non si produce in loro favore il risparmio derivante dalla riduzione del livello delle garanzie attualmente loro richieste, nell'ordine di 100-150M€/anno (delibera 216/2022/R/eel). Il mantenimento delle attuali modalità di riscossione evita inoltre impatti sui prezzi offerti ai clienti finali che deriverebbero da costi di implementazione e funzionamento del nuovo modello per i venditori, non stimabili.

Relativamente al **comma 3**, non si prevede nessun impatto, in quanto l'intervento rimuove una previsione normativa che non è mai stata attuata. In proposito giova ribadire che il decreto previsto dalla disposizione abrogata non è mai stato adottato; dunque il venir meno della normativa primaria non produce alcun impatto economico, sociale e ambientale.

Relativamente al **comma 4**, si evidenzia che la proposta normativa snellisce gli adempimenti a carico del MASE, comportando l'abrogazione dell'onere di adottare un decreto per regolare l'accesso ai dati del Sistema informativo integrato; inoltre, la proposta consente di coordinare tra loro le disposizioni vigenti evitando duplicazioni di norme.

3.2 Impatti specifici

Si riporta la eventuale valutazione dei seguenti impatti:

- A. Effetti sulle PMI (Test PMI)
- B. Effetti sulla concorrenza
- C. Oneri informativi
- D. Rispetto dei livelli minimi di regolazione europea

(Art. 1)

La misura determina un miglioramento della capacità economico-finanziaria delle PMI interessate a fronte della riduzione delle spese per l'approvvigionamento energetico, grazie alla stabilizzazione dei costi energetici nel tempo, e del conseguente minor fabbisogno finanziario. La misura ha effetti positivi in termini di salvaguardia della capacità di competizione sui mercati internazionali, in considerazione dei suoi effetti sul costo dell'energia che rappresenta una delle principali leve concorrenziali per i settori produttivi interessati, tenuto altresì conto che altri Paesi europei stanno introducendo misure con effetti analoghi nel contesto di una perdurante incertezza e volatilità delle dinamiche dei mercati energetici. La partecipazione delle imprese energivore al meccanismo per lo sviluppo di nuova capacità da fonti rinnovabili è volontaria; a tal fine, è richiesta la presentazione di apposite istanze, contenenti i dati richiesti ai fini della determinazione degli impegni che saranno sottoscritti dalle imprese a fronte del diritto all'anticipazione dell'energia nella disponibilità del GSE, corredate da idonee garanzie. A valle della procedura di assegnazione dell'energia oggetto di anticipazione, le imprese sottoscrivono un contratto con il GSE che regola gli obblighi di restituzione e di comunicazione. La misura è in linea con il quadro normativo europeo in materia di mercato elettrico integrato e di aiuti di stato.

(Art. 2)

Quanto agli effetti sulle PMI, la norma comporta un potenziale incremento della capacità economico-finanziaria delle stesse a fronte della riduzione delle spese per l'approvvigionamento delle materie prime necessarie; è previsto altresì un incremento delle attività e delle commesse.

Quanto agli effetti sulla concorrenza, la misura, nel prevedere l'assegnazione dell'incremento della produzione nazionale alle imprese a maggior consumo di gas, ha effetti positivi in termini di tenuta della capacità competitiva delle imprese interessate sui mercati internazionali.

Quanto agli oneri informativi, le imprese che operano nel settore *upstream* dovranno aderire alla procedura in parola, tramite manifestazione di interesse al GSE; dovranno poi fornire apposita documentazione, nonché effettuare valutazioni e depositare relazioni funzionali alla partecipazione alle procedure medesime. Anche nella fase di cessione dei diritti sul gas ai clienti finali, con priorità per le imprese gasivore, sono previste specifiche modalità di presentazione dell'istanza, corredata dalle informazioni necessarie per l'espletamento delle procedure di cessione, unitamente alle garanzie richieste dal GSE. Sono rispettati i livelli minimi di regolazione europea.

(Art. 3)

Quanto agli effetti sulle PMI, si prevede in generale un potenziale incremento delle attività economico e finanziarie di tutte le imprese già integrate o integrabili nel processo geotermico, basate nella quasi totalità in Italia, e della filiera energetica in generale.

