



Schema di decreto legislativo recante attuazione della normativa UE sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili

Informazioni sugli atti di riferimento

Atto del Governo:	324	
Titolo:	Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2023/2413, che modifica la direttiva (UE) 2018/2001, il regolamento (UE) 2018/ 1999 e la direttiva n. 98/70/CE per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652	
Norma di delega:	articolo 1 della legge 13 giugno 2025, n. 91	
Numero di articoli:	48	
	Senato	Camera
Date:		
presentazione:	10 ottobre 2025	10 ottobre 2025
annuncio:	14 ottobre 2025	10 ottobre 2025
assegnazione:	10 ottobre 2025	10 ottobre 2025
termine per l'espressione del parere:	19 novembre 2025	19 novembre 2025
Commissione competente :	Senato - 8 ^a Ambiente, transizione ecologica, energia, lavori pubblici, comunicazioni, innovazione tecnologica	VIII Ambiente, X Attività produttive
Rilievi di altre Commissioni :	Senato - 4 ^a Politiche dell'Unione europea, Senato - 5 ^a Programmazione economica, bilancio	V Bilancio, XIV Unione Europea

Premessa

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili concorre agli obiettivi europei e nazionali di riduzione delle emissioni di CO₂ e di decarbonizzazione dell'economia.

La produzione e il consumo di energia sono infatti responsabili – secondo le [stime](#) della Commissione europea – di oltre il 75% delle emissioni totali di gas a effetto serra nell'Unione europea. Accelerare la diffusione degli impianti di energia rinnovabile viene pertanto considerato elemento essenziale per conseguire l'obiettivo vincolante dell'Unione di consumare una quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia di almeno il 42,5% entro il 2030. Obiettivo, quest'ultimo, a sua volta funzionale a conseguire la riduzione di almeno il 55% delle emissioni di gas a effetto serra per il 2030, fissato nella **legge europea sul clima** ([regolamento \(UE\) 2021/1119](#)).

Uno dei fattori che favoriscono la diffusione degli impianti di energia rinnovabile e, in particolare, l'aumento della capacità di generazione installata per la produzione di energia elettrica da FER, è la definizione di **procedure amministrative semplificate** per l'installazione di nuovi impianti, per il potenziamento (*repowering*) di quelli già esistenti, nonché per la costruzione delle relative infrastrutture di connessione, che garantisca – pur nel rispetto di valori di rilevanza costituzionale come il paesaggio – tempi celeri per l'ottenimento dei titoli necessari alla realizzazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili o di potenziamento degli impianti esistenti.

In tale ottica, la cd. **direttiva RED II** ([direttiva \(UE\) 2018/2001](#)), ha sancito il principio per cui le norme nazionali in materia di procedure amministrative di autorizzazione e di certificazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e delle relative reti debbano

- essere proporzionate e funzionali all'attuazione del principio **energy efficiency first** (efficienza energetica al primo posto) (articolo 15);
- concludersi entro il termine di due anni (prorogabile a tre anni in ragione di circostanze straordinarie), o nel termine di un anno (prorogabile a due) in caso di impianti di potenza inferiore a 150kW e di potenziamento di impianti esistenti (articolo 16).

Ne è seguita l'adozione, da parte della Commissione europea, di una raccomandazione ([C \(2022\) 3219 final](#)) sull'accelerazione delle procedure autorizzative per i progetti sull'energia rinnovabile sull'agevolazione degli accordi di compravendita di energia, con la quale gli Stati membri sono stati invitati a fissare termini

vincolanti per la conclusione delle fasi in cui si articolano le procedure autorizzative ed è stata indicata in tre mesi la durata massima delle procedure autorizzative per l'installazione di apparecchiature per l'energia solare su strutture artificiali.

Il quadro sopra descritto è stato rivisto e implementato in modo consistente dalla **direttiva RED III** ([direttiva \(UE\) 2023/2413](#)), facente parte del pacchetto *Fit for 55*. La direttiva RED III rende più ambiziosi, in linea con il Piano [RepowerEU](#), gli obiettivi al 2030 in materia di consumo di energia da fonti rinnovabili, e, a tale fine, introduce un *corpus* organico di norme di armonizzazione, volte a dare un necessario, maggiore impulso alla produzione di energia da tali fonti.

Un deciso *input* viene dato alla semplificazione delle procedure amministrative per la costruzione degli impianti e delle infrastrutture, con l'indicazione di tempistiche obbligatorie, specifiche e dettagliate, che vengono pressoché dimezzate per impianti collocati nelle cd. **zone di accelerazione** (intese, ai sensi del considerando 11 della direttiva RED III, come "aree particolarmente idonee" all'installazione di impianti a FER). La mappatura delle zone (superficie terrestre, sottosuolo, acque interne e marine) per il conseguimento degli obiettivi in materia di FER al 2030 e, in questo ambito, l'individuazione delle zone di accelerazione per le energie rinnovabili assume quindi una importanza essenziale. Inoltre, posto il limite temporale del 21 febbraio 2026 per l'adozione a livello nazionale di uno o più piani che designano le zone di accelerazione per uno o più tipi di FER, si prevede che entro il 21 maggio 2024, gli Stati membri possono dichiarare, come zone di accelerazione, zone specifiche già designate a livello interno come idonee allo sviluppo accelerato di uno o più tipi di tecnologia rinnovabile, purché siano rispettati i requisiti ambientali indicati dalla direttiva, inclusa la valutazione ambientale strategica (nuovi articoli 15-ter e 15 quater, inseriti dalla direttiva RED III nella direttiva RED II). Sulle aree idonee e le zone di accelerazione si rinvia all'apposito paragrafo del presente *dossier*.

La direttiva RED III prevede che il **recepimento** a livello nazionale delle norme europee che prevedono questa tempistica procedurale ridotta avvenga entro il **1° luglio 2024**. La data del 1° luglio 2024 deve essere rispettata per il recepimento dei seguenti nuovi articoli della direttiva RED II: articolo 15-sexies, articolo 16, articoli da 16-ter a 16 septies. Gli altri nuovi articoli, da 15-bis a 15-quinquies, pongono obblighi diretti in capo agli Stati membri.

In aggiunta alle modifiche strutturali apportate dalla direttiva RED III, si rammenta che il [regolamento \(UE\) 2022/2577](#) del Consiglio aveva già introdotto alcune **misure temporanee e mirate incentrate su tecnologie e tipi di progetti specifici**. Alcune di tali misure sono state implementate e prorogate al **30 giugno 2025** dal regolamento (UE) 2024/223.

Si tratta, in particolare, delle norme che prevedono che la procedura autorizzativa per progetti di *repowering* (aumento della capacità) di impianti ubicati nella zona dedicata alle energie rinnovabili o per la relativa infrastruttura di rete, non debba essere superiore a sei mesi, incluse le valutazioni di impatto ambientale previste dalle norme vigenti (articolo 5).

Inoltre, possono essere esentati dalla valutazione dell'impatto ambientale e dalle valutazioni di protezione delle specie i progetti, ivi inclusi quelli di stoccaggio e di rete necessari per integrare l'energia rinnovabile nel sistema elettrico, se ubicati in una zona dedicata alle energie rinnovabili o alla rete oggetto di una valutazione ambientale strategica. L'autorità competente provvede affinché siano applicate misure di mitigazione ambientale adeguate e proporzionate, e se non disponibili, affinché l'operatore corrisponda una compensazione pecuniaria.

Alla direttiva RED III è poi seguita l'adozione di **due raccomandazioni** da parte della Commissione europea (pubblicate in GUUE serie L del 21 maggio 2024): la raccomandazione (UE) 2024/1343, sull'accelerazione delle procedure autorizzative per l'energia da fonti rinnovabili e i progetti infrastrutturali correlati e la raccomandazione (UE) 2024/1344, sulla progettazione delle aste per le energie rinnovabili.

Con la [raccomandazione \(UE\) 2024/1343](#) sull'accelerazione delle procedure, la Commissione europea raccomanda agli Stati membri di:

- stabilire termini chiaramente definiti e quanto più brevi possibili per tutte le fasi necessarie per autorizzare la costruzione e l'esercizio dei progetti, con termini massimi vincolanti per le fasi della VIA;
- applicare procedure autorizzative semplificate per la revisione della potenza degli impianti, per progetti di impianti su piccola scala e gli autoconsumatori di energia rinnovabile;
- stimolare la partecipazione dei cittadini, comprese le famiglie a basso e medio reddito, e delle CER alla pianificazione e allo sviluppo dei progetti;
- designare i punti di contatto unici per il rilascio delle autorizzazioni;
- introdurre norme sulle conseguenze di eventuali ritardi o omissioni delle autorità amministrative;
- introdurre procedure autorizzative totalmente digitali e sistemi di comunicazione elettronica entro il 21 novembre 2025, anche impiegando sistemi di intelligenza artificiale.

Quanto alla pianificazione dei siti dei progetti, la Commissione europea raccomanda di **limitare al minimo necessario le zone di esclusione in cui non può essere sviluppata l'energia rinnovabile** (le restrizioni

dovrebbero essere basate su dati concreti). Vengono incoraggiati anche spazi di sperimentazione normativa per consentire lo sviluppo di tecnologie, prodotti, servizi o approcci innovativi, con deroghe mirate dal quadro legislativo o regolamentare nazionale, regionale o locale.

Con la [raccomandazione \(UE\) 2024/1344](#), si forniscono indicazioni in ordine alla necessità che i regimi di sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili prevedano **incentivi basati su criteri di mercato non distortivi** della concorrenza e che ogniquialvolta il sostegno sia concesso mediante procedura di gara, gli Stati membri devono stabilire e pubblicare criteri non discriminatori e trasparenti per l'ammissibilità alle procedure al fine di assicurare un elevato tasso di realizzazione dei progetti. La raccomandazione è dunque volta a far sì che le aste siano progettate in maniera adeguata.

La direttiva 2023/2413 e gli obiettivi dell'Italia nel PNIEC 2024

Come detto, la [direttiva \(UE\) 2023/2413](#) (di seguito, "RED III"), attraverso il suo articolo 1, modifica la precedente [direttiva \(UE\) 2018/2001](#) (di seguito, "RED II") sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili. L'intervento normativo innalza, in coerenza con il Piano [RepowerEU](#), gli obiettivi dell'Unione europea al 2030 per il consumo di energia da fonti rinnovabili.

Nello specifico, la direttiva stabilisce l'obiettivo di raggiungere, entro il 2030, una quota di energia da fonti rinnovabili pari ad almeno il **42,5%** del consumo finale lordo di energia (CFL), rispetto al precedente target del 32%. Tale soglia costituisce un obiettivo complessivo vincolante per l'Unione (c.d. *overall target*). Per il settore dei trasporti, viene fissato un nuovo obiettivo vincolante per ciascuno Stato membro, posto in capo ai fornitori di carburante, che consiste nel raggiungimento di una quota di energia rinnovabile nel CFL pari ad almeno il **29%** entro il 2030, a fronte del precedente 14%. Sugli obiettivi vincolanti, anche per specifici settori, si veda nel dettaglio più avanti.

Di seguito i principali indicatori di scenario e obiettivi su energia e clima al 2030 come delineati dal PNIEC 2024.

Unità di misura	Dato rilevato	PNIEC 2024: Scenario di riferimento	PNIEC 2024: Scenario di policy ^[1]	Obiettivi FF55/ REPowerEU	
		2022	2030	2030	2030
Emissioni e assorbimenti di gas serra					
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	%	-45	-58	-66	-62 ^[2]
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori ESR	%	-20	-29,3	-40,6	-43,7 ^{[3][4]}
Emissioni e assorbimenti di GHG da LULUCF	MtCO ₂ eq	-21,2	-28,4	-28,4	-35,8 ⁴
Energie rinnovabili					
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia (criteri di calcolo RED 3)	%	19	26	39,4	38,7
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti (criteri di calcolo RED 3)	%	8	15	34	29 ^[5]
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento (criteri di calcolo RED 3)	%	21	24	36	29,6 ⁴ -39,1
Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico	%	37	53	63	non previsto
Quota di idrogeno da FER rispetto al totale dell'idrogeno usato nell'industria	%	0	4	54	42 ⁴
Efficienza energetica					
Consumi di energia primaria	Mtep	140	133	123	111
Consumi di energia finale	Mtep	112	111	102	93
Risparmi annui cumulati nei consumi finali tramite regimi obbligatori di efficienza energetica	Mtep	3,8	–	73,4	73,4 ⁴

Fonte: [PNIEC 2024](#)

[1] Scenario costruito considerando le misure previste a giugno 2024.
 [2] Vincolante solo per le emissioni complessive a livello di Unione europea.
 [3] Vincolante.
 [4] Vincolante non solo il 2030 ma tutto il percorso dal 2021 al 2030.
 [5] Vincolante per gli operatori economici.

La direttiva RED III interviene, con l'articolo 2, sul regolamento (UE) 2018/1999 sulla *governance* dell'energia e del clima e, con l'articolo 3, sulla direttiva 98/70/CE relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel, al fine di allineare tali normative ai nuovi traguardi.

L'articolo 4 introduce disposizioni transitorie per l'anno 2023 relative ad alcuni articoli della direttiva RED II, che vengono contestualmente soppressi dalla nuova disciplina.

L'articolo 5 stabilisce il termine per il recepimento della direttiva, imponendo agli Stati membri di adottare le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie entro il **21 maggio 2025**.

Tuttavia, è previsto un termine anticipato al **1° luglio 2024** per il recepimento delle norme relative all'individuazione delle zone per le energie rinnovabili e alla semplificazione delle procedure autorizzative. Tale scadenza riguarda, in particolare, le disposizioni introdotte nella direttiva RED II dai nuovi articoli 15-*sexies*, 16, 16-*ter* e da 16-*quater* a 16-*septies*. Tali misure nazionali di recepimento devono essere immediatamente comunicate alla Commissione europea.

L'articolo 6 provvede ad abrogare, con decorrenza dal 1° gennaio 2025, la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio, che definisce i metodi di calcolo e gli obblighi di comunicazione previsti dalla direttiva 98/70/CE in materia di qualità della benzina e del combustibile diesel.

L'articolo 7 disciplina l'entrata in vigore del provvedimento, avvenuta il **20 novembre 2023**, ovvero il ventesimo giorno successivo alla sua pubblicazione nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea (31 ottobre 2023).

Completano la direttiva RED III due allegati.

Definizioni

L'**articolo 1**, paragrafo 1, n. 1) della direttiva RED III modifica e integra le definizioni contenute nell'articolo 2 della direttiva RED II.

Tra le novità più rilevanti, si segnala l'inclusione dell'**energia osmotica** all'interno della nozione di "energia da fonti rinnovabili". Questa viene definita come "l'energia generata dalla differenza nella concentrazione salina tra due fluidi, come acqua dolce e salata".

Di conseguenza, **la definizione aggiornata di "energia da fonti rinnovabili"** risulta ora la seguente: "l'energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare (solare termico e fotovoltaico) e geotermica, energia osmotica, energia dell'ambiente, energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, energia idraulica, energia della biomassa, dei gas di discarica, dei gas residuati dai processi di depurazione e biogas".

La direttiva introduce inoltre una distinzione più esplicita tra:

- **"combustibili rinnovabili"**: definiti come biocarburanti, bioliquidi, combustibili da biomassa e combustibili rinnovabili di origine non biologica (articolo 2, par. 2, punto 22-bis) della direttiva RED II, inserito dall'articolo 1, par. 1, n. 1, lett. f) della direttiva RED III).
- **"combustibili rinnovabili di origine non biologica"**: ossia i combustibili liquidi e gassosi il cui contenuto energetico proviene da fonti rinnovabili diverse dalla biomassa (articolo 2, par. 2, punto 36) della direttiva RED II, come sostituito dall'articolo 1, par. 1, n. 1, lett. g) della direttiva RED III).

Obiettivo vincolante complessivo dell'Unione europea e obiettivi settoriali

L'articolo 1, paragrafo 1, n. 2), lett. a) della direttiva RED III interviene sull'articolo 3 della direttiva RED II, **innalzando l'obiettivo vincolante** complessivo dell'Unione. La quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo per il 2030 viene elevata dal 32% ad almeno il **42,5%**. Ogni Stato membro è tenuto a contribuire al raggiungimento di tale traguardo comune.

Accanto a questo target vincolante, la direttiva introduce un obiettivo collettivo più ambizioso, di natura **orientativa**, che mira a portare tale quota al **45%** entro il 2030.

Infine, viene stabilito un ulteriore obbligo per ciascuno Stato membro: definire un **obiettivo nazionale indicativo** per le tecnologie innovative nel settore delle rinnovabili, pari ad almeno il **5%** della nuova capacità installata entro il 2030.

La direttiva RED III stabilisce inoltre i seguenti obiettivi settoriali per i Paesi dell'UE:

Industria:

- un **obiettivo vincolante** sull'utilizzo di **idrogeno rinnovabile** nel consumo totale di idrogeno per usi finali (energetici e non). La quota dovrà raggiungere almeno il **42%** entro il 2030 e il **60%** entro il 2035;
- un **obiettivo indicativo** a livello UE di un **aumento medio annuo di 1,6 punti percentuali** della quota di energie rinnovabili, calcolato sui periodi 2021-2025 e 2026-2030 (*nuovo articolo 22-bis della direttiva RED II*).

Edilizia:

- un **obiettivo indicativo** a livello UE di una quota di energia da fonti rinnovabili pari ad almeno il **49%** nel settore entro il 2030 (*nuovo articolo 15-bis della direttiva RED II*).

Riscaldamento e raffrescamento

- per ciascuno Stato membro, è previsto un **aumento vincolante** della quota di energia rinnovabile, calcolato a partire dalla quota del 2020; l'incremento medio annuo dovrà essere di almeno:
 - **0,8 punti percentuali** nel periodo 2021-2025;
 - **1,1 punti percentuali** nel periodo 2026-2030 (*modifiche all'articolo 23 della direttiva RED II*).

Trasporti:

- ogni Stato membro deve imporre ai fornitori di carburante il raggiungimento di **uno dei due seguenti obiettivi alternativi** entro il 2030:
 - una quota di energia rinnovabile nel consumo finale lordo del settore pari ad almeno il **29%**;
 - **oppure** una riduzione delle emissioni di gas serra di almeno il **14,5%**, promuovendo l'uso di biocarburanti avanzati e combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO), come l'idrogeno (*modifiche all'articolo 25 della direttiva RED II*);

Si segnala inoltre che la direttiva introduce importanti novità sui **criteri di calcolo** per questo settore (*modifiche agli articoli 26 e 27 della direttiva RED II*).

Modifiche alle modalità di calcolo della quota di energia da FER

L'articolo 1, paragrafo 1, n. 3) della direttiva RED III modifica l'articolo 7 della direttiva RED II, che disciplina il calcolo del consumo finale lordo (CFL) di energia da fonti rinnovabili.

Viene confermata la regola generale secondo cui il CFL nazionale è la somma delle quote rinnovabili nei settori dell'**elettricità**, del **riscaldamento e raffrescamento** e dei **trasporti**. Rimane altresì valido il principio che vieta il doppio conteggio del gas e dell'energia elettrica da fonti rinnovabili.

Le principali novità introdotte riguardano i seguenti aspetti:

Regole per l'idrogeno e i combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO): la novità principale riguarda il criterio di conteggio. Viene data la possibilità agli Stati membri di stipulare accordi di cooperazione per conteggiare l'idrogeno e gli altri RFNBO ai fini del CFL nel Paese di produzione anziché in quello di consumo. Tali accordi devono essere notificati alla Commissione europea.

Calcolo dell'energia elettrica rinnovabile: viene aggiornato il calcolo del CFL di energia elettrica. Ora include anche l'elettricità prodotta da RFNBO, a condizione che da tale calcolo venga sottratta l'energia utilizzata per produrli, al fine di evitare conteggi duplicati.

Calcolo per il settore dei trasporti: viene ampliato il perimetro di calcolo del CFL nel settore dei trasporti. Nella somma dei biocarburanti, biogas e RFNBO utilizzati nel settore, ora rientrano anche i combustibili rinnovabili forniti ai bunkeraggi marittimi internazionali.