Quanto agli effetti sulla concorrenza, non si prevede nessun effetto distorsivo sulla medesima; non esiste un obbligo di derivazione eurounitaria di riassegnazione delle concessioni geotermiche con procedure ad evidenza pubblica né sussiste una disciplina omogenea ed armonizzata in materia nell'ambito degli Stati membri. Anzi, in nessuno di tali Stati, le concessioni geotermiche vengono assegnate con gara.

Il provvedimento normativo non determina maggiori oneri informativi e relativi costi amministrativi per cittadini ed imprese.

Da ultimo, la proposta non introduce un livello di regolazione superiore a quello previsto dalla normativa europea; al contrario, essa è coerente con la direttiva 2019/944 (CE), recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, e con la direttiva 2018/2001/UE (RED II) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, che non prevedono alcuna disposizione in materia di limiti alla durata e divieto di rinnovo delle concessioni di coltivazione geotermica. Nemmeno le norme precedenti di liberalizzazione del settore elettrico (Direttiva 96/92, Direttiva 2003/54 e Direttiva 2009/72/CE) prevedevano limiti al rinnovo o alla durata di autorizzazioni e concessioni.

(Art. 4)

Non si prevedono particolari effetti sulle PMI.

Non si prevedono effetti distorsivi sulla concorrenza.

Non si prevedono maggiori oneri informativi e relativi costi amministrativi per cittadini ed imprese.

È stato verificato il rispetto dei livelli minimi di regolazione europea

(Art. 5)

Relativamente ai primi due commi, si evidenzia quanto segue.

Quanto effetti sulla PMI, è salvaguardata l'attività esistente delle a livello locale; le misure non producono distorsioni sulla concorrenza, non si ravvisano oneri informativi a carico dello Stato.

Quanto al rispetto dei livelli minimi di regolazione europea, il decreto legislativo n. 199 del 2021, all'art. 5, comma 5, lettera h), ha previsto misure per integrare i ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico, a favore di impianti a fonti rinnovabili che continuano ed 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 di un principio di economia circolare e della disciplina in materia di aiuto di Stato.

Relativamente al comma 3, si evidenzia quanto segue.

Il rinnovo della Commissione e la sua piena operatività produrranno effetti indiretti per le piccole e medie imprese in quanto il prevedibile sviluppo dell'utilizzo dei nuovi combustibili riguarderà principalmente, considerata la tipologia e l'origine degli stessi, gli impianti di combustione soggetti a gestione da parte di tale categoria di aziende. Le aziende avranno la facoltà di richiedere l'autorizzazione all'utilizzo dei nuovi combustibili, alle condizioni previste dal decreto legislativo n. 152 del 2006.

La norma non produce effetti negativi sulla concorrenza, in quanto si limita a restituire funzionalità alla Commissione combustibili prevista dall'articolo 298, comma 3-ter, del decreto legislativo n. 152 del 2006. Neanche l'eventuale aggiornamento dell'allegato X derivante dalle istruttorie svolte dalla Commissione produrrebbe effetti in quanto in ogni caso si applicherebbe in modo indifferenziato a tutti i gestori del settore.

La norma non determina oneri informativi.

Non risulta altresì alcuna interferenza con i livelli minimi di regolazione europea della materia in quanto non esiste una codificazione comunitaria dei prodotti combustibili né una disciplina delle modalità di inserimento di nuovi combustibili dell'ordinamento nazionale.

(Art. 6)

Quanto agli effetti sulla PMI si registra un potenziale incremento delle commesse e delle attività locali.

Quanto agli effetti sulla concorrenza, la misura tende solo a ripristinare gli standard di funzionamento degli impianti consentendone la marcia anche in periodi siccitosi, pertanto non produce distorsioni sulla concorrenza.

Non si ravvisano oneri informativi a carico dello Stato.

Prevedendo la valutazione preliminare ai sensi del decreto legislativo n. 152 del 2006 (art. 6, comma 9) è salvaguardato il rispetto della disciplina comunitaria di settore. Resta fermo che l'intervento costituisce la risposta a un problema emergenziale con potenziale rischio per la sicurezza energetica.