Impiego della biomassa

L'articolo 1, paragrafo 1, n. 2), lett. b) della direttiva RED III interviene in modo significativo sull'articolo 3 della direttiva RED II. Sostituisce il paragrafo 3 e introduce **quattro nuovi paragrafi (dal 3-bis al 3-quinquies)**, delineando una disciplina più articolata per la **bioenergia**.

Come emerge dai considerando della direttiva, questo intervento persegue un duplice obiettivo strategico:

1. sostenere il raggiungimento del *target* fissato dal Piano *RepowerEU*, che prevede una produzione annua di 35 miliardi di metri cubi di biometano sostenibile entro il 2030.
2. allineare le politiche sulla bioenergia ai principi dell'economia circolare e della gerarchia dei rifiuti.

A questo riguardo, viene dato particolare rilievo al **principio dell'uso a cascata della biomassa**. Tale principio mira a dare priorità, ove possibile, all'impiego della biomassa per la produzione di materiali rispetto al suo utilizzo come fonte di energia.

Di conseguenza, gli Stati membri devono progettare i regimi di sostegno per l'energia da biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa in modo da incentivare l'uso della **biomassa legnosa** secondo il suo massimo valore aggiunto economico e ambientale, seguendo questo ordine di priorità:

1. prodotti a base di legno;
2. prolungamento del ciclo di vita dei prodotti;
3. riutilizzo;
4. riciclaggio;
5. bioenergia;
6. smaltimento.

È tuttavia consentito agli Stati membri di **derogare** a questo principio in circostanze specifiche, ad esempio per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico o qualora l'industria locale non possa utilizzare la biomassa per scopi di maggior valore. Tali deroghe, applicabili solo a determinate materie prime, devono essere notificate annualmente alla Commissione, specificandone le motivazioni e l'ambito geografico.

Infine, viene introdotto un **divieto di concedere nuovi aiuti** (o di rinnovare quelli esistenti) a favore degli impianti a biomassa forestale che producono **esclusivamente energia elettrica**. Sono previste tre **eccezioni** a questo divieto:

- se l'impianto si trova in una regione identificata nel piano territoriale per una transizione giusta ;
- se è situato in una delle regioni ultraperiferiche dell'UE (art. 349 TFUE);
- se utilizza tecnologie per la cattura e lo stoccaggio del carbonio (CCS).

Semplificazione dei procedimenti autorizzatori all'installazione e al potenziamento di impianti a FER

La direttiva RED III (art. 1, par. 1, nn. da 5 a 7) introduce un corpus di norme finalizzato alla **semplificazione delle procedure amministrative** per autorizzare i progetti di energia rinnovabile e le relative infrastrutture di rete e stoccaggio. L'intervento modifica l'articolo 15 della direttiva RED II, ribadendo che tali procedure devono essere proporzionate, necessarie e contribuire all'attuazione del principio *energy efficiency first*.

La novità principale è l'introduzione di un nuovo paragrafo (2-bis) che impegna gli Stati membri a promuovere progetti pilota per la sperimentazione di tecnologie innovative in ambiente reale (produzione, condivisione e stoccaggio di energie rinnovabili). Tali progetti devono avere una durata limitata ed essere accompagnati da opportune garanzie per la sicurezza del sistema energetico, evitando al contempo distorsioni del mercato interno, il tutto sotto la supervisione di un'autorità competente.

Infine, viene stabilito che, entro il 21 novembre 2025, la Commissione europea valuterà la necessità di ulteriori misure per sostenere gli Stati membri nell'attuazione di queste procedure, anche attraverso lo sviluppo di specifici indicatori chiave.

Si ricorda che sul tema della semplificazione dei procedimenti autorizzatori all'installazione e al potenziamento di impianti a FER è intervenuto il [decreto legislativo n. 190/2024](#) di disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili adottato (cd. TU FER) in attuazione della delega di cui all'articolo 26, comma 4 della legge sulla concorrenza 2022 (L. n. 118/2022). Per un approfondimento sulle novità apportate dal decreto si rimanda al [dossier](#) di ricerca dedicato alla [normativa statale per la produzione di energia da fonti rinnovabili](#), a cura del Servizio studi della Camera.

Individuazione delle zone di accelerazione per l'installazione di impianti a FER

La direttiva RED III (art. 1, par. 1, n. 6) introduce un nuovo processo per accelerare lo sviluppo delle rinnovabili, inserendo nella direttiva RED II gli articoli da 15-ter a 15-sexies. Tale processo si articola in diverse fasi:

Fase 1: mappatura delle cd. aree idonee (articolo 15-ter). Entro il 21 maggio 2025, gli Stati membri devono effettuare una mappatura completa del territorio nazionale (terrestre, marino, sottosuolo) per individuare le aree adatte all'installazione di impianti di energia rinnovabile e delle relative infrastrutture (rete, stoccaggio).

Fase 2: designazione delle cd. zone di accelerazione (articolo 15-quater). Sulla base della mappatura, entro il 21 febbraio 2026, le autorità nazionali devono adottare piani per designare specifiche "zone di accelerazione" per le rinnovabili. Per queste zone valgono severe condizioni ambientali:

- devono essere esclusi i siti protetti (es. Natura 2000, aree di protezione della biodiversità).
- i piani devono prevedere adeguate misure di mitigazione degli impatti.
- prima dell'adozione, i piani devono essere sottoposti a valutazione ambientale strategica.

Gli Stati membri hanno la facoltà di dichiarare "zone di accelerazione" anche aree già identificate prima del 21 maggio 2024, purché rispettino i medesimi requisiti ambientali.

Partecipazione pubblica (articolo 15-quinquies): l'elaborazione di tutti i piani deve prevedere un processo di partecipazione pubblica, coinvolgendo i cittadini e le comunità potenzialmente interessate.

Zone dedicate alle infrastrutture (articolo 15-sexies): gli Stati membri possono inoltre designare zone specifiche per le infrastrutture (progetti di rete e stoccaggio) necessarie a supportare le zone di accelerazione. I progetti localizzati in queste aree, previa valutazione ambientale del piano e in circostanze giustificate, possono beneficiare di un'importante semplificazione: l'esenzione dalla valutazione di impatto ambientale a livello di singolo progetto.

Si fa presente che parte della disciplina in materia di aree idonee e zone di accelerazione è stata recepita con il citato d.lgs. n. 190/2024 (cd. TU FER). Per ulteriori informazioni, si rimanda al tema sulle [aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili](#) a cura del Servizio studi della Camera.

Organizzazione e durata della procedura autorizzativa. Interesse pubblico prevalente sugli impianti a FER fino alla neutralità climatica

Importanti novità in materia di semplificazione sono introdotte dalla direttiva RED III (art. 1, par. 1, n. 7), che sostituisce l'articolo 16 e inserisce i nuovi articoli da 16-bis a 16-septies nella direttiva RED II.

Procedure accelerate: le nuove norme istituiscono una procedura autorizzativa accelerata per tutti i progetti di impianti, reti e infrastrutture situati all'interno delle "zone di accelerazione". Inoltre, vengono introdotte tempistiche specifiche e ulteriormente semplificate per determinate tecnologie, a prescindere dalla loro localizzazione. Questo regime speciale si applica in particolare all'installazione di apparecchiature per l'energia solare e di pompe di calore (articolo 16-sexies).

Il principio dell'interesse pubblico prevalente: viene introdotto un principio giuridico fondamentale (nuovo articolo 16-septies): entro il 21 febbraio 2024, fino al raggiungimento della neutralità climatica, gli Stati membri devono considerare la pianificazione, la costruzione e l'esercizio degli impianti di energia rinnovabile e delle relative infrastrutture come di "interesse pubblico prevalente" e di interesse per la salute e la sicurezza pubblica. Entro il 21 febbraio 2024, fino al conseguimento della neutralità climatica, gli Stati membri devono considerare gli impianti di produzione di energia rinnovabile, la relativa infrastruttura di rete, la rete e gli impianti di stoccaggio, d'interesse pubblico prevalente e d'interesse per la salute e la sicurezza pubblica. Gli Stati membri possono, in circostanze giustificate, limitare l'applicazione di questo principio a specifiche aree o tecnologie, in linea con il proprio PNIEC, ma devono comunicare e motivare tali limitazioni alla Commissione europea.

Avvio della procedura autorizzatoria

La nuova disciplina mira a creare una procedura di autorizzazione unica che copra tutti i permessi amministrativi necessari per la realizzazione e l'esercizio di un impianto di energia rinnovabile, incluse le opere di connessione alla rete e le valutazioni ambientali. L'iter si articola come segue:

Verifica della domanda: l'autorità competente, una volta ricevuta la domanda, deve verificarne la completezza e comunicarne l'esito entro termini precisi:

- **30 giorni** per i progetti situati nelle **zone di accelerazione**.
- **45 giorni** per i progetti situati al di fuori di tali zone.

La data di conferma della completezza segna l'avvio ufficiale del procedimento autorizzatorio.

Digitalizzazione e trasparenza: entro il **21 novembre 2025**, gli Stati membri devono garantire che tutte le procedure siano svolte in formato elettronico. Il punto di contatto unico nazionale dovrà inoltre mettere a disposizione online un manuale delle procedure per guidare gli sviluppatori.

Tutela giurisdizionale: eventuali ricorsi amministrativi e giurisdizionali contro le decisioni della Pubblica Amministrazione dovranno essere gestiti tramite la **procedura più rapida disponibile** a livello nazionale e locale, al fine di ridurre i tempi del contenzioso (*articolo 16 della direttiva RED II, come sostituito dalla direttiva RED III*).

Procedura velocizzata di rilascio delle autorizzazioni nelle zone di accelerazione

La direttiva stabilisce tempistiche vincolanti per la conclusione delle procedure autorizzative, che variano in base alla tipologia e alla localizzazione del progetto.

Progetti standard nelle zone di accelerazione

- impianti **on-shore**: la procedura non deve durare più di **12 mesi**;
- impianti **off-shore**: la procedura non deve durare più di **2 anni**.

Progetti di repowering

- impianti di **potenza inferiore a 150 kW** (inclusi stoccaggi e connessione alla rete): la procedura non deve durare più di **6 mesi**;
- impianti **eolici off-shore**: la procedura non deve durare più di **12 mesi**.

Tutti i termini indicati possono essere prorogati una sola volta (per 3 o 6 mesi a seconda dei casi) solo in presenza di **circostanze straordinarie** debitamente giustificate.

In caso di mancata risposta dell'autorità competente entro i termini stabiliti per un **passaggio amministrativo intermedio**, questo si intende approvato secondo il principio del **consenso tacito**. Tale principio, tuttavia, non si applica nei seguenti casi:

- se il progetto è soggetto a una valutazione di impatto ambientale.
- mai per la **decisione finale** sull'autorizzazione, che deve essere **sempre esplicita**.

Tutte le decisioni finali devono essere rese pubbliche.

Per i progetti situati nelle "zone di accelerazione" è previsto un regime di valutazione ambientale semplificato che si articola in due fasi:

1. **esenzione dalla VIA:** I progetti sono generalmente esentati dall'obbligo di una valutazione specifica di impatto ambientale (inclusa la valutazione di incidenza sui siti Natura 2000). Questa esenzione è valida solo se il piano di designazione della zona ha già previsto adeguate misure di mitigazione ambientale.
2. **verifica preliminare (screening):** Nonostante l'esenzione, le autorità competenti devono comunque effettuare una verifica preliminare della domanda, da concludere entro 45 giorni, per accertare che non sussistano:

1. rischi di effetti negativi significativi e imprevisti, non emersi durante la valutazione del piano.

2. rilevanti impatti ambientali transfrontalieri su un altro Stato membro.

Vengono introdotte procedure di verifica ambientale (screening) ancora più rapide e snelle per progetti di piccola taglia e per il *repowering*.

La verifica preliminare per escludere impatti ambientali significativi deve essere completata entro **30 giorni** per le seguenti tipologie di progetti:

- impianti di nuova installazione con potenza **inferiore a 150 kW**;
- nuove domande di *repowering*.

Per il *repowering*, inoltre, si applicano ulteriori semplificazioni:

- **verifica limitata**: L'esame deve riguardare esclusivamente l'impatto potenziale derivante dalla modifica rispetto al progetto originale;
- **esenzione totale per il solare**: I progetti di *repowering* di impianti solari sono completamente esentati da questa verifica, a condizione che non utilizzino spazio aggiuntivo e rispettino le misure di mitigazione già previste.

Al termine della verifica, sono possibili due scenari:

1. **autorizzazione automatica**: se la verifica non rileva un rischio elevato di effetti negativi imprevisti, il progetto si considera automaticamente autorizzato sotto il profilo ambientale, senza necessità di una decisione esplicita.
2. **avvio della VIA completa**: se, invece, viene accertato un rischio elevato, l'autorità adotta una decisione motivata che dà avvio a una valutazione di impatto ambientale (VIA) completa. Tale VIA deve concludersi entro 6 mesi (prorogabili di altri 6).

Infine, la direttiva concede agli Stati membri la facoltà, in circostanze giustificate, di esentare i progetti eolici e solari da queste valutazioni, a condizione che l'operatore adotti misure di mitigazione o, in alternativa, di compensazione adeguate.

Procedura autorizzativa in zone diverse da quelle di accelerazione

Per i progetti situati al di fuori delle zone di accelerazione, la procedura di autorizzazione non deve superare i seguenti termini:

- impianti **on-shore**: **2 anni**.
- impianti **off-shore**: **3 anni**.

Entrambi i termini possono essere prorogati di un massimo di **6 mesi** in presenza di circostanze straordinarie.

Per specifici progetti a basso impatto, anche se situati fuori dalle zone di accelerazione, si applicano tempistiche accelerate:

- **impianti on-shore** (*repowering* o nuova installazione sotto i 150 kW, inclusi stoccaggi e connessioni): la procedura non deve durare più di **12 mesi**.
- **impianti off-shore** (*repowering*): la procedura non deve durare più di **2 anni**.

In questi casi, la proroga massima consentita in circostanze straordinarie è di **3 mesi**.

Qualora sia necessaria, la valutazione di impatto ambientale deve essere integrata in una **procedura unica** che ricomprende tutte le analisi pertinenti relative al progetto.

Procedura di rilascio delle autorizzazioni per il repowering

Per i progetti di *repowering* è prevista una specifica semplificazione per la **connessione alla rete**.

Qualora l'aumento di capacità dell'impianto sia **non superiore al 15%**, la procedura autorizzativa per la connessione alla rete di trasmissione o distribuzione deve concludersi entro **tre mesi** dalla presentazione della domanda.

Tale termine accelerato, fatta salva qualsiasi valutazione ambientale, può essere derogato solo in presenza di **giustificati problemi di sicurezza** o di **incompatibilità tecnica** dei componenti del sistema (*articolo 16-quater*).

Procedura autorizzativa per l'installazione di apparecchiature per l'energia solare

La procedura autorizzativa per l'installazione di impianti di energia solare e dei relativi sistemi di stoccaggio collocati congiuntamente non deve superare i **tre mesi**. Tale disposizione si applica anche agli impianti integrati in edifici o in altre strutture artificiali – escluse le superfici d'acqua artificiali – il cui scopo primario non sia la produzione o lo stoccaggio di energia. Per tali installazioni è inoltre prevista l'**esenzione dalla valutazione di impatto ambientale**. Tuttavia, gli Stati membri mantengono la facoltà di **escludere determinate aree** per tutelare il patrimonio culturale o storico, per interessi di difesa nazionale o per motivi di sicurezza.

Per gli **impianti solari** con una capacità **pari o inferiore a 100 kW**, il termine per il procedimento di autorizzazione è ridotto a **un mese**. Questa tempistica si applica anche agli impianti degli autoconsumatori di energia rinnovabile e delle comunità di energia rinnovabile (**CER**).

Qualora la soglia di 100 kW comporti oneri amministrativi significativi o vincoli per il funzionamento della rete elettrica, può essere applicata una soglia di capacità inferiore, a condizione che rimanga superiore a 10,8 kW.

In caso di **mancata risposta** da parte delle autorità competenti entro i termini stabiliti, **l'autorizzazione si intende concessa**, purché la capacità dell'impianto solare non ecceda quella della connessione esistente alla rete di distribuzione (articolo 16-*quinquies*).

Procedura autorizzativa per l'installazione di pompe di calore

La procedura autorizzativa per l'installazione di pompe di calore non deve superare il termine di **un mese** per gli impianti con una potenza **inferiore a 50 MW**. Per le **pompe di calore geotermiche**, invece, tale termine è esteso a **tre mesi**.

L'autorizzazione per la **connessione alla rete di trasmissione** o di **distribuzione** deve essere **rilasciata entro due settimane** dalla data di notifica all'ente competente per:

- le pompe di calore con potenza pari o inferiore a 12 kW;
- le pompe di calore con potenza pari o inferiore a 50 kW installate da un autoconsumatore di energia rinnovabile, a condizione che la capacità dell'impianto di autoconsumo sia pari ad almeno il 60% della capacità della pompa stessa.

Tale termine di due settimane può essere derogato unicamente in presenza di comprovate ragioni di sicurezza, qualora si rendano necessari lavori aggiuntivi per la connessione alla rete o in caso di accertata incompatibilità tecnica.

Resta ferma la facoltà degli Stati membri di **escludere determinate aree** o strutture al fine di tutelare il patrimonio culturale o storico, per interessi di difesa nazionale o per motivi di sicurezza (articolo 16-*sexies*).

Di seguito, una tabella riepilogativa, con i relativi richiami normativi alla direttiva RED II, come modificata dalla direttiva RED III:

PROCEDURE AUTORIZZATIVE	DURATA MASSIMA	
	In zone di accelerazione	Al di fuori di zone di accelerazione
Conferma della presentazione della domanda o richiesta di integrazione (senza indebito ritardo). <i>NB: la data di conferma della completezza della domanda da parte dell'autorità competente segna l'inizio della procedura autorizzatoria.</i>	30 giorni dal ricevimento (art. 16, Dir. RED II)	45 giorni dal ricevimento (art. 16, Dir. RED II)
Durata della procedura	12 mesi prorogabili di 6 mesi (art. 16-bis, par. 1, RED II)	24 mesi prorogabili di 6 mesi (art. 16-ter, par. 1, RED II)
Durata della procedura per progetti off-shore	24 mesi prorogabili di 6 mesi (art. 16-bis, par. 1, RED II)	36 mesi prorogabili di 6 mesi (art. 16-ter, par. 1, RED II)
Durata della procedura per progetti di revisione della potenza		
In caso di nuovi impianti di potenza <150kw, Impianti di stoccaggio co-ubricati, e relativa connessione alla rete	6 mesi prorogabili di 3 mesi (art. 16-bis, par. 2, RED II)	12 mesi prorogabili di 3 mesi (art. 16-ter, par. 2, co. 2, RED II)
In caso di impianti off-shore		24 mesi prorogabili di 3 mesi (art. 16-ter, par. 2, co. 2, RED II)

normativo volto a promuovere la diffusione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili (FER) in misura coerente con il contributo nazionale al raggiungimento dell'obiettivo dell'Unione.

Questo quadro, che può includere regimi di sostegno e misure per facilitare il ricorso ad accordi di compravendita di energia rinnovabile (*Power Purchase Agreements - PPA*), deve affrontare e rimuovere gli ostacoli che ancora ne frenano lo sviluppo. Tra questi, rientrano le criticità relative alle **procedure autorizzative e alla realizzazione delle necessarie infrastrutture di trasmissione, distribuzione e stoccaggio**, compresi i sistemi di accumulo collocati congiuntamente agli impianti di produzione.

Gli Stati membri sono tenuti a includere una sintesi delle politiche e delle misure adottate in tale quadro all'interno dei rispettivi PNIEC e nelle successive relazioni intermedie nazionali.