(Art. 7)

Quanto agli effetti sulle PMI, essi sono presenti in quanto la tecnologia CCS è rivolta principalmente a grandi emettitori che fanno riferimento solitamente ad attività industriali e imprese di medio grandi dimensioni

Quanto agli effetti sulla concorrenza, la misura, favorendo l'avvio delle attività CCS, potrebbe migliorare, attraverso l'accesso a questa tecnologia di decarbonizzazione, la competitività e la concorrenzialità delle industrie nazionali che potrebbero mitigare i costi e i rischi connessi all'acquisto di quote di emissioni di carbonio all'interno del meccanismo ETS. Nello spirito di quanto previsto dalla Direttiva CCS dell'UE, e trasposto dal decreto legislativo n. 162 del 2011 (art. 28), l'accesso alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio di CO₂ da parte di terze parti dovrà avvenire senza discriminazione, in maniera flessibile e in piena trasparenza. Lo studio previsto nella presente disposizione dovrà approfondire i diversi aspetti tecnici ed economici necessari a dar luogo ad una regolamentazione dell'accesso alle reti di trasporto secondo questi principi generali. L'accesso alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio non sarà limitato agli operatori nazionali ma interesserà anche altri paesi Europei del Mediterraneo come dimostrato dal recente progetto CALLISTO inserito da poco nella VI lista PCI che prevede la raccolta e il trasporto sia onshore, attraverso condotte già esistenti o nuovi gasdotti in superficie, sia via mare tramite spedizione di CO₂ da emettitori in Italia e Francia, con i relativi hub di rigassificazione e liquefazione della CO₂ situati nei due Paesi per poi procedere con lo stoccaggio finale nell'hub CCS di Ravenna.

La misura prevede, in aggiunta agli oneri informativi già previsti dal decreto legislativo n. 162 del 2011, che al fine di stabilire l'entità della garanzia finanziaria che l'operatore è tenuto a prestare, nelle more dell'adozione del relativo decreto, il soggetto interessato è tenuto a presentare idonea documentazione indicativa 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 ai sensi dell'articolo 22, nonché delle capacità tecniche, organizzative ed economiche del soggetto interessato, incluso il livello di rating di lungo termine del medesimo.

Da ultimo, si conferma il rispetto della norma introdotta dei livelli minimi di regolazione europea.

(Art. 8)

Quanto agli effetti sulle PMI, si prevede in generale un potenziale incremento delle attività economico e finanziarie di tutte le imprese della filiera della cantieristica navale e di quella energetica in generale. Non si prevede nessun effetto distorsivo della concorrenza.

Quanto agli oneri informativi, le manifestazioni di interesse previste dalla norma sono presentate dalle Autorità di sistema portuale, sentite le Autorità marittime competenti per i profili attinenti alla sicurezza della navigazione, entro trenta giorni dalla data di pubblicazione del relativo avviso. Le Autorità di sistema portuale possono manifestare l'interesse ai sensi del secondo periodo anche in relazione ad aree già oggetto di concessione, previo accordo con il concessionario.

È salvaguardato il rispetto della disciplina eurounitaria di settore.

(Art. 9)

Quanto agli effetti sulle PMI, si rileva che la norma, incidendo sulla semplificazione del processo autorizzativo per la costruzione ed esercizio di alcune tipologie di infrastrutture rete necessarie per la realizzazione da parte di società concessionarie del servizio di distribuzione di progetti finanziati con il PNRR, possa agevolare un potenziale incremento delle attività economico e finanziarie di tutta l'industria collegata alla distribuzione elettrica.

Quanto agli effetti sulla concorrenza, si ritiene che non ci siano; la norma trova applicazione per tutte le infrastrutture aventi determinate caratteristiche indipendentemente da chi abbia sottoposto il progetto finanziato con il PNRR.

Quanto agli oneri informativi, le pubbliche amministrazioni interessate dall'intervento progettuale sono chiamate, durante il procedimento autorizzativo, ad esprimere il proprio parere in quanto titolari di beni o interessi da tutelare. Non si ravvedono ulteriori/diversi oneri informativi verso la pubblica amministrazione.

La norma rispetta il livello minimo di regolazione europea ed è volta a risolvere il problema del ritardo nell'adozione delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio degli impianti di rete a supporto della transizione energetica.

(Art. 10)

Si rileva che la norma potrebbe incidere positivamente sulle PMI coinvolte nella realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento ovvero di teleraffrescamento efficiente.

Non si rilevano particolari effetti sulla concorrenza.

Non sono previsti oneri informativi.

La norma rispetta il livello minimo di regolazione europea.

(Art. 11)

Non si prevedono particolari effetti sulle PMI.