Al fine di promuovere il ricorso ad accordi PPA, l'articolo 1, paragrafo 1, n. 5) della direttiva RED III modifica l'articolo 15 della direttiva RED II, attribuendo agli Stati membri i seguenti compiti:

- **valutare** e attuare misure idonee a **ridurre i rischi finanziari** associati a tali accordi, in particolare mediante l'impiego di garanzie di credito;
- **garantire** che tali accordi non siano soggetti a **procedure o oneri sproporzionati** o discriminatori;
- **assicurare** che le **garanzie** di origine relative all'energia prodotta possano essere **trasferite all'acquirente** nell'ambito del contratto stipulato.

Le politiche e le misure nazionali volte a incentivare la diffusione di tali accordi devono essere descritte nel PNIEC e nelle successive relazioni intermedie. Tali documenti devono inoltre contenere un'indicazione del volume di energia rinnovabile prodotta grazie al sostegno di detti accordi.

Alla Commissione europea è invece demandato il compito di analizzare gli ostacoli che ancora si frappongono alla stipula dei PPA, con un'attenzione specifica a quelli transfrontalieri, e di formulare orientamenti e proposte per il loro superamento.

Per maggiori approfondimenti si rimanda al tema curato dal Servizio Studi della Camera sulla [riforma del mercato elettrico dell'UE](#) e a quanto detto nel *dossier* sull'A.G. 318 racante lo schema di decreto legislativo volto a dare attuazione alla predetta riforma.

Progetti comuni per la produzione di energia elettrica, calore e freddo da fonti rinnovabili

L'articolo 1, paragrafo 1, n. 4) della direttiva RED III integra l'articolo 9 della direttiva RED II con l'introduzione di un nuovo paragrafo 1-bis. Tale disposizione introduce per gli Stati membri l'obbligo di concordare, tra due o più di essi, un quadro di cooperazione per lo sviluppo di progetti comuni per la produzione di energia rinnovabile **entro il 31 dicembre 2025**.

Tale quadro di cooperazione deve prevedere:

- l'istituzione di almeno **due progetti comuni** entro il 31 dicembre **2030**;
- per gli Stati membri con un **consumo** annuo di **elettricità superiore a 100 TWh**, l'impegno a concordare un **terzo progetto comune** entro il 31 dicembre **2033**.

Gli Stati membri sono tenuti a notificare alla Commissione europea gli accordi di cooperazione conclusi, specificando la data prevista per l'entrata in operatività dei progetti.

Per quanto concerne l'energia rinnovabile offshore, i progetti comuni devono essere coerenti con le strategie definite nei piani di sviluppo della rete integrata *offshore* per ciascun bacino marittimo e nel Piano decennale di sviluppo della rete a livello europeo. Un'ulteriore integrazione all'articolo 9 (nuovo paragrafo 7-bis) stabilisce che gli Stati membri devono **ridurre la complessità e aumentare l'efficienza e la trasparenza** delle procedure autorizzative. Viene inoltre prevista la possibilità di includere le comunità di energia rinnovabile in tali progetti comuni offshore.

Installatori qualificati

L'articolo 1, paragrafo 1, n. 8) della direttiva RED III modifica l'articolo 18 della direttiva RED II in materia di formazione degli operatori.

La nuova disposizione stabilisce che debbano essere resi disponibili **sistemi di certificazione nazionali**, o qualificazioni equivalenti, per diverse figure professionali. Tali figure includono:

- installatori e progettisti di sistemi di riscaldamento e raffrescamento per l'edilizia, l'industria e l'agricoltura;
- installatori di impianti solari fotovoltaici, compresi i relativi sistemi di accumulo energetico;
- installatori di punti di ricarica abilitati alla gestione della domanda.

Questi sistemi di certificazione e qualificazione devono basarsi sui criteri definiti nell'allegato IV della direttiva RED II, come modificato dall'allegato I, punto 4, della stessa direttiva RED III.

Infine, viene sancito il principio del mutuo riconoscimento, in base al quale ciascuno Stato membro è tenuto a riconoscere le certificazioni rilasciate dagli altri Stati membri, purché conformi ai criteri sopra citati.

Garanzie di origine dell'energia da fonti rinnovabili

L'articolo 1, paragrafo 1, n. 9) della direttiva RED III modifica l'articolo 19 della direttiva RED II, estendendo l'ambito di applicazione del sistema delle garanzie di origine dell'energia rinnovabile. Tale disciplina viene ora applicata anche ai combustibili rinnovabili gassosi di origine non biologica, come l'idrogeno.

La direttiva fissa inoltre al **31 dicembre 2025** il termine entro il quale la Commissione europea dovrà presentare una relazione. Tale documento valuterà le opzioni per istituire un **marchio di qualità ecologica** a livello dell'Unione, finalizzato a promuovere l'utilizzo di energia rinnovabile prodotta da impianti di nuova costruzione. I fornitori potranno utilizzare le informazioni contenute nelle garanzie di origine per attestare la conformità ai requisiti di tale marchio.

Alla Commissione europea sono infine demandati compiti di monitoraggio e analisi. Nello specifico, dovrà supervisionare il funzionamento generale del sistema delle garanzie di origine e presentare, entro il **30 giugno 2025**, una valutazione sull'equilibrio tra domanda e offerta di tali garanzie sul mercato. In caso di squilibri, la Commissione avrà il compito di individuare i fattori che incidono su domanda e offerta.

Sviluppo del teleriscaldamento e teleraffrescamento

L'articolo 1, paragrafo 1, n. 10) della direttiva RED III modifica l'articolo 20 della direttiva RED II, relativo allo sviluppo delle infrastrutture per le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento. L'obiettivo della modifica è orientare tali reti verso lo sfruttamento efficiente e flessibile di una gamma più ampia di fonti di calore e freddo rinnovabili.

A tale scopo, viene esteso in modo significativo l'elenco delle fonti energetiche che tali reti dovranno progressivamente integrare. L'elenco ora include:

- energia solare termica e fotovoltaica;
- pompe di calore alimentate da energia elettrica rinnovabile, che utilizzano energia ambientale e geotermica;
- altre tecnologie per l'energia geotermica;
- biomassa, biogas e bioliquidi;
- calore e freddo di scarto.

La direttiva prevede inoltre che l'impiego di queste fonti sia combinato, ove possibile, con sistemi di stoccaggio dell'energia termica, meccanismi di gestione della domanda e impianti di conversione dell'energia elettrica in calore.

Questa nuova formulazione amplia notevolmente la portata della norma originaria, la quale faceva riferimento unicamente all'energia solare, ambientale, geotermica e al calore e freddo di scarto.

Integrazione nel sistema dell'energia elettrica da FER

L'articolo 1, paragrafo 1, n. 11) della direttiva RED III introduce, tramite il nuovo articolo 20-bis nella direttiva RED II, una serie di obblighi specifici volti a migliorare l'informazione e la gestione intelligente dell'energia.

In particolare, la direttiva impone:

- ai **gestori del sistema di trasmissione (TSO)** e, qualora ne dispongano, ai **gestori del sistema di distribuzione (DSO)**, l'obbligo di rendere disponibili in formato digitale le informazioni sulla quota di energia da fonti rinnovabili e sul contenuto di emissioni di gas serra dell'energia elettrica fornita. Tali dati devono essere aggiornati con la massima accuratezza possibile e a intervalli di tempo non superiori all'ora;
- ai **produttori di batterie** (industriali e domestiche) e ai **costruttori di veicoli elettrici**, l'obbligo di consentire ai proprietari, agli utenti e a terzi da essi autorizzati, l'accesso gratuito e in tempo reale a dati fondamentali sulla batteria, quali capacità, stato di salute, stato di carica e punto di regolazione della potenza (*power setpoint*).

Viene infine stabilito che i punti di ricarica non accessibili al pubblico, sia di nuova installazione sia in sostituzione di quelli esistenti, devono essere dotati di funzionalità di **ricarica intelligente**.

Contenuto dell'A.G. 324

Lo schema di decreto legislativo in esame ([A.G. n. 324](#)) recepisce la più volte citata direttiva (UE) 2023/2413, meglio nota come direttiva RED III.

Si fa presente che risultano attualmente aperte due specifiche procedure di infrazione per il mancato recepimento di tale direttiva:

1. **procedura di infrazione n. 2024/0232**: avviata per il mancato recepimento, entro il termine del 1° luglio 2024, di specifiche disposizioni della direttiva. Le disposizioni in questione riguardano:

- l'articolo 1, punto 6), relativo all'articolo 15-*sexies* della direttiva RED II;
- l'articolo 1, punto 7), relativo agli articoli 16, 16-*ter*, 16-*quater*, 16-*quinqües*, 16-*sexies* e 16-*septies* della direttiva RED III: sul punto

2. **procedura di infrazione n. 2025/0228:** avviata il 23 luglio 2025, per il mancato recepimento generale della direttiva RED III.

Si ricorda che la direttiva (UE) 2023/2413 prevedeva scadenze specifiche per il recepimento. In deroga al termine generale, le disposizioni relative alla semplificazione delle procedure autorizzative (articoli 15-*sexies*, 16, 16-*ter*, 16-*quater*, 16-*quinqües*, 16-*sexies* e 16-*septies*) dovevano essere recepite **entro il 1° luglio 2024**. Le restanti disposizioni dovevano entrare in vigore **entro il 21 maggio 2025**.

Come già precedentemente rilevato, in virtù di tale differenziazione nei termini, parte della disciplina era già stata recepita con l'approvazione del decreto legislativo n. 190/2024 (cd. TU FER). In proposito si segnala che l'11 settembre 2025 il Consiglio dei ministri ha approvato, in esame preliminare, un decreto legislativo che introduce [disposizioni integrative e correttive](#) al predetto decreto.

L'atto del Governo n. 234, approvato nella seduta del Consiglio dei ministri dell'8 ottobre 2025, è stato assegnato alle Commissioni parlamentari di Camera e Senato il 10 ottobre 2025. Il termine per la presentazione del parere è il **19 novembre 2025**. L'atto è stato tuttavia assegnato con riserva, mancando l'intesa in sede di Conferenza unificata da raggiungersi ai sensi del combinato disposto dagli articoli [31, comma 7](#), e [41, comma 1](#), della legge n. 234/2012 e dall'[articolo 5](#) del d.lgs. n. 281/1997.

Come detto, l'obiettivo primario della direttiva RED III è accelerare in modo significativo la diffusione delle fonti di energia rinnovabile (FER) all'interno dell'Unione, in modo da raggiungere i traguardi di decarbonizzazione fissati al 2030 e la neutralità climatica entro il 2050. Gli interventi normativi oggetto dello schema di decreto in esame mirano dunque a:

- **innalzare gli obiettivi nazionali** in materia di energie rinnovabili al 2030, in linea con i nuovi *target* europei e con l'aggiornamento del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC);
- **introdurre nuovi principi e criteri di sostenibilità**, con particolare riferimento all'utilizzo della biomassa e alla disciplina di nuovi vettori energetici, come i combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO);
- **aggiornare e potenziare i regimi di sostegno** e gli obblighi settoriali (edifici, termico, trasporti);
- **rafforzare gli strumenti di tracciabilità, monitoraggio e trasparenza** del mercato delle rinnovabili.

Di seguito si dà conto delle principali modifiche apportate dallo schema di decreto in esame.

Capo I: modifiche al d.lgs. n. 199/2021

Il Capo I dello schema di decreto legislativo introduce un'articolata serie di modifiche al d.lgs. n. 199/2021, che a sua volta ha dato attuazione alla cd. direttiva RED II.

Articoli 1 e 2 (modifiche al titolo del d.lgs. n. 199/2021 e all'articolo 2 – *definizioni*)

Si interviene sull'articolo 2 aggiornando e integrando numerose definizioni per allinearle alla direttiva RED III. Tra le principali novità si segnalano l'inclusione dell'**energia osmotica** tra le fonti rinnovabili e l'introduzione di definizioni tecniche relative alla **gestione dei sistemi di accumulo** (es. "stato di salute", "stato di carica"), funzionali a nuove disposizioni in materia di accesso ai dati.

Articolo 3 (modifiche all'articolo 3 – *revisione degli obiettivi nazionali al 2030*)

La revisione normativa incide anche sull'innalzamento degli obiettivi nazionali, che riflettono le maggiori ambizioni della direttiva RED III e l'aggiornamento del PNIEC. Le modifiche all'articolo 3 del d.lgs. 199/2021 definiscono la nuova traiettoria italiana verso la decarbonizzazione.

- **Obiettivo generale:** l'obiettivo nazionale per la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo al 2030 viene elevato in modo significativo, passando **dal 30% al 39,4%**. Questo aggiornamento, come specificato nella relazione tecnica, allinea l'Italia al contributo richiesto per il raggiungimento del nuovo target europeo del 42,5% e recepisce le indicazioni del PNIEC aggiornato.
- **Obiettivo riscaldamento e raffrescamento:** l'incremento medio annuo della quota di rinnovabili nel settore termico viene rivisto al ribasso, in linea con quanto previsto dalla Direttiva RED III, ma la misura non ha più carattere indicativo. Si prevede un aumento di **0,8 punti percentuali** per il periodo 2021-2025 e un'accelerazione a **1,1 punti percentuali** per il quinquennio 2026-2030. Questo mira a stimolare la decarbonizzazione di un settore storicamente complesso e ad alta intensità di combustibili fossili.
- **Nuovi obiettivi indicativi:** vengono introdotti *target* specifici, seppur non strettamente vincolanti, per focalizzare l'azione in settori chiave:
 - o **industria:** un incremento medio annuo dell'**1,6%** di rinnovabili nei consumi energetici;
 - o **edifici:** una quota indicativa di rinnovabili del **40,1%** nei consumi del settore entro il 2030;

o **tecnologie innovative**: un obiettivo indicativo del **5%** della nuova capacità installata al 2030 dovrà provenire da tecnologie rinnovabili innovative (come, ad esempio, l'eolico offshore galleggiante o la geotermia avanzata), per stimolare la ricerca e lo sviluppo di soluzioni all'avanguardia.

Articolo 4 (modifiche all'articolo 4 – *funzioni del MASE*)

Si attribuisce al MASE la facoltà di affidare al GSE le attività di gestione e controllo relative ai **meccanismi di incentivazione** e agli obblighi previsti dal decreto, inclusi quelli del PNRR, ponendo i relativi costi a carico dei beneficiari.

Articolo 5 (inserimento dell'articolo 4-bis – *principi in materia di biomassa*)

Lo schema di decreto introduce l'articolo 4-bis, interamente dedicato a regolamentare l'**uso delle biomasse a fini energetici**, recependo le previsioni della direttiva RED III sulla sostenibilità di questa filiera. L'obiettivo è evitare effetti distorsivi sul mercato delle materie prime e prevenire impatti negativi sulla biodiversità.

Le misure di sostegno per la produzione di energia da biomassa legnosa sono ora ammesse solo a condizione che non sia possibile un utilizzo alternativo di maggior valore, secondo la seguente gerarchia:

- o prodotti a base di legno;
- o prolungamento del ciclo di vita dei prodotti;
- o riutilizzo;
- o riciclaggio.

Viene inoltre introdotto un divieto di concedere nuovi incentivi a impianti destinati esclusivamente alla produzione di energia elettrica da biomassa forestale, salvo specifiche deroghe.

Articoli 6 e 7 (modifiche agli articoli 5 e 10 – *regimi di sostegno*)

Vengono aggiornati i criteri per i meccanismi di sostegno per la produzione di energia elettrica, termica e per il raffrescamento. Si prevede che l'incentivo possa essere calcolato anche sull'**energia producibile** (per gestire i casi di *curtailment*) e si introducono disposizioni per la definizione di **specifiche tecniche** che le apparecchiature devono rispettare per accedere agli incentivi e agli appalti pubblici.

Articoli 8 e 9 (modifiche agli articoli 16 e 17 – *progetti comuni*)

Si rafforza il quadro per la cooperazione transfrontaliera, impegnando il Governo a definire **almeno due progetti comuni con altri Stati membri entro il 2030**. Si chiarisce che l'energia elettrica importata da Paesi terzi può essere "contabilizzata" ai fini degli obiettivi, ma non può beneficiare di incentivi, salvo accordi intergovernativi specifici.

Articolo 10 (modifiche all'articolo 26 – *obbligo rinnovabili negli edifici*)

L'ambito di applicazione dell'obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili viene esteso anche agli interventi di **ristrutturazione di un impianto termico**. Si introduce inoltre la possibilità per gli edifici pubblici di adempiere all'obbligo tramite l'installazione di impianti da parte di soggetti terzi.

Articolo 11 (modifiche all'articolo 27 – *obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica nelle forniture di energia*)

L'articolo 11, comma 1, lettera a), introduce la lettera *e-bis*) all'articolo 27, comma 2, del d.lgs. n.199/2021.

Tale disposizione disciplina la **ripartizione dei costi** relativi alle attività di gestione, verifica e controllo connesse all'obbligo di incrementare la quota di fonti rinnovabili nelle vendite di calore. Viene stabilito che tali costi debbano essere suddivisi tra i soggetti obbligati secondo un **criterio di proporzionalità**, basato sull'entità dell'obbligo a cui ciascuno è tenuto.

Successivamente, l'articolo 11, comma 1, lettera b), aggiunge il comma 2-bis al medesimo articolo 27.

La nuova norma chiarisce che nella definizione di "calore e freddo di scarto" rientra anche la quota di calore eccedente quella già classificata come rinnovabile. Per essere computabile, tale calore deve obbligatoriamente provenire dalle **operazioni di recupero energetico (R1)**, come definite nell'allegato C alla parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

Articolo 12 e 13 (inserimento dell'articolo 29-bis – *accesso ai dati delle batterie e modifica alla rubrica del Titolo V*)

Si introduce una disposizione che prevede che i proprietari di batterie (domestiche, industriali e di veicoli elettrici) e i soggetti terzi da loro autorizzati debbano avere **accesso gratuito e in tempo reale ai dati del sistema di gestione della batteria** (es. stato di carica, stato di salute).

Articolo 14 (modifiche all'articolo 40 – *limiti colture alimentari*)

Una delle novità più rilevanti è la drastica e progressiva riduzione, fino all'azzeramento completo nel 2030, del contributo dei biocarburanti prodotti da colture alimentari e foraggiere considerate ad alto rischio di

cambiamento indiretto della destinazione dei suoli (**ILUC**). Questa misura, volta a scoraggiare la deforestazione indiretta, impone agli operatori del settore una pianificazione strategica per la transizione verso biocarburanti avanzati e carburanti sintetici, modificando radicalmente le filiere di approvvigionamento. Difatti, l'articolo 40 del d.lgs. n. 199/2021 disciplina i limiti massimi al contributo che i biocarburanti e i bioliquidi derivanti da colture agricole destinate all'alimentazione umana o animale (*food and feed*) possono apportare al conseguimento dell'obiettivo complessivo di rinnovabili (art. 3) e degli obblighi di immissione in consumo nel settore trasporti (art. 39).

Le principali modifiche introdotte sul tema dall'A.G. 324 sono:

- **Explicitazione dei tetti massimi** (art. 40, comma 1, lettera *a*)): vengono inserite le percentuali esatte dei limiti di utilizzo per i biocarburanti e bioliquidi derivanti da colture *food and feed*. Questi limiti, che nella versione precedente (RED II) erano espressi in termini generici a causa della mancanza dei dati del GSE, sono ora quantificati:
 - **3,6%** ai fini dell'obiettivo generale (art. 3) e
 - **2,3%** ai fini degli obblighi nel trasporto (art. 39).
- **Riduzione e azzeramento biocarburanti alto rischio ILUC** (art. 40, comma 1, lettera *b*)): viene disciplinata la traiettoria di decrescita per i biocarburanti e bioliquidi derivanti da colture considerate ad **alto rischio ILUC** (Cambiamento indiretto della destinazione dei suoli). In particolare, vengono specificate le percentuali massime consentite per tali colture, che diminuiscono progressivamente. Questo limite, ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3, è pari all'**1,4%** e, ai fini dell'obbligo di cui all'articolo 39, è pari allo **0,6%** (riferito al livello di consumo registrato nel 2019). La traiettoria prevede una riduzione lineare che porta la quota a **0% entro il 2030**, sia per l'obiettivo generale (art. 3) che per l'obbligo di immissione (art. 39).