Non si prevedono effetti distorsivi sulla concorrenza.

Non si prevedono maggiori oneri informativi e relativi costi amministrativi per cittadini ed imprese.

È stato verificato il rispetto dei livelli minimi di regolazione europea

(Art. 14)

Non si prevedono particolari effetti sulle PMI.

Non si prevedono effetti distorsivi sulla concorrenza. Al contrario, giova peraltro rammentare che il completamento del processo di piena liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica, attraverso l'adozione di regole finalizzate ad assicurare un passaggio informato e consapevole al mercato libero da parte della clientela, rientra tra le riforme volte alla promozione della concorrenza e alla rimozione delle barriere all'entrata nel mercato, che il Governo si è impegnato ad adottare nell'ambito del Piano nazionale di ripresa e resilienza, in particolare nell'ambito dell'obiettivo M1C2-7, valutato positivamente dalla Commissione dell'Unione europea in relazione alla terza rata. Il comma 3 dell'articolo 14 apporta modificazioni all'articolo 11 del decreto legislativo n. 210 del 2021, al fine di introdurre un quadro completo e certo per la fornitura di energia elettrica ai clienti vulnerabili, in chiave pro-competitiva e a prezzi su base di mercato, in conformità alle disposizioni dell'articolo 5 della direttiva (UE) 2019/944.

Non si prevedono maggiori oneri informativi e relativi costi amministrativi per cittadini ed imprese.

È stato verificato il rispetto dei livelli minimi di regolazione europea

(Art. 19)

Relativamente al **comma 1**, si evidenzia che non si prevedono particolari effetti sulle PMI, non si prevedono effetti distorsivi sulla concorrenza, non si prevedono maggiori oneri informativi e relativi costi amministrativi per cittadini ed imprese ed è stato verificato il rispetto dei livelli minimi di regolazione europea.

Relativamente al **comma 2**, si evidenzia che non si prevedono particolari effetti sulle PMI, non si prevedono effetti distorsivi sulla concorrenza, non si prevedono maggiori oneri informativi e relativi costi amministrativi per cittadini ed imprese ed è stato verificato il rispetto dei livelli minimi di regolazione europea.

Relativamente al **comma 3**, si evidenzia che non si prevedono particolari effetti sulle PMI, non si prevedono effetti distorsivi sulla concorrenza, non si prevedono maggiori oneri informativi e relativi

costi amministrativi per cittadini ed imprese ed è stato verificato il rispetto dei livelli minimi di regolazione europea.

Relativamente al **comma 4**, si evidenzia che non si prevedono particolari effetti sulle PMI, non si prevedono effetti distorsivi sulla concorrenza, non si prevedono maggiori oneri informativi e relativi costi amministrativi per cittadini ed imprese ed è stato verificato il rispetto dei livelli minimi di regolazione europea.

4. MODALITÀ DI ATTUAZIONE E MONITORAGGIO

4.1 Attuazione

Si illustra la valutazione delle condizioni giuridiche, organizzative, finanziarie, economiche, sociali e amministrative che possono incidere in modo significativo sulla concreta attuazione dell'intervento e sulla sua efficacia. Sono indicati i soggetti responsabili dell'attuazione dell'intervento regolatorio, specificandone le rispettive funzioni.

(Art. 1)

La proposta dell'articolo 1 prevede, in primo luogo, che laddove i soggetti pubblici concedono le superfici di proprietà a soggetti terzi per la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili in caso di più istanze relative alla medesima superficie sia riconosciuta una priorità ai progetti presentati dalle imprese energivore.

Si dispone inoltre che con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica sia disciplinato il meccanismo per lo sviluppo della nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili da parte delle imprese energivore e di cessione anticipata a prezzi equi dell'energia, nel rispetto delle condizioni e criteri predefiniti nella proposta che in gran parte sostanziano la disciplina del meccanismo (tempistiche di realizzazione ed entrata in servizio della nuova capacità, definizione del prezzo di cessione, modalità e condizioni economiche della restituzione, ecc).