Articoli 16, 17 e 18 (modifiche alla rubrica del Capo II, all'articolo 42 e inserimento dell'art. 42-bis – *criteri di sostenibilità*)

Vengono aggiornati i criteri di sostenibilità per le biomasse, includendo la tutela delle **foreste antiche** e l'obbligo per gli impianti di digestione anaerobica di **coprire le vasche di digestato** per ridurre le emissioni di metano. Si introduce l'articolo 42-bis, che stabilisce per i combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO) e per i carburanti da carbonio riciclato (RFC) un **risparmio minimo di emissioni del 70%** rispetto al fossile di riferimento.

Articolo 20 (inserimento dell'articolo 45-bis – *ricarica intelligente*)

Si introduce l'obbligo di **funzionalità di ricarica intelligente** per tutti i punti di ricarica di potenza standard non accessibili al pubblico, nuovi o sostituiti, a partire dal **30 giugno 2026**.

Articoli 21 e 22 (modifiche alla rubrica del Titolo VI e all'articolo 46 – *garanzie di origine*)

Il sistema delle garanzie di origine (**GO**) è esteso ai **combustibili rinnovabili gassosi di origine non biologica**. Le modifiche introdotte all'articolo 46 includono (tramite l'inserimento del nuovo comma 6-bis)) un obbligo esplicito per i fornitori di gas che immettono combustibili rinnovabili nella rete (come il biometano e l'idrogeno). Tali soggetti sono ora tenuti a garantire la tracciabilità della quota o quantità di energia rinnovabile offerta ai clienti finali. La modifica assicura che le caratteristiche della rete consentano l'immissione e il prelievo del gas rinnovabile.

Articoli 15 e 23 (Inserimento dell'articolo 47-bis – *banca dati dell'Unione europea*)

Vengono **abrogati** i commi 1 e 2 dell'articolo 41 del d.lgs. n.199/2021. Le disposizioni contenute nei commi 1 e 2 abrogati, che riguardavano originariamente l'istituzione della banca dati unionale (prevista dalla precedente direttiva RED II), vengono parzialmente riprodotte, aggiornandole, nel nuovo articolo 47-bis del d.lgs. 199/2021.

Il nuovo articolo 47-bis introduce significative novità rispetto al precedente quadro normativo (art. 41), delineando un sistema di tracciabilità più esteso e dettagliato per i combustibili rinnovabili, in linea con gli obiettivi della direttiva RED III.

La differenza fondamentale consiste nell'estensione del campo di applicazione della **banca dati unionale**.

Nella normativa prevista dalla direttiva RED II, La tracciabilità era limitata ai carburanti liquidi e gassosi destinati al **settore dei trasporti**. Con la modifica disposta, la banca dati deve ora tracciare anche i combustibili rinnovabili liquidi e gassosi e i carburanti da carbonio riciclato consumati in **tutti gli altri settori di uso finale** (es. riscaldamento, industria).

Viene introdotto un obbligo settoriale specifico per i fornitori di carburanti per aviazione. Essi sono tenuti a inserire nella banca dati le informazioni richieste dall'**articolo 10 del regolamento (UE) 2023/2405** (noto come *ReFuelEU Aviation*).

Si rileva che l'Analisi tecnico-normativa, allegata dal Governo alla presentazione dell'A.G. 324, commenta una modifica all'articolo 39 del d.lgs. n. 199/2021 di cui però non vi è traccia all'interno dello schema di

decreto legislativo. Tale modifica avrebbe avuto un impatto sulle quote di produzione di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti – allineandone a quanto previsto dalla direttiva RED III.

Articolo 24 (modifiche all'articolo 48 – sistema di monitoraggio del PNIEC)

L'articolo 24 modifica e aggiorna l'articolo 48 del n. 199/2021, che disciplina le attività di monitoraggio e comunicazione relative al PNIEC.

Viene introdotto un nuovo obbligo (tramite la lettera e-bis) al comma 1 dell'art. 48) a carico del **GSE**, che dovrà assicurare il monitoraggio specifico della produzione e del consumo di **idrogeno e dei suoi derivati**, inclusi i combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO).

Si rileva che l'ATN afferma che tale monitoraggio è computato ai fini del calcolo di cui all'articolo 11-bis, di cui però non vi è traccia all'interno dello schema di decreto legislativo. Tale articolo – secondo quanto si evince dall'ATN – avrebbe dovuto definire un contributo sotto forma di quota di combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO) nell'industria rispetto all'idrogeno impiegato al 2030 e 2035.

Infine, viene attribuito al **MASE** il compito di fornire un **quadro di riferimento** sulle misure e sui regimi di sostegno per le energie rinnovabili elettriche, nonché sulle barriere che ne ostacolano lo sviluppo. Questo quadro dovrà includere anche riferimenti ai regimi amministrativi introdotti dal Decreto Legislativo n. 190 del 2024.

Articolo 25 (modifiche all'allegato I – metodologie di calcolo)

L'articolo interviene sull'allegato I, aggiornando le metodologie di calcolo per il raggiungimento degli obiettivi nazionali. In particolare:

- **combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO)**: si stabilisce che l'energia prodotta da tali combustibili sia computata nel settore di consumo finale (elettrico, termico o trasporti);
- **calore e freddo di scarto**: vengono introdotti limiti quantitativi per il conteggio di tali fonti ai fini del target termico, fissando un contributo massimo pari a 0,4 punti percentuali dell'incremento medio annuo richiesto.

Articolo 26 (modifiche all'allegato III – obblighi per gli edifici)

La norma modifica l'allegato III, estendendo il campo di applicazione degli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici. Tali obblighi si applicheranno non solo agli edifici di nuova costruzione, ma anche in caso di **ristrutturazioni importanti di primo e secondo livello** e per **interventi significativi sull'impianto termico**.

Le nuove percentuali di copertura obbligatoria dei consumi da fonti rinnovabili sono riassunte nella tabella seguente:

Tipo di intervento	Copertura acqua calda sanitaria	Copertura totale (ACS + climatizzazione)
Nuova costruzione	60%	60%
Ristrutturazione importante 1° livello	40%	40%
Ristrutturazione importante 2° livello	20%	20%
Ristrutturazione impianto termico	20%	20%

Articolo 27 (modifiche all'allegato IV – requisiti minimi per impianti termici)

L'articolo 27 interviene sull'allegato IV, innalzando i requisiti tecnici minimi per gli impianti termici ammessi ai regimi di incentivazione. Tra le principali innovazioni, si introduce **l'obbligo di installare valvole termostatiche a bassa inerzia termica** sui corpi scaldanti. Vengono, inoltre, definiti nuovi requisiti specifici per l'allaccio a reti di teleriscaldamento efficiente e per gli impianti di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili.

Articolo 28 (modifiche all'allegato V – contenuto energetico dei combustibili)

L'articolo 28 modifica l'allegato V del d.lgs. n. 199/2021, al fine di recepire le nuove **metodologie di calcolo** introdotte dall'allegato III della direttiva RED III. La modifica riguarda, in particolare, il contenuto rinnovabile dell'ETBE (Etil T-Butile Etere).

Articolo 29 (modifiche all'allegato VI – regole per il calcolo dell'impatto dei gas a effetto serra dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei carburanti fossili di riferimento)

L'articolo 29 interviene sull'allegato VI del d.lgs. n. 199/2021, adeguando la **metodologia per il calcolo** delle emissioni di **gas a effetto serra** (risparmio emissivo) di biocarburanti e bioliquidi, in recepimento delle

disposizioni dell'allegato V della direttiva RED III.

Articolo 30 (modifiche all'allegato VII – regole per il calcolo dell'impatto dei gas a effetto serra dei combustibili da biomassa e i relativi combustibili fossili di riferimento)

L'articolo 30 modifica l'allegato VII del d.lgs. n. 199/2021, aggiornando, in analogia a quanto previsto dall'articolo precedente, la **metodologia di calcolo** delle emissioni di gas a effetto serra (risparmio emissivo) per i **combustibili da biomassa**. L'intervento, che recepisce l'Allegato VI della Direttiva RED III, interessa nello specifico la Sezione B, Parte B, Punto 3, introducendo precisazioni in materia di riduzione delle emissioni.

Articolo 31 (Modifiche all'allegato VIII – materie prime double counting)

L'articolo 31 modifica l'allegato VIII del d.lgs. n. 199/2021, in recepimento delle disposizioni contenute nell'allegato IX della direttiva RED III. La modifica principale consiste nella soppressione, nelle parti A e B dell'allegato, delle disposizioni che consentivano di considerare doppio, ai fini del conseguimento delle quote di rinnovabili, il contributo di alcune materie prime (cd. *double counting*).

Capo II: modifiche al d.lgs. n. 79/1999 in materia di trasparenza dei dati sull'energia

L'**articolo 32** dello schema di decreto legislativo in esame reca modifiche al [d.lgs. n. 79/1999](#), che attua la direttiva 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica.

La norma è finalizzata al recepimento dell'articolo 20-*bis*, paragrafi 1 e 2, della direttiva RED II (come modificata dalla RED III).

L'intervento normativo si attua attraverso l'integrazione dell'**articolo 3** del d.lgs. n. 79/1999, con l'introduzione di tre nuovi commi:

- comma 2-*nonies*: si attribuisce all'**ARERA** il compito di definire, entro 180 giorni, i criteri e le modalità con cui il gestore della rete di trasmissione nazionale dovrà rendere disponibili le informazioni sulla **quota oraria di energia elettrica da fonti rinnovabili** e sul **contenuto di emissioni di gas a effetto serra** per ciascuna zona di offerta;
- comma 2-*decies*: si demanda a un decreto del **MASE** la definizione di ulteriori disposizioni attuative in materia;
- comma 2-*undecies*: si stabilisce che i criteri e le modalità definiti ai sensi dei commi precedenti (relativi rispettivamente alla quota di energia elettrica da fonti rinnovabili e al tenore di emissioni di gas a effetto serra) devono assicurare che le informazioni siano rese disponibili dal gestore della rete di trasmissione nel modo più accurato possibile. L'obiettivo di questa previsione è garantire che le informazioni siano disponibili con la massima accuratezza (a intervalli orari o sub-orari) per tutti i partecipanti al mercato, inclusi aggregatori e consumatori.