In particolare, la norma affida al GSE il compito organizzare e gestire le procedure e di stipulare contratti a lungo termine con le imprese, aventi ad oggetto lo sviluppo della nuova capacità e prevedendo che a fronte dell'impegno a realizzare tali investimenti, le imprese interessate possano richiedere l'anticipazione dell'energia elettrica nei limiti di quella nella disponibilità del GSE medesimo derivante dagli strumenti di sostegno dallo stesso gestiti; il GSE provvede pertanto ad assegnare, in proporzione alle richieste, l'energia oggetto di anticipazione, per un periodo di tre anni, ad un prezzo stabilito dal GSE stesso, tenuto conto del costo efficiente medio di produzione di energia rinnovabile da impianti di dimensione di scala efficiente che utilizzano tecnologie mature competitive. I contratti con le imprese assegnatarie sono stipulati nella forma di contratti per differenza, sia per la fase di anticipazione che per la fase di restituzione dell'energia stessa. L'obbligo di restituzione decorre da quando la nuova capacità di generazione entra in servizio. L'energia sottostante i contratti stipulati continua ad essere negoziata sui mercati fisici organizzati dal GME.

La misura prevede infine che l'ARERA definisca criteri e condizioni per l'allocazione dei costi della misura. L'efficacia della misura è condizionata in primo luogo dalla capacità delle imprese interessate ad ottenere le concessioni e le autorizzazioni necessarie per la realizzazione della nuova capacità da fonti rinnovabili oggetto dei contratti stipulati con il GSE.

(Art. 2)

L'Amministrazione sta procedendo alla ricognizione dei soggetti titolari di concessioni e/o permessi di ricerca e/o istanze di concessioni per la produzione di gas già rinvenuto che potranno essere destinatari dell'invito del GSE per la partecipazione alla procedura di cui al novellato art. 16 del decreto-legge n. 17 del 2022; il GSE procederà, quindi, in tal senso, su indicazione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

L'Amministrazione sarà poi tenuta a rilasciare i provvedimenti richiesti dai predetti soggetti, funzionali a dare attuazione alla procedura di approvvigionamento gas in parola, entro 3 mesi, con procedimento unico secondo i criteri di semplificazione di cui alla legge n. 241 del 1990; detto procedimento include anche la VIA che sarà effettuata da apposita Commissione tecnica.

Per ciascuna concessione e/o istanza l'operatore dovrà/potrà valutare la possibilità di partecipare alla procedura, tenendo conto della produzione in essere, di quella che potrà essere eventualmente riavviata e/o potenziata nel breve periodo anche con eventuali interventi in sito e indicare poi i relativi costi. Successivamente all'avviso del GSE, i soggetti titolari di concessioni o istanze per nuove concessioni potranno aderire alla procedura con apposita manifestazione di interesse impegnandosi a comunicare, a valle dell'ottenimento della concessione, il programma di produzione e una relazione asseverata dei costi, nel presupposto che i volumi effettivi oggetto di concessione e poi contrattualizzazione da parte del GSE sia subordinato all'esito delle procedure di assegnazione di detti volumi ai clienti finali, con priorità per le imprese gasivore.

A tale ultimo riguardo, si prevede che i diritti sui volumi aggiuntivi di gas siano aggiudicati ai clienti in ordine crescente di prezzo, secondo condizioni e criteri predefiniti dalla norma. I contratti di approvvigionamento con i titolari di concessioni e di cessione con i clienti finali sono stipulati tra il GSE e la controparte nella forma di contratti per differenza rispetto al prezzo al PSV.

La norma non rinvia ad ulteriori decreti attuativi, demandando all'ARERA la definizione dei criteri per l'allocazione ai clienti finali che hanno partecipato alla procedura dell'eventuale differenza tra i proventi delle procedure di assegnazione e il costo asseverato della produzione del gas oggetto di cessione. L'efficacia della misura è quindi determinata soprattutto dall'adesione dei titolari di concessioni esistenti o di istanze per nuove concessioni che presentano programmi per l'incremento della produzione nazionale e dall'esito delle procedure di concessione. Uno specifico sistema di garanzie è previsto inoltre a tutela dell'affidabilità e del buon fine delle procedure sopra descritte.

(Art. 3)

Le riassegnazioni delle concessioni geotermoelettriche saranno gestite dall'autorità competenti, ossia le Regioni, le quali saranno chiamate a valutare l'apposito Piano pluriennale di investimenti che si ipotizza venga proposto dal concessionario uscente.

(Art. 4)

La proposta dell'articolo 1 prevede in primo luogo che con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica sia definito il riparto delle risorse del fondo tra le regioni secondo quanto previsto dalla norma.