Capo III: modifiche al d.lgs. n. 93/2011 sul mercato interno dell'energia

Le modifiche di cui all'**articolo 33** dello schema di decreto legislativo in esame consistono nell'aggiunta di un nuovo comma all'articolo 38 del [d.lgs. n. 93/2011](#), relativo ai compiti dei gestori di distribuzione.

L'innovazione consiste nell'introduzione del comma 5-*octies* al suddetto articolo. Tale comma affida all'**ARERA** il compito di definire, entro 180 giorni, i criteri e le modalità con cui i distributori devono rendere disponibili i dati relativi all'energia rinnovabile immessa in rete. Nello specifico, la disposizione prevede che:

- i dati siano forniti in **forma aggregata e anonima**;
- le informazioni riguardino la produzione energetica degli **autoconsumatori** e delle **comunità energetiche rinnovabili (CER)**;
- l'obiettivo sia garantire l'**interoperabilità** e la disponibilità non discriminatoria di tali dati a tutti gli operatori del mercato.

Capo IV: modifiche al d.lgs. n. 28/2011 in materia di certificazione professionale nel settore FER

Il Capo IV introduce significative modifiche al [d.lgs. n. 28/2011](#), con l'obiettivo di aggiornare e ampliare il sistema di qualificazione e certificazione professionale nel settore FER.

Le principali novità riguardano l'estensione degli obblighi di certificazione anche alla figura dei **progettisti** e l'aggiornamento dei percorsi formativi.

Articolo 34: rafforzamento del sistema di certificazione (modifiche all'articolo 15)

Viene modificato l'articolo 15 del d.lgs. n. 28/2011 per disciplinare in modo più organico il sistema di qualificazione. Di seguito le principali innovazioni:

- **estensione della certificazione**: si prevede che un decreto del MASE istituisca sistemi di certificazione non solo per gli installatori, ma anche per i progettisti di impianti di riscaldamento e

raffrescamento (in edilizia, industria e agricoltura), sistemi solari fotovoltaici (incluso lo stoccaggio) e punti di ricarica intelligente;

- **monitoraggio e trasparenza:** viene introdotto l'obbligo per la Federazione italiana per l'uso razionale dell'energia (FIRE) di pubblicare l'elenco dei professionisti certificati e di predisporre una relazione annuale sull'adeguatezza del numero di installatori formati e qualificati in relazione all'aumento della quota di energia rinnovabile necessaria per il PNIEC.
- **integrazione dei percorsi formativi:** il programma nazionale di formazione dovrà includere specifici percorsi per il conseguimento di tali certificazioni.

Articolo 35: aggiornamento della formazione (modifiche all'allegato 4)

Viene modificato in modo sostanziale l'allegato 4 del d.lgs. n. 28/2011, estendendone il campo di applicazione:

- **nuovi contenuti formativi:** i programmi di formazione vengono aggiornati per includere competenze relative a studi di fattibilità, progettazione, integrazione di sistemi di accumulo energetico e, per le pompe di calore geotermiche, nozioni sulla trivellazione;
- **rinnovo della qualifica:** vengono introdotti requisiti più rigorosi, subordinando il rinnovo della qualifica alla partecipazione a corsi di aggiornamento periodici.

Capo V: modifiche al d.lgs. n. 102/2014 in materia di efficienza energetica e pianificazione

Il Capo V dello schema di decreto interviene sul [d.lgs. n. 102/2014](#), con l'obiettivo di migliorare la pianificazione e il monitoraggio dell'uso delle fonti rinnovabili, con un *focus* specifico sul settore del riscaldamento e del raffrescamento.

L'[articolo 36](#) introduce il nuovo comma 2-*bis* all'articolo 10 del d.lgs. n. 102/2014, che impone di integrare nel rapporto nazionale una valutazione strategica comprensiva di:

- analisi del **potenziale nazionale** di energia da fonti rinnovabili e dell'uso del calore e freddo di scarto;
- mappatura delle **aree idonee** per lo sviluppo di progetti a basso rischio ambientale;
- valutazione del potenziale legato a **progetti residenziali di piccola taglia**.

Queste analisi, da elaborarsi nel rispetto del principio dell'**"efficienza energetica al primo posto"**, confluiranno nel PNIEC, garantendo maggiore coerenza alle politiche energetiche.

La disposizione chiarisce inoltre i criteri tecnici per il calcolo della quota rinnovabile nel settore, specificando che è possibile includere:

- il **recupero di calore e freddo di scarto**;
- l'**energia elettrica rinnovabile** usata per riscaldamento/raffrescamento, a condizione che l'efficienza dell'unità di generazione sia superiore al 100%.

Capo VI: modifiche al d.lgs. n. 66/2005 in materia di qualità della benzina e del combustibile diesel

Il Capo VI dello schema di decreto in esame introduce modifiche al d.lgs. n. 66/2005, concernente le specifiche tecniche della benzina e del combustibile diesel.

Le modifiche perseguono un duplice obiettivo:

- da un lato, favorire l'immissione in commercio di **combustibile diesel con un contenuto di biodiesel fino al 10% (B10)**;
- dall'altro, garantire la disponibilità capillare del **diesel B7** (con contenuto di biodiesel fino al 7%) quale **protection grade**, a tutela dei veicoli non tecnicamente compatibili con il B10.

Contestualmente, viene superato l'obbligo di distinzione tra benzina E5 e benzina E10, in ragione della piena compatibilità del parco veicolare circolante con quest'ultima.

[Articolo 37 \(modifiche all'articolo 1 del d.lgs. n. 66/2005 – ambito di applicazione\)](#): la norma sostituisce il comma 1 dell'articolo 1, ridefinendo e precisando l'ambito di applicazione del decreto. Le **specifiche tecniche** sui carburanti si applicheranno, in linea con le previsioni della direttiva RED III, ai combustibili destinati a:

- veicoli stradali;
- macchine mobili non stradali;
- trattori agricoli e forestali;
- imbarcazioni da diporto e altre navi della navigazione interna (quando non in mare).

[Articolo 38 \(modifiche all'articolo 2 del d.lgs. n. 66/2005 – definizioni\)](#): l'articolo aggiorna le definizioni di "Fornitore" e "Biocarburanti", operando un rinvio diretto alle definizioni già contenute nel d.lgs. n. 199/2021, al fine di garantire coerenza e uniformità normativa.

[Articolo 39 \(modifiche all'articolo 3 del d.lgs. n. 66/2005 – benzina\)](#): viene soppressa la disposizione che imponeva la distinzione tra benzina con tenore di etanolo fino al 5% (E5) e fino al 10% (E10). Tale modifica

si fonda sulla constatata compatibilità dell'attuale parco veicolare con la benzina E10 e mira a semplificare gli oneri operativi per i fornitori.

Articolo 40 (modifiche all'articolo 4 del d.lgs. n. 66/2005 – combustibile diesel): si introduce l'obbligo per le imprese di produzione o importazione di assicurare la commercializzazione di **gasolio B7 in almeno il 30% degli impianti di distribuzione di ogni provincia**. La misura è volta a garantire la tutela dei possessori di veicoli non compatibili con il diesel B10. Contestualmente, si estende ai gestori degli impianti che commercializzano diesel con un livello di estere metilico di acidi grassi (FAME) superiore al 7% l'obbligo di esporre l'elenco dei veicoli incompatibili, fornito al MASE dalle case costruttrici.

Articoli 41 e 42 (abrogazioni degli articoli 7-bis, 7-ter, 7-quater, 7-quinquies): si dispone l'integrale abrogazione degli articoli da 7-bis a 7-quinquies e delle disposizioni ad essi funzionali (commi 2-bis e 2-ter dell'art. 7). Tali articoli, relativi all'obbligo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nel ciclo di vita dei carburanti (cd. *Fuel Quality Directive*), vengono superati dalla nuova disciplina introdotta dalla Direttiva RED III, che ridefinisce gli obiettivi e gli obblighi per il settore dei trasporti in un quadro normativo unificato.

Articolo 43 (modifiche all'articolo 9 del d.lgs. n. 66/2005 – sanzioni): la norma interviene sul regime sanzionatorio per adeguarlo al nuovo quadro normativo. Vengono aggiornati i riferimenti per sanzionare la violazione dei nuovi obblighi di distribuzione del diesel B7. Conseguentemente, vengono soppressi i commi sanzionatori (dal 9 al 16) correlati alle disposizioni abrogate (artt. 7-bis e seguenti).

Articoli da 44 a 47 (modifiche agli allegati tecnici del d.lgs. n. 66/2005)
Questi articoli provvedono all'aggiornamento degli allegati tecnici del decreto. In particolare:

- articoli 44, 45, 46: si aggiornano le specifiche tecniche e i metodi di prova per benzina e diesel, in linea con le più recenti norme tecniche; la modifica più rilevante è contenuta nell'allegato II, dove il valore massimo di FAME nel diesel viene **innalzato da "7,0%" a "10,0%"**, abilitando così la commercializzazione del B10;
- articolo 47: vengono soppressi gli allegati relativi alle modalità di calcolo delle emissioni di gas serra, in coerenza con la citata abrogazione del relativo obbligo previsto dall'articolo 7-bis.

Infine, l'**articolo 48** detta la clausola di invarianza finanziaria, disponendo che dall'attuazione del decreto legislativo in esame non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Senato: Dossier n. 569
Camera: n. 324
21 ottobre 2025

Senato	Servizio Studi del Senato	Studi1@senato.it - 066706-2451	✉ SR_Studi
Camera	Servizio Studi	st_attprod@camera.it - 066760-3403	✉ CD_attProd
	Dipartimento Attività Produttive		
	Servizio Studi	st_ambiente@camera.it - 066760-9253	✉ CD_ambiente
	Dipartimento Ambiente		

La documentazione dei Servizi e degli Uffici del Senato della Repubblica e della Camera dei deputati è destinata alle esigenze di documentazione interna per l'attività degli organi parlamentari e dei parlamentari. Si declina ogni responsabilità per la loro eventuale utilizzazione o riproduzione per fini non consentiti dalla legge. I contenuti originali possono essere riprodotti, nel rispetto della legge, a condizione che sia citata la fonte.
AP0208