Le attività necessarie all'operatività del fondo sono affidate al GSE sulla base di una convenzione stipulata con il Ministero. Terna S.p.a. provvede inoltre a comunicare le informazioni rilevanti per l'applicazione del contributo dovuto dai titolari dei nuovi impianti al GSE. Tale contributo non è dovuto dai titolari di impianti alimentati da fonti energetiche geotermiche tenuti al pagamento dei contributi di cui all'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo n. 22 del 2010, né dai 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'assegnazione delle risorse per il 2024 riguarda solo le regioni che abbiano provveduto all'individuazione delle aree idonee ai sensi dell'art. 20 del decreto legislativo n. 199 del 2021. Non si rilevano particolari criticità attuative.

(Art. 5)

Quanto ai primi due commi, la norma prevede due atti propedeutici a cura del MASE e dell'ARERA:

- entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, su proposta dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA), sono stabiliti i criteri, le modalità

e le condizioni per l'attuazione, da parte della Terna S.p.A., del meccanismo di cui al primo periodo, nonché definiti i relativi schemi di contratto tipo;

- entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l'ARERA adotta i provvedimenti necessari all'attuazione dei prezzi minimi garantiti.

Quanto al comma 3, l'intervento si limita a ripristinare il funzionamento della Commissione combustibili alla luce della nuova ripartizione delle competenze in materia di combustibili. Da un punto di vista organizzativo, pertanto, si limita a ridefinire i rappresentanti delle varie amministrazioni coinvolte eliminando dai soggetti partecipanti il Ministero delle imprese e del *made in Italy*, non prevedendo particolari modalità di attuazione.

(Art. 6)

La norma è già attuabile senza la necessità di ulteriori decreti o regolamenti specifici. Per ogni situazione specifica, ovviamente, si prevedono le necessarie valutazioni ambientali, come disciplinate nella proposta.

(Art. 7)

Il quadro normativo di riferimento rimane il decreto legislativo n. 162 del 2011 e l'amministrazione competente il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (Direzione generale infrastrutture e sicurezza) per il rilascio dei titoli, previa istruttoria delle istanze e svolgimento del relativo procedimento, con il coinvolgimento del Comitato ETS (per il parere obbligatorio che è tenuto a rilasciare ai fini della fattibilità tecnico-economica del progetto) e della Commissione VIA se necessaria (per le valutazioni di impatto ambientale, ove richieste), con le risorse organizzative e finanziarie a disposizione dell'amministrazione. Rimane la necessità di adottare i decreti ministeriali attuativi per dettagliare alcuni aspetti specifici della materia, così come previsto dagli articoli di riferimento, ma nelle more della loro adozione sono state dettate delle soluzioni alternative per superare il *gap*. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, anche avvalendosi di società aventi comprovata esperienza nei settori della cattura, trasporto e stoccaggio di CO₂, è tenuto a predisporre uno specifico studio ricognitivo in materia per delineare un quadro normativo di riferimento, ivi comprese le necessarie regole tecniche, funzionali all'effettivo sviluppo della filiera CCS, anche tenendo conto delle esperienze europee e internazionali in materia, individuare la platea di potenziali fruitori del servizio di trasporto e stoccaggio della CO₂ nell'ambito dei settori industriali hard to abate e termoelettrico, 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.

(Art. 8)

La norma prevede che entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica pubblica un avviso volto alla acquisizione di manifestazioni di interesse per la individuazione, in due porti del Mezzogiorno rientranti nelle Autorità di sistema portuale di cui all'articolo 6 della legge n. 84 del 1994. Successivamente, e dunque entro centoventi giorni dalla scadenza del termine per la presentazione delle manifestazioni di interesse, con decreto dei Ministeri competenti e delle Regioni territorialmente competenti, sono individuate le aree demaniali marittime da infrastrutturare con interventi definiti dal medesimo decreto.

(Art. 9)

La proposta prevede che la realizzazione delle cabine primarie e degli elettrodotti, senza limiti di estensione e fino a una potenza pari a 30kV (vale a dire la potenza stabilita dal PNRR), può avvenire, fino al 31 dicembre 2026, mediante denuncia di inizio lavori presentata alle regioni o alle province autonome, almeno trenta giorni prima dell'effettivo inizio dei lavori, fatta salva l'applicazione di regimi più favorevoli a opera della vigente normativa regionale o provinciale. Pertanto, i soggetti

responsabili dell'attuazione dell'intervento regolatorio saranno le regioni, le province autonome e i gestori delle reti di distribuzione elettrica, che realizzeranno gli interventi.

(Art. 10)

Non sono previsti provvedimenti di attuazione.

(Art. 11)

Sono previsti atti attuativi.

Nello specifico:

- il comma 1, alla lettera b), nell'apportare modifiche all'articolo 26, del decreto legislativo n. 31 del 2010, introduce al comma 1 la lettera *e-ter*), che demanda alla Sogin S.p.A. la predisposizione di un programma di incentivazione, descrittivo degli interventi suscettibili di misure premiali a vantaggio delle comunità territoriali ospitanti il Parco Tecnologico, da presentare al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, per la sua approvazione e inserisce il comma *1-bis*, il quale dispone che il riconoscimento di misure premiali, sulla base del programma di incentivazione di cui alla nuova lettera *e-ter*);
- il comma 1, alla lettera c), nell'apportare modifiche all'articolo 26, del decreto legislativo n. 31 del 2010, introduce dopo il comma 5, il nuovo comma *5-quater* in base a cui la Sogin S.p.a. sarà chiamata a predisporre una proposta di Carta nazionale delle aree autocandidatate (CNA).

(Art. 14)

Il comma 3, lett. b) del comma 1 dell'articolo 14 prevede che l'ARERA, entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore della disposizione, disciplinerà il “*servizio di vulnerabilità*”.

Il comma 5 dell'articolo 14 prevede che al fine di garantire la continuità della fornitura elettrica, l'emissione con cadenza bimestrale delle fatture relative alla fornitura di energia elettrica da parte dell' esercente il servizio a tutele graduali individuato all'esito delle procedure competitive di cui all'articolo 16-*ter*, comma 2, del decreto-legge n. 152 del 2021, o dall' esercente il servizio di vulnerabilità di cui all'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo n. 210 del 2021, come modificato dal comma 3 del presente articolo, nonché la regolarità dei relativi pagamenti, l'autorizzazione all'addebito diretto sul conto corrente bancario, postale o su altri mezzi di pagamento, da parte del cliente domestico a intermediari finanziari per il pagamento delle fatture per la fornitura di energia elettrica nell'ambito del servizio di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto-legge n. 73 del 2007, si intende automaticamente rilasciata, fatta salva la facoltà di revoca dell'autorizzazione da parte del cliente medesimo, anche per il pagamento delle fatture emesse dall' esercente il servizio a tutele graduali o dall' esercente il servizio di vulnerabilità. Entro sessanta giorni dalla conclusione delle procedure competitive di cui all'articolo 16-*ter*, comma 2, del predetto decreto-legge n. 152 del 2021 e, comunque, non oltre il 31 maggio 2024, l'ARERA definisce con proprio provvedimento, adottato d'intesa con la Banca d'Italia e sentito il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, le condizioni e i termini per l'attuazione delle disposizioni di cui al primo periodo.

(Art. 19)

Relativamente al **comma 1**, si evidenzia che l'effettiva attuazione della presente proposta non potrà prescindere dal comportamento responsabile dei soggetti destinatari dell'intervento che faranno riferimento alle norme tecniche per il riutilizzo dei sedimenti dragati contenute nello schema di decreto recante “*Disposizioni per la semplificazione della disciplina inerente la gestione delle terre e rocce da scavo*” predisposto ai sensi dell'articolo 48 del decreto-legge n. 13 del 2023, di prossima emanazione; non sono previsti specifici meccanismi per la revisione della proposta normativa.

Relativamente al **comma 2**, si evidenzia che trattandosi di mera abrogazione di disposizioni vigenti, non vi sono particolari condizioni che possono incidere sull'attuazione e l'efficacia dell'intervento.

Relativamente al **comma 3**, si evidenzia che non è previsto alcun responsabile dell'attuazione.

Relativamente al **comma 4**, si evidenzia che trattandosi di mera abrogazione di disposizioni vigenti, non vi sono particolari condizioni che possono incidere sull'attuazione e l'efficacia dell'intervento.

4.2 Monitoraggio

Si descrive il sistema di monitoraggio dell'intervento, specificando i soggetti responsabili, le modalità e la periodicità con cui saranno raccolti ed elaborati i dati e le informazioni relative agli indicatori di cui alla Sez. 1. Tali informazioni sono utilizzate anche ai fini della Vir.

(Art. 1)

Con il decreto di attuazione della misura saranno definite le modalità di monitoraggio della misura e i soggetti coinvolti.

(Art. 2)

Le attività da realizzare saranno soggette a verifiche e/o ispezioni da parte dell'Amministrazione, tramite gli UNMIG, quali uffici periferici con compiti di polizia mineraria. I programmi di produzione e di ripristino saranno anch'essi monitorati dall'Amministrazione. Per la fase di cessione ai clienti finali si prevede inoltre che il GSE effettui periodiche comunicazioni all'Amministrazione sui contratti stipulati.

(Art. 3)

Il monitoraggio dell'intervento sarà effettuato dalle competenti autorità regionali.

(Art. 4)

Con il decreto di attuazione della misura saranno definite le modalità di monitoraggio della misura e i soggetti coinvolti.

(Art. 5)

Quanto ai primi due commi, le attività di monitoraggio saranno svolte a cura del GSE.

Quanto al comma 3, l'adozione della norma garantirà la piena operatività della Commissione combustibili ed il monitoraggio dell'intervento avverrà attraverso la verifica annuale del numero delle istruttorie svolte rispetto alle istanze pervenute; il soggetto competente è il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

(Art. 6)

Verranno effettuate attività di monitoraggio dell'entrata in esercizio dei sistemi di raffreddamento oggetto dell'intervento, sia tramite sopralluoghi sia tramite verifiche dirette da parte di Terna S.p.a. e del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

(Art. 7)

Il monitoraggio è sotto la competenza e responsabilità del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, presso cui è istituita anche una banca dati, ai sensi dell'art. 6 del decreto legislativo n. 162 del 2011, nella quale dovranno confluire i dati acquisiti ed elaborati nel corso delle varie fasi delle attività di esplorazione e di stoccaggio di CO₂. Presso la suddetta banca dati confluiranno altresì i dati prodotti dal Comitato ETS (che è tenuto, tra l'altro, alla gestione del registro di cui all'art. 5 del predetto decreto legislativo per la raccolta delle informazioni su infrastrutture di trasporto esistenti e progettate, licenze, autorizzazioni e delibere rilasciate dal Comitato, elenco dei siti di stoccaggio di CO₂ chiusi, dei siti di stoccaggio di CO₂ per i quali sia avvenuto un trasferimento di responsabilità ai sensi dell'articolo 24 e dei complessi di stoccaggio circostanti, comprendente anche mappe e sezioni relative alla loro estensione territoriale e le informazioni disponibili utili per valutare se il CO₂ stoccato sarà confinato completamente e in via permanente.

(Art. 8)

I soggetti responsabili dell'attuazione e del monitoraggio della misura sono il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, le regioni e le Autorità di sistema portuale territorialmente interessate.

(Art. 9)

I soggetti responsabili dell'attuazione e del monitoraggio della misura sono le regioni, le province autonome e i gestori delle reti di distribuzione elettrica.

(Art. 10)

Non sono previste particolari misure di attuazione e monitoraggio.

(Art. 11)

I soggetti responsabili dell'attuazione e del monitoraggio della misura sono il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, le regioni e la Sogin S.p.a.

(Art. 14)

Il comma 7 dell'articolo 14 prevede lo svolgimento di specifiche attività di monitoraggio relativamente alle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici successivamente alla conclusione delle procedure competitive per l'assegnazione del servizio a tutele gradualì, nonché alla corretta applicazione delle condizioni del servizio da parte degli esercenti il servizio a tutele gradualì. Dette attività sono affidate all'Acquirente unico S.p.A., secondo criteri e modalità definiti dall'ARERA, d'intesa con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e 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. Si dispone altresì che gli esiti di dette attività siano contenuti in una relazione che l'ARERA è chiamata a trasmettere alle Commissioni parlamentari competenti per materia, entro il 31 marzo 2025 e, successivamente, con cadenza annuale.

(Art. 19)

Relativamente all'articolo 19, si evidenzia che trattandosi di abrogazione di disposizioni vigenti, non è richiesto alcun monitoraggio.



19PDL0070